

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФИЛИАЛ В Г. ОКТЯБРЬСКОМ)
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
АНДИЖАНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ**

ИННОВАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2025

**Сборник трудов
V Международной научно-практической конференции
молодых ученых, аспирантов и студентов
(7 ноября 2025 г.)**

**Уфа
2025**

УДК 62
ББК 3
И66

Редакционная коллегия:

В. Ш. Мухаметшин
У. М. Турдиалиев
А. А. Гиззатуллина
Л. С. Кулешова
Ш.Г. Мингулов
Б. Н. Хамидов
Г. М. Панахов
А.М. Касымахунова
К. Т. Тынчеров
О. А. Грезина
Р. И. Сулейманов
Э. З. Мухамадеев
Л. З. Самигуллина
Ж. С. Туленбаев
С. Б. Атажонова

Рецензенты:

д.т.н., профессор Ж. С. Туленбаев
д.т.н., профессор Б. Н. Хамидов

И66 Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2025: сборник трудов
V Международной научно-практической конференции молодых ученых,
аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: УГНТУ, 2025. – 1046 с.

ISBN 978-5-93105-560-2

В сборнике представлены материалы V Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в Институте нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском и Андижанским государственным техническим институтом, проведенной 7 ноября 2025 года, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Описаны современные прогрессивные способы бурения, технологические процессы, способы оптимизации технологических режимов бурения, приведены способы предупреждения осложнения.

Предназначен для преподавателей технических вузов.

Публикуется в авторской редакции.

УДК 62
ББК 3

ISBN 978-5-93105-560-2

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2025
© Андижанский государственный технический
институт, 2025
© Коллектив авторов, 2025

СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

УДК 622.234.573

РЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ ГЕЛЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ВОДЫ С РАЗЛИЧНЫМ ИОННЫМ СОСТАВОМ

И.А. Аленкин

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, аспирант)

Р.Р. Сахибгараев

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, аспирант)

А.В. Насыбуллин

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, зав. кафедрой РиЭНГМ)

И.Г. Фаттахов

(Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д.Шашина, г. Альметьевск, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям)

Аннотация. В работе представлены результаты исследований влияния ионного состава воды на реологические свойства гуаро-боратных гелей, применяемых в технологиях гидроразрыва пласта (ГРП). Определены зависимости показателя поведения n и коэффициента консистенции K от концентрации ионов Ca^{2+} , Cl^- и HCO_3^- . Показано, что увеличение содержания ионов кальция приводит к снижению показателя псевдопластичности n и росту коэффициента консистенции K , что может негативно сказываться на прокачиваемости геля. В случае с растворами, содержащими хлориды, выявлено смещение характерного интервала изменения реологических параметров по времени теста. Для образцов с различным содержанием бикарбонатов существенных различий в значениях коэффициента консистенции не установлено, однако показатель поведения n демонстрирует неоднородность. Полученные результаты могут быть использованы при моделировании процессов ГРП в симуляторах (РН-ГРИД, MFrac, FracPro) для повышения точности расчетов транспортирующей способности и удерживающих характеристик жидкости разрыва.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, гуаро-боратные гели, реология, коэффициент консистенции, показатель поведения, псевдопластичные жидкости, ионный состав воды, кальций, хлориды, бикарбонаты, моделирование ГРП

UDC 622.234.573

RHEOLOGICAL BEHAVIOR OF FRACTURING GELS BASED ON WATER WITH DIFFERENT IONIC COMPOSITIONS

I.A. Alenkin

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almetyevsk, postgraduate student)

R.R. Sakhibgaraev

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almetyevsk, postgraduate student)

A.V. Nasybullin

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almetyevsk, head of the department of development and operation of oil and gas fields)

I.G. Fattakhov

(Tatar Scientific Research and Design Institute of Oil (TatNIPIneft) of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, Almetyevsk, Director for enhanced oil recovery, wave and biotechnologies)

Abstract. This paper presents the results of a study on the influence of water ionic composition on the rheological properties of guar-borate gels used in hydraulic fracturing (HF) technologies. The dependencies of the flow behavior index n and the consistency coefficient K on the concentration of Ca^{2+} , Cl^- , and HCO_3^- ions were determined. It was shown that an increase in calcium ion content leads to a decrease in the flow behavior index n and an increase in the consistency coefficient K , which may negatively affect gel pumpability. In the case of chloride-containing solutions, a shift in the characteristic time interval of rheological parameter changes was observed. For samples with different bicarbonate contents, no significant differences in consistency coefficient values were found; however, the flow behavior index n demonstrated irregular trends. The obtained results can be applied in HF simulators (RN-GRID, MFrac, FracPro) to improve the accuracy of calculations of the transport and proppant-carrying capacities of fracturing fluids.

Keywords: hydraulic fracturing, guar-borate gels, rheology, consistency coefficient, flow behavior index, pseudoplastic fluids, water ionic composition, calcium, chlorides, bicarbonates, HF simulation.

Коэффициент консистенции (K) описывает консистенцию жидкости и аналогичен эффективной вязкости для некоторой скорости сдвига. С увеличением показателя консистенции увеличивается транспортирующая и удерживающая способность жидкости, но вместе с тем увеличиваются и гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины [1].

Показатель поведения n называют также показателем псевдопластичности, и он указывает на степень неньютоновского поведения. Существует специальная жидкость, у которой $n = 1$, и модель степенного закона идентична ньютоновской модели. Если n больше 1, то существует другой тип жидкости, которая классифицируется как дилатантная; эффективная вязкость увеличивается с увеличением скорости сдвига. Нетрудно заметить, что псевдопластичные жидкости проявляют эффект разжижения при увеличении скорости сдвига. Эффективная вязкость в свою очередь уменьшается при увеличении скорости сдвига так же, как и в бингамовской пластической модели. На рисунке 1 показаны кривые течения для этих значений n [1]. Таким образом, коэффициент консистенции характеризует густоту или вязкость жидкости, а показатель поведения – степень отклонения её реологического поведения от поведения ньютоновских жидкостей. Знание данных показателей имеет важное значение при расчете процессов ГРП в симуляторах [2], таких как РН-ГРИД, MFrac, FracPro. Данные симуляторы предназначены для расчета характеристик процессов ГРП [3].

Средний показатель поведения n с увеличением концентрации ионов Ca^{2+} уменьшается (рисунок 1). При этом наблюдается резкое возрастание показателя (изменение поведения) во всех случаях в интервале 70-90 минут от начала теста. Начальный коэффициент консистенции геля K при этом выше в пробах воды с наиболее высоким содержанием ионов Ca^{2+} . Это объясняется снижением диссоциации многовалентных катионов и их влияния на гидратацию геля [4]. При этом «прокачиваемость» геля с высоким содержанием ионов Ca^{2+} снижается за счет увеличения K [5] (рисунок 2).

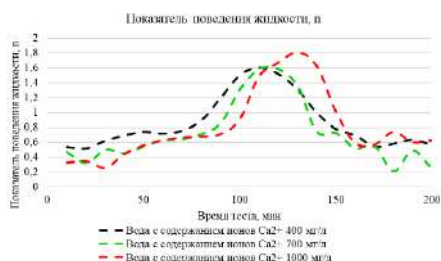


Рисунок 1 – Показатель поведения n жидкости разрыва с различным содержанием ионов Ca^{2+}

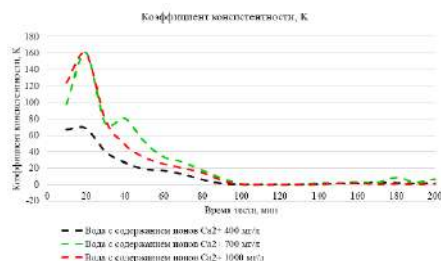


Рисунок 2 – Коэффициент консистенции K жидкости разрыва с различным содержанием ионов Ca^{2+}

Показатель n свидетельствует о схожем поведении жидкостей разрыва с повышенным содержанием хлоридов в диапазоне 400-1000 мг/л (рисунок 3), однако в отличие от экспериментов с ионами Ca^{2+} данные жидкости демонстрируют резкое изменение поведения в интервале не 70-90, а 90-110 минут от начала теста. При этом для жидкости разрыва с содержанием хлоридов 100 мг/л поведение заметно отличается. Коэффициент консистенции K также демонстрирует схожие показатели и достигает отметки 0 примерно через 115 минут от начала теста для всех случаев (рисунок 4).



Рисунок 3 – Показатель поведения n жидкости разрыва с различным содержанием анионов Cl^-

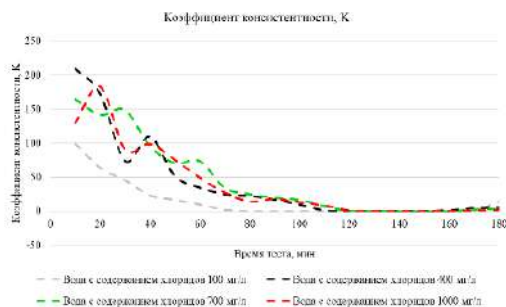


Рисунок 4 – Коэффициент консистенции K жидкости разрыва с различным содержанием анионов Cl^-

Показатель поведения n для жидкости разрыва с наименьшим содержанием бикарбонатов (100 мг/л) смещен относительно остальных в правую сторону (рисунок 5). Однако и в целом для всех образцов не характерно какое-либо закономерное поведение в этом случае. Коэффициент консистенции K для образцов с различным содержанием бикарбонатов имеет схожие друг с другом показатели в течение всего времени теста. Схожесть показаний коэффициента консистенции указывает на то, что жидкости имеют похожие реологические свойства, но для более точного анализа следует учитывать дополнительные факторы и проводить дополнительные тесты.



Рисунок 5 – Показатель поведения n жидкости разрыва с различным содержанием бикарбонатов

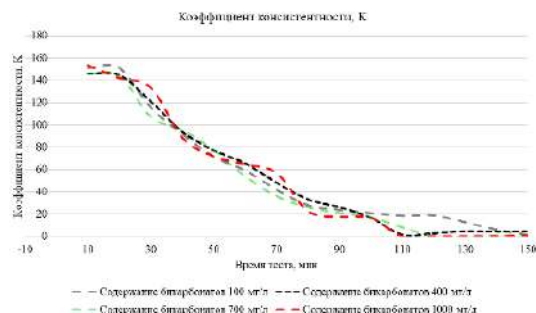


Рисунок 6 – Коэффициент консистенции K жидкости разрыва с различным содержанием бикарбонатов

Список использованных источников:

1. Исследование влияния физико-химического состава пресной воды на реологические свойства жидкостей гидроразрыва пласта / А.В. Насыбуллин, И.А. Аленькин, Р.Л. Будкевич, А.В. Кочетков, Р.Р. Закиров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 7(403). – С. 53–62.

2. Хузина, Л. Б. Анализ патентной и научной литературы в области гидроразрыва пласта / Л. Б. Хузина, С. В. Любимова, И. Г. Фаттахов // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 35-38. – DOI 10.52531/1682-1696-2024-24-1-35-38.

3. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов: Монография / В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2018. – 380 с.

4. Силин М.А., Магадова Л.А., Чирин Л.А. Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 73-78.

5. Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 976-985. DOI: 10.31897/PMI.2022.38

UDC 622.245

INFLUENCE OF FIBER REINFORCEMENT ON THE STRENGTH PROPERTIES OF CEMENT STONE

F. Almousa

(Ufa State Petroleum Technological University in Ufa, postgraduate group A2147-22-01)

S. Alsheikh

(Ufa State Petroleum Technological University in Ufa, postgraduate group A2144-24-01)

Abstract. The article discusses the results of assessing the resistance of fiber-reinforced cements during hardening and allows us to characterize the deformation of the cement under the influence of stresses applied in the well and predict whether the cement will be able to withstand these stresses at temperatures up to 100°C.

Keywords: cement, high temperature, micro-reinforced fiber (MCF), basalt fiber, asbestos, flexural strength, compressive strength, impact resistance.

УДК 622.245

ВЛИЯНИЕ АРМИРОВАНИЯ ФИБРОЙ НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Ф. Алмусса

(УГНТУ г. Уфа, аспирант группы A2147-22-01)

С.Альшейх

(УГНТУ г. Уфа, аспирант группы A2144-24-01)

Аннотация. В статье рассмотрены результаты оценки стойкости фиброармированных цементов при затвердевании и позволяется охарактеризовать деформацию цемента под действием приложенных в скважине напряжений и предсказать, сможет ли цемент выдержать эти напряжения при температурах до 100°C.

Ключевые слова: цемент, высокая температура, волокно строительное микроармирование (ВСМ), базальтовая фибра, асбест, прочность на изгиб, прочность на сжатие, удароустойчивость.

In deep wells, high pressures and temperatures place significant stress on the cement sheath. Therefore, the selection of cementing material must ensure that the resulting cement stone effectively protects the casing from both corrosive fluids and unpredictable loads during well operation.

For high-temperature wells, several additives are available to improve the physical and chemical properties of the cement slurry and the resulting cement stone.

Additives regulate the setting time of the cement slurry, disperse cement particles, reduce fluid loss from the cement slurry, control cement shrinkage after hardening, and improve the bond of the resulting cement stone to the casing and wellbore wall [1,2].

Particular attention should be paid to fibrous materials (fiber), which are widely used in the oil industry and show good promise for use in high-temperature wells. Previous studies confirm that fibers can improve wellbore integrity by improving the mechanical properties of the cement and reducing circulation losses. With the increasing volume of deep-well drilling and the use of thermal methods to enhance oil recovery, it is essential to use cement that can withstand these high-temperature and high-pressure environments.

The primary mechanism of fiber action is to create a cellular network, which can increase the strength of the cement stone and minimize cement slurry absorption [3,4].

The main advantages of fiber cement are as follows:

- Improved impact resistance.
- Prevents crack growth and formation and improves the integrity of the cement stone.
- Acts as a bridging agent.
- Improves adhesion at the cement-rock interface.

The triangular fiber shape provides a larger surface area and higher flexural strength than a conventional round structure. For cementing materials, the preferred method for increasing the resistance of cement stone to dynamic loads is dispersed reinforcement. In this method, the fibers of the reinforcing additive (fibers), uniformly distributed throughout the matrix and oriented in different directions, can absorb any stress, preventing the formation and development of cracks in the composite. Furthermore, the fibers inhibit the movement of microdefects, and after a crack forms in the matrix, the fibers prevent its development and growth by blocking the cracks [5,6].

Using pure cement samples with a W/C ratio of 0.5 and additives of 3 and 6 mm MCF (construction micro-reinforcement fiber), 3 mm basalt fiber (0.25, 0.5, and 0.75 % of each additive), curing periods of 2, 7, 14, and 28 days, respectively, were then subjected to a temperature of 90°C [2].

The compressive strength of the base cement, 28.22 MPa, increased to 30.67 MPa by adding 0.25% 3 mm MCF to the base cement.

The addition of 0.5 % 3 mm MCF increased the strength of the base cement by 26.47%, reaching 35.69 MPa after 28 days.

The addition of 0.75 % 3 mm MCF increased the strength of the base cement by 10.45%, reaching 31.17 MPa after 28 days.

At 28 days, the fiber's effect on the strength properties of the cement paste is quite significant. For example, with the addition of 6mm MCF (0.5%), the increase in flexural and compressive strength was 19.33% and 16.76 %, respectively.

With the addition of 3mm basalt fiber (0.5%), the increase in flexural and compressive strength was 17.55% and 11.97 %, respectively.

The best results were achieved with the addition of 0.5 % 3mm MCF with a curing time of up to 28 days.

References:

1. Ovchinnikov, V.P. Problems and their solutions in cementing production casings of high-temperature wells / V.P. Ovchinnikov // Oil and Gas, 2019, No. 1, pp. 39-46. *[in Russian]*.
2. Almuosa F., Komleva S. F., Alsheikh S., Komlev Ya. K. Study of fiber-reinforced cements // Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products. 2024. Issue 4 (150). Pp. 9-25. <http://doi.10>. *[in Russian]*.
3. Almuosa, Furat. Features of the work of cement stone in high-temperature wells / F. Almuosa, scientific. Head S.F. Komleva // Path to Science - 2022: international. scientific-practical. Conf. students, master's and doctoral students, April 15, 2022 / West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir Khan. - Oral, 2022. - Pp. 101-106. *[in Russian]*.
4. Komleva S.F. Improving the properties of cement slurry for high-temperature wells with fiber additives / S.F. Komleva, F. Almuosa // Modern technologies in the oil and gas industry - 2022: Proc. of the international. scientific and technical. Conf., March 25, 2022 / USPTU branch in Oktyabrsky. - Ufa, 2022. - Pp. 360-365. *[in Russian]*.

5. Agzamov F.A. Influence of fiber reinforcement on the properties of cement materials / Agzamov F.A., Tikhonov M.A., Karimov N.Kh. // Oil and Gas Territory. 2013. No. 4. 24-28. [in Russian].

6. Almuosa F. Influence of various reinforcing additives on the impact resistance of cement stone / F. Almuosa, S. F. Komleva // Proceedings of the 73rd scientific and technical conference of students, graduate students and young scientists of Ufa State Petroleum Technical University: in 2 volumes / Ufa State Petroleum Technical University. - Ufa, 2022. - Vol. 1. - P. 44. [in Russian].

UDC 622.245

THE EFFECT OF FIBER REINFORCEMENT ON THE SETTING OF CEMENT MORTAR AT NORMAL TEMPERATURES

F. Almuosa

(Ufa State Petroleum Technological University in Ufa, postgraduate group A2147-22-01)

S. Alsheikh

(Ufa State Petroleum Technological University in Ufa, postgraduate group A2144-24-01)

Abstract. The article discusses the results of the influence of fiber reinforcement on setting time. Basalt fiber and modified construction fiber (MCF) with a content of 0, 0.25, 0.5, and 0.75 % were used as reinforcing additives at temperatures up to 20°C.

Keywords: cement, fiber microreinforcement construction (MCF), basalt fiber, asbestos, setting time.

УДК 622.245

ВЛИЯНИЕ ФИБРОАРМИРОВАНИЯ НА СХВАТЫВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Ф. Алмусса

(УГНТУ г. Уфа, аспирант группы A2147-22-01)

С. Альшейх

(УГНТУ г. Уфа, аспирант группы A2144-24-01)

Аннотация. В статье рассматриваются результаты влияния армирования волокнами на сроки схватывания. В качестве армирующих добавок использовали базальтовое волокно и модифицированное строительное волокно (МСВ) с содержанием 0, 0,25, 0,5 и 0,75 % при температуре до 20 °С.

Ключевые слова: цемент, волокно строительное микроармирование (ВСМ), базальтовая фибра, асбест, срок схватывания.

Cementing materials for high-temperature wells are subject to increased requirements for the kinetics of cement hardening and the suitability of cement for the geological conditions of use [1, 2].

Previous studies have shown that modifying cement with fibrous fillers (fiber) significantly increases the impact resistance of the cement stone, helping to maintain the integrity of the well casing during operations inside cemented casing strings [3, 4, 5].

However, since all high-temperature cements are mixed and prepared for pumping into the well at normal temperatures, it is necessary to test the cements not only at high temperatures and pressures but also at the temperatures at which the cement slurries are mixed. Therefore, testing was conducted at $T = 20^{\circ}\text{C}$. The cement used was grade PCT II-160 Active, widely used for casing wells for high-viscosity oil and bitumen production, mixed with water at a water-cement ratio of 0.5 [6].

Basalt fiber and modified construction fiber (MCF) with a content of 0, 0.25, 0.5, and 0.75 % were used as reinforcing additives.

The results of the tests at a temperature of 20°C are presented on the table.

Table 1 – Results of the influence of fiber reinforcement on setting time

Compound	W/C	Setting time at T = 20 °C, h-min
PCT II-160 Active without additives	0,5	6-38
Compound	W/C	Setting time at T = 20 °C, h-min
PCT II-160 Active, MCF 3 mm (0.25%)	0,5	5-41
PCT II-160 Active, MCF 3 mm (0.5%)	0,5	5-37
PCT II-160 Active, MCF 3 mm (0.75%)	0,5	5-30
PCT II-160 Active, MCF 6 mm (0.25%)	0,5	5-29
PCT II-160 Active, MCF 6 mm (0.5%)	0,5	5-18
PCT II-160 Active, MCF 6 mm (0.75%)	0,5	5-08
PCT II-160 Active, Basalt Fiber 3 mm (0.25%)	0,5	5-40
PCT II-160 Active, Basalt Fiber 3 mm (0.5%)	0,5	5-34
PCT II-160 Active, Basalt Fiber 3 mm (0.75%)	0,5	5-30

A graphical interpretation of the obtained results is shown in the figure.

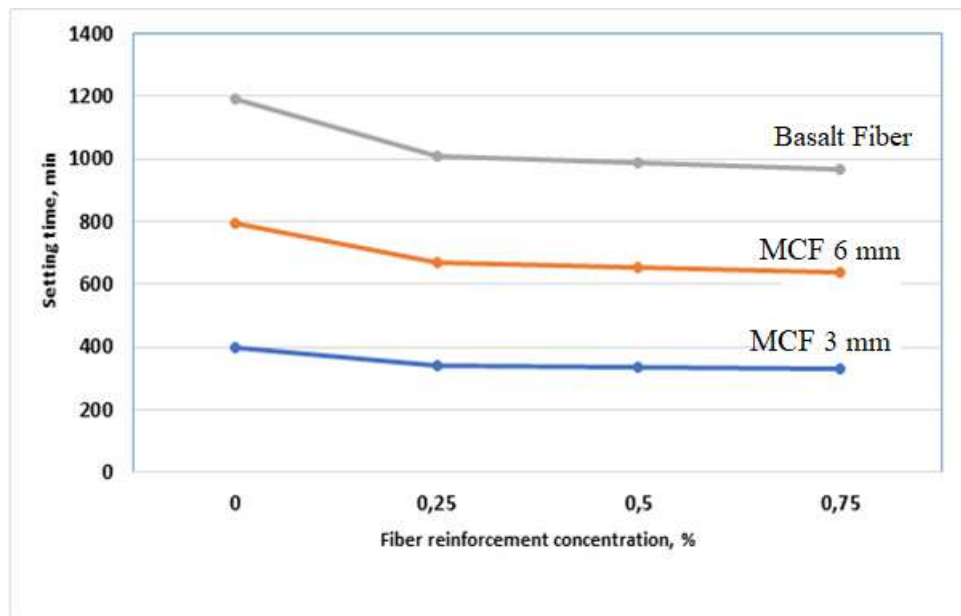


Figure 2 – Effect of fiber reinforcement of cement on the setting time of cement mortar

Experiments have shown that adding fiber to cement reduces the setting time of the resulting mortar. While the setting time of a cement mortar without additives was 6 hours 38 minutes, adding 0.25% 6mm VSM reduced it to 5 hours 29 minutes, and then only slightly decreased to 5 hours 18 minutes with 0.5% 6 mm MCF. With 0.75% 6 mm MCF, the shortest setting time was achieved, at 5 hours 8 minutes, which is 22.61% less than the setting time of pure cement mortar. Basalt fiber reduces the setting time of a cement mortar without additives to 5 hours 30 minutes with the addition of 0.75%.

This result is explained by the ability of fiber reinforcement particles to accelerate the cement hydration process by blocking capillaries and preventing water separation. Furthermore, they do not cause any dispersion of the particle suspension properties in the cement, which reduces the time required for cement hardening.

This result is important for well cementing design to prevent premature thickening of cement slurries during fiber-reinforced cements.

References:

1. Ovchinnikov, V.P. Problems and their solutions in cementing production casings of high-temperature wells / V.P. Ovchinnikov // Oil and Gas, 2019, No. 1, pp. 39-46. *[in Russian]*.
2. Komleva, S.F. Improving the properties of cement slurry for high-temperature wells by adding fiber / S.F. Komleva, F. Almuosa // Modern technologies in the oil and gas industry - 2022: Collection of works of the international. scientific and technical. Conf., March 25, 2022 / USPTU branch in Oktyabrsky. - Ufa, 2022. - Pp. 360-365. *[in Russian]*.
3. Bekbaev, A.A., Agzamov, F.A., Khafizov, A.R., Lyagov, A.V. Study of reinforced lightweight cement materials. – Nanotechnology in Construction: scientific online journal. – 2017. – Vol. 9, No. 4. – Pp. 131-148. *[in Russian]*.
4. Agzamov F.A. Influence of fiber reinforcement on the properties of cement materials / Agzamov F.A., Tikhonov M.A., Karimov N.Kh. // Territory of Oil and Gas. 2013. No. 4. Pp. 24-28. *[in Russian]*.
5. Tikhonov M.A. Improvement of fiber-reinforced cement materials - Dissertation for the degree of Candidate of Engineering Sciences. – Ufa: 2013, Ufa State Petroleum Technical University. *[in Russian]*.
6. API Specs 10A 2010 Specification for Cements and Materials for Well Cementing (USA: API).

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.А. Аль-Амари

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

А.А. Ал-Шуваили

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Ш. Х. Сувайд

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена методам и подходам к оптимизации режимов работы штанговых глубинных насосов (ШГН) на поздних этапах эксплуатации нефтяных месторождений. Рассмотрены основные факторы, влияющие на эффективность насосов при изменении пластовых условий, вызванных избыточным водонасыщением и падением давления. Предложены алгоритмы управления режимами работы с целью повышения дебита добычи, увеличения срока службы оборудования и снижения затрат на эксплуатацию.

Ключевые слова: штанговый глубинный насос, оптимизация, режим работы, поздняя стадия разработки, нефтяное месторождение, снижение расхода энергии, устойчивость работы, эксплуатационные показатели.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF OPERATING MODES OF SUCKER ROD PUMPS AT A LATE STAGE OF OIL FIELD DEVELOPMENT

M.A. Al-Amari

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-11)

A.A. Al-Shuwaili

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-12)

Sh. H. Suwaid

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-11)

Abstract. This article focuses on methods and approaches to optimizing the operating modes of sucker rod pumps (SRPs) in the late stages of oil field production. The article examines the main factors affecting pump efficiency during changing reservoir conditions caused by excess water saturation and pressure drops. Algorithms for controlling operating modes are proposed to increase production rates, extend equipment service life, and reduce operating costs.

Keywords: sucker rod pump, optimization, operating mode, late stage of development, oil field, energy consumption reduction, operational stability, performance indicators.

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений наблюдается значительное изменение пластовых условий - падение давления, рост содержания воды в добываемой жидкости, обводненность и деградация характеристик коллектора. Это приводит к снижению эффективности добычи при использовании штанговых глубинных насосов в стандартных режимах.

Оптимизация режимов работы ШГН становится необходимым условием для поддержания экономической эффективности эксплуатации скважин. Современные подходы включают адаптивное управление частотой вращения насоса, регулировку технологических параметров и внедрение систем автоматического контроля. Данная работа направлена на анализ таких методов, оценку их влияния на производительность и ресурс насосного оборудования, а также разработку рекомендаций по оптимальному выбору рабочих режимов с учетом изменяющихся пластовых условий.

Штанговые глубинные насосы (ШГН) являются одним из основных методов искусственного подъема нефти, широко используемым на нефтяных месторождениях. На поздней стадии разработки месторождения, когда давление в пластах снижается, а добыча сопровождается увеличением водосодержания и механических примесей, оптимизация режимов работы ШГН становится особенно актуальной. Корректный подбор и регулировка режимов позволяет увеличить экономическую эффективность эксплуатации, снизить износ оборудования и минимизировать просто работу скважин.

- Особенности эксплуатации ШГН на поздней стадии разработки

На поздней стадии разработки наблюдаются следующие изменения и трудности при эксплуатации ШГН:

- Снижение пластового давления. Падает насосный напор, ухудшается приток жидкости к забою.

- Повышение газосодержания. Наличие свободного газа в добываемой жидкости приводит к кавитации, помехам в работе насоса.

- Увеличение водосодержания и обводненность. Вода способствует коррозии деталей и ухудшает характеристики жидкости.

- Рост содержания механических примесей и парафина, способствующих износу и закупорке оборудования.

- Изменение физико-химических свойств добываемой жидкости, что затрудняет нормальную работу ШГН.

Эти факторы требуют пересмотра и оптимизации режимов работы для поддержания максимальной производительности станции.

Методология оптимизации режимов работы:

Оптимизация режимов работы ШГН включает комплекс мероприятий:

1. Анализ технических и эксплуатационных данных

Сбор и интерпретация данных по дебитам, давлениям, частоте вращения насоса, контролю вибраций и температуры оборудования.

2. Подбор оптимальной частоты вращения и режима подачи насоса

Уменьшение частоты вращения позволяет снизить износ, уменьшить кавитационные явления и экономить электроэнергию. Идеальный режим - баланс между максимальной производительностью и надёжностью.

3. Использование современных систем автоматического управления

4. Применение адаптивных технологических режимов

Переход от одинаковой скорости хода поршня к режимам с переменной частотой для оптимизации производительности в зависимости от времени суток, технологических условий.

5. Улучшение условий поглощения газа и предотвращение газового запираания

Введение специальных клапанов, газоотделителей, а также регулирование загрузки насоса для минимизации накопления газа.

6. Механическая очистка и техническое обслуживание

Регулярное обслуживание, очистка насосной штанги и фильтров, предотвращение коррозии и отложений.

Пример изменения дебита и энергопотребления при оптимизации частоты работы ШГН.

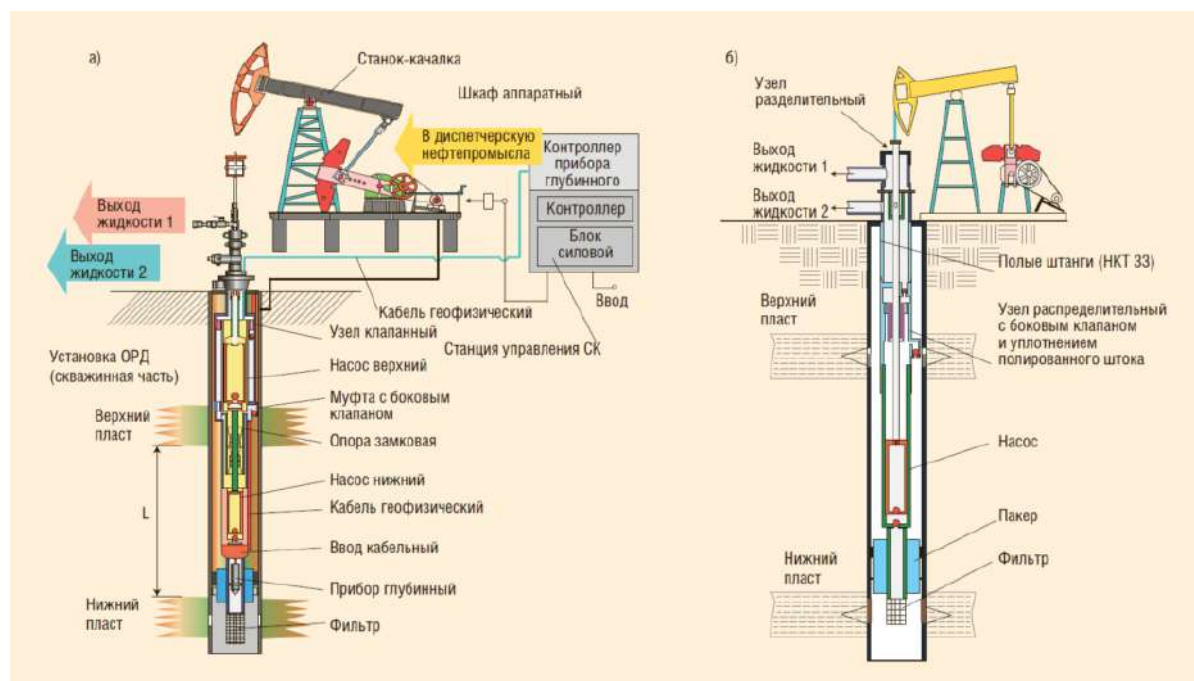


Рисунок 1 – Влияние изменения частоты вращения ШГН на дебит жидкой фазы и энергопотребление. Оптимальный режим находится в зоне баланса между производительностью и экономией энергии

Внедрение оптимизации режимов работы ШГН на поздних стадиях разработки приводит к следующим улучшениям:

- Увеличение срока службы оборудования на 20-30% за счёт снижения износа.
- Рост нефтеотдачи скважин на 5-15% за счёт поддержания оптимальных гидродинамических условий.
- Сокращение затрат на электроэнергию за счёт применения частотных преобразователей и оптимального режима.
- Снижение простоев и аварийных остановок благодаря своевременному техническому контролю и АСУ.
- Уменьшение негативного воздействия на пласт благодаря снижению избыточного давления на забое.

В оптимизация режимов работы штанговых глубинных насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений - комплексная задача, включающая анализ

фактических условий эксплуатации, использование современных систем управления и техническое обслуживание. В условиях снижения пластового давления и ухудшения качества жидкости именно грамотное управление режимами работы позволяет поддерживать высокую.

Список использованных источников:

1. Васильев Владимир Андреевич, Верисокин Александр Евгеньевич Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 6. URL:
2. <https://cyberleninka.ru/article/n/gidrorazryv-plasta-v-gorizontalnyh-skvezhinah>
3. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учеб. пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, И. С. Матиешин, М. Г. Гейхман, Н. В. Инюшин; под ред. Г. П. Зозули. -М.: Академия, 2009. - 176 с.
4. Сучков Б. М. Интенсификация работы скважин. - Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2007. - 612 с.
5. Электронный ресурс: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-tehnologii-promyvki-i-osvoeniya-gorizontalnyh-skvezhin-posle-selektivnogo-gidrorazryva-plasta-na-mestorozhdeniyah>.
6. Петрова Л.В., Хуснутдинова Р.Р., Халилов А.И. Особенности влияния поверхностно-активных веществ на процессы фильтрации аномальных нефтей в пористой среде. В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 2-х томах. 2018. С. 146-147.
7. Ахметов Р.Т., Кулешова Л.С., Михайлов М.О., Хуснутдинова Р.Р. Моделирование кривых капиллярного давления пласта ЮВ1 Повховского месторождения Западной Сибири. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019. сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т.. 2019. С. 164-168.
8. Петрова Л.В., Хуснутдинова Р.Р., Ахметшин А.А., Гимаздинов Р.Р. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа. В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 2-х томах. 2018. С. 144-145.
9. Петрова Л.В., Хуснутдинова Р.Р., Мамедов Б.Х., Ильясов А.А. Влияние поверхностно-активных веществ на процессы фильтрации аномальных нефтей. В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 2-х томах. 2018. С. 150-151.
10. Петрова Л.В., Воронова Е.В., Хуснутдинова Р.Р., Юсупова Л.Ф., Каримова А.А. Разработка новых форматов проведения практических работ. В сборнике: Актуальные вопросы высшего образования – 2020. Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием). 2020. С. 264-268.
11. Миннивалеев Т.Н. Способность использовать основы правовых знаний как одна из важных составляющих общекультурной компетенции выпускников нефтегазового вуза // Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеева // В сборнике: Актуальные вопросы инженерного образования - 2015 Сборник научных трудов международной научно-методической конференции. 2016. С. 46-50.
12. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
13. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

14. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
16. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaaleev, A. Minnivaaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
17. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
18. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
19. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
20. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
21. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздиноа, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
22. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

УДК 622.276

ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ СОВРЕМЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М. А. Аль-Амари

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12.24.11)

А.А. Ал-Шуваили

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12.24.12)

Ш. Х. Сувайд

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12.24.12)

Э. М. Альмухаметова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются современные методы и технологии поддержания пластового давления в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений. Особое внимание уделяется роли поддержания давления для повышения нефтеотдачи, продления срока эксплуатации месторождений и обеспечения стабильной добычи. Рассмотрены физико-химические и технологические аспекты, а также современные инновационные подходы, включая закачку жидкости, газлифт и применение химических реагентов.

Ключевые слова: Пластовое давление, поддержание пласта, добыча нефти, добыча газа, закачка растворов, интеллектуальное управление, нефтеотдача, эффективность добычи.

UDC 622.276

Maintaining reservoir pressure in modern oil and gas field development

M.A. Al-Amari

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-11)

A.A. Al-Shuwaili

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-12)

Sh. H. Suwaid

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-11)

E. M. Almukhametova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article examines modern methods and technologies for maintaining reservoir pressure during oil and gas field development. Particular attention is paid to the role of pressure maintenance in enhancing oil recovery, extending field life, and ensuring stable production. The article examines the physicochemical and technological aspects, as well as modern innovative approaches, including fluid injection, gas lift, and the use of chemical reagents.

Keywords: Reservoir pressure, reservoir maintenance, oil production, gas production, injection of solutions, intelligent control, oil recovery, production efficiency.

Поддержание пластового давления является одной из важнейших задач при разработке нефтяных и газовых месторождений. Давление в пласте определяет условия флюидодинамики и напрямую влияет на скорость и объем добычи углеводородов. С понижением пластового давления уменьшается нефтеотдача, что ведет к снижению экономической эффективности месторождения и преждевременному завершению его эксплуатации.

Современные методы поддержания давления основаны на вторичных и третичных методах воздействия - закачке воды, газа или других агентов в пласт с целью замещения вытесняемой нефти и восстановления пластового давления. Разработка и внедрение инновационных технологий позволяют эффективно увеличить коэффициент нефтеотдачи и продлить период активной добычи.

Данная статья направлена на анализ технологических аспектов и современных практик поддержания пластового давления, а также на обзор основных схем и оборудования, применяемых в нефтегазовой отрасли. Пластовое давление является одним из важнейших факторов, влияющих на непрерывность и эффективность добычи нефти и газа, поскольку оно играет центральную роль в подаче углеводородных флюидов в скважины. С развитием технологий бурения и добычи необходимость поддержания пластового давления становится все более актуальной для обеспечения максимально возможных темпов извлечения и замедления явления внезапного падения добычи. В данной статье рассматриваются

стратегии и методы поддержания пластового давления в современных нефтяных и газовых скважинах.

Основные методы поддержания пластового давления

Закачка воды

Наиболее распространенный метод - инъекции воды в нагнетательные скважины. Вода вытесняет нефть к добывающим трубам и способствует частичному поддержанию давления. Недостаток - возможность засорения порового пространства, ухудшение качества добываемой нефти за счет эмульсий.

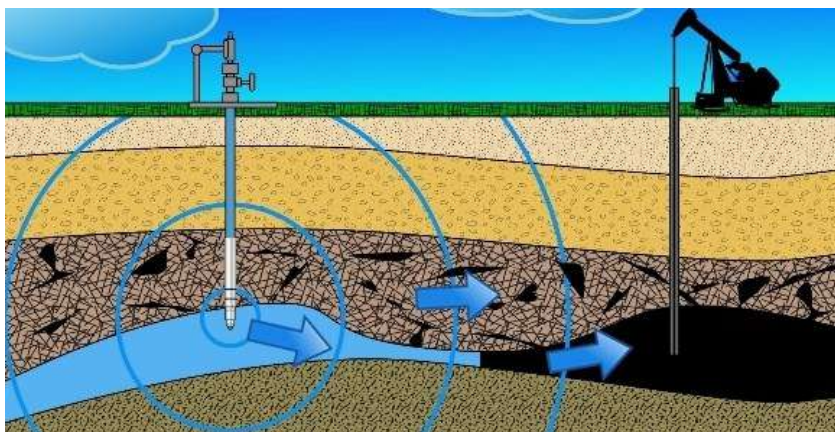


Рисунок 1 – Схема закачки воды для поддержания пластового давления

Закачка газа:

Используются различные газы: попутный, инертный (азот), углекислый газ (CO_2). Закачка газа улучшает пластовые условия, снижает вязкость нефти и способствует увеличению нефтеотдачи. CO_2 -метод также реализует эффект растворения газа в нефти.

Химические методы:

Использование полимеров, поверхностно-активных веществ и других реагентов позволяет улучшить подвижность вытесняющей жидкости и повысить эффективность вытеснения нефти, а также уменьшить неравномерность закачки.

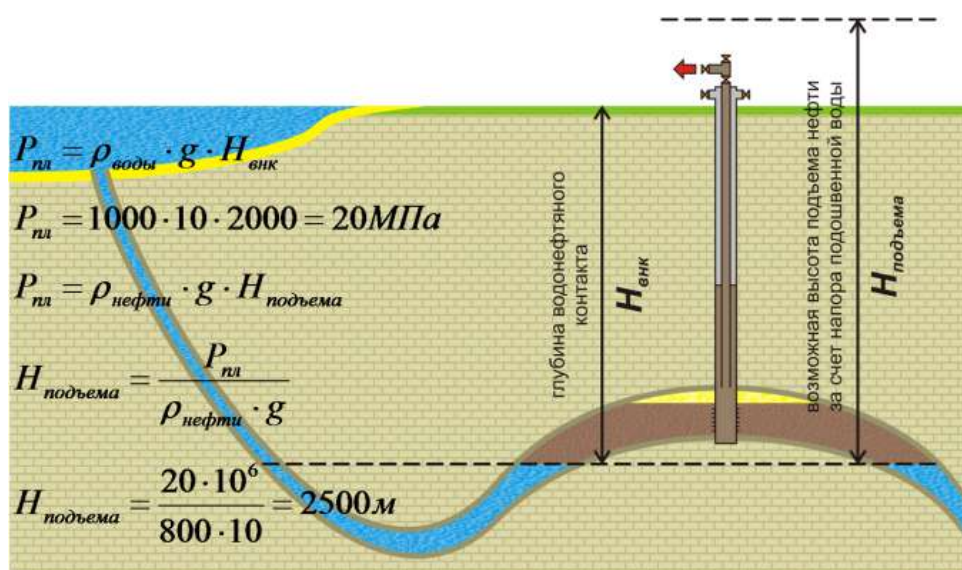


Рисунок 2 – Многофазный поток в пласте при поддержании давления
Современные технологии и программы мониторинга

Современные разработки сопровождаются применением цифровых систем контроля давления, моделированием пластовых процессов с помощью математических моделей и использование технологий управления добычей в реальном времени (РИТ). Это позволяет оптимизировать режимы закачки и снизить эксплуатационные риски.

Поддержание пластового давления при современной эксплуатации нефтяных и газовых скважин:

1. Важность пластового давления

Пластовое давление является движущей силой, движущей нефть и газ через геологические слои к скважине. По мере снижения давления в результате непрерывной добычи, дебит снижается, и извлечение имеющихся углеводородов становится затруднительным.

2. Методы поддержания пластового давления.

- Закачка воды

Это один из наиболее распространенных методов, при котором вода закачивается в пласт для компенсации потерянного давления и подталкивания нефти к добывающим скважинам.

- Закачка газа

Газ (например, углекислый газ или природный газ) используется для повышения давления и повышения нефтеотдачи, особенно в газосодержащих или сложных пластах.

- Закачка химикатов

Предполагает закачку химикатов, которые помогают улучшить проницаемость горных пород и поток флюида в пласте.

- Интеллектуальное управление и непрерывный мониторинг

Использование передовых датчиков и технологий для контроля давления, температуры и потока флюида в скважинах, что помогает принимать быстрые и точные решения о поддержании давления.

3. Технические и экологические проблемы.
Операции закачки требуют тщательного мониторинга, чтобы избежать таких проблем, как коррозия оборудования, загрязнение грунтовых вод и чрезмерное повышение давления, которое может привести к образованию трещин в пластах.

Поддержание пластового давления является важнейшим фактором поддержания устойчивой добычи современных нефтяных и газовых скважин. Применение технологий закачки воды и газа, наряду с использованием интеллектуальных систем мониторинга, способствует повышению эффективности добычи и увеличению объемов извлекаемой нефти из пласта. Эта область требует постоянного развития технологий для обеспечения устойчивой добычи и минимизации воздействия на окружающую среду.

ключевой фактор эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений. Применение комплексных методов позволяет не только повысить нефтеотдачу, но и сделать добычу более экологически и экономически устойчивой. Текущий тренд - интеграция цифровых технологий и химических методов для оптимизации производства.

Список использованных источников:

1. Лутошкын Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - М. Альянс, 2005. - 146 с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. - М.: Нефть и газ, 2008. - 204 с.
3. Сучков Б. М. Интенсификация работы скважин. - Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2007. - 612 с.
4. ЭПекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006.- 61с.
5. Петрова Л.В., Хуснутдинова Р.Р., Халилов А.И. Особенности влияния поверхностно-активных веществ на процессы фильтрации аномальных нефтей в пористой

- среде. В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 2-х томах. 2018. С. 146-147.
6. Ахметов Р.Т., Кулешова Л.С., Михайлов М.О., Хуснутдинова Р.Р. Моделирование кривых капиллярного давления пласта ЮВ1 Повховского месторождения Западной Сибири. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019. сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т.. 2019. С. 164-168.
7. Петрова Л.В., Хуснутдинова Р.Р., Ахметшин А.А., Гимаздинов Р.Р. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа. В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 2-х томах. 2018. С. 144-145.
8. Петрова Л.В., Хуснутдинова Р.Р., Мамедов Б.Х., Ильясов А.А. Влияние поверхностно-активных веществ на процессы фильтрации аномальных нефтей. В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 2-х томах. 2018. С. 150-151.
9. Петрова Л.В., Воронова Е.В., Хуснутдинова Р.Р., Юсупова Л.Ф., Каримова А.А. Разработка новых форматов проведения практических работ. В сборнике: Актуальные вопросы высшего образования – 2020. Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием). 2020. С. 264-268.
10. Миннивалеев Т.Н. Способность использовать основы правовых знаний как одна из важных составляющих общекультурной компетенции выпускников нефтегазового вуза // Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеева // В сборнике: Актуальные вопросы инженерного образования - 2015 Сборник научных трудов международной научно-методической конференции. 2016. С. 46-50.
11. Шагапов В.Ш., Тазетдинова Ю.А., Гиззатуллина А.А. К проблеме разработки месторождений с высоковязкой нефтью тепловыми методами // Инженерно-физический журнал. 2018. Т. 91, №5. С. 1242-1249.
12. Э.И. Ахметшина, Ф.Р. Губайдулин, С.Н. Судыкин, Л.С. Каравашкина Разработка технологий разделения промежуточных слоев, образующихся на объектах подготовки нефти ПАО «ТАТНЕФТЬ» // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2018. – С. 258-265.
13. Крафт, Б. К. и Хокинс, М. Ф. (1991). Прикладная разработка нефтяных месторождений. Prentice Hall.
14. Дейк, Л. П. (1978). Основы разработки месторождений. Elsevier.
15. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417.
16. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
17. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
18. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф.

Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

19. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

УДК 622.276.66

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Э.М. Альмухаметова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.И. Андреев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент МГР12дв24-11)*

Аннотация. В данной статье обоснована эффективность гидравлического разрыва продуктивного пласта ЮС₂ Русскинского месторождения, с целью интенсификации добычи нефти путём улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удалённой зон пласта.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нефть, добыча, запасы, технология, жидкость-разрыва.

UDC 622.276.66

JUSTIFICATION OF THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE CONDITIONS OF THE RUSSKINSKOE FIELD

E.M. Almukhaemtova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

A.I. Andreev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group MGR12dv24-11)*

Abstract. This article substantiates the effectiveness of hydraulic fracturing of the productive formation YUS₂ of the Russkinskoye field, with the aim of intensifying oil production by improving the filtration-capacity characteristics of the bottomhole and remote zones of the formation.

Keywords: hydraulic fracturing, oil, production, reserves, technology, fracturing fluid.

Расчет параметров МГРП представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимого количества техники для проведения ГРП; определение вида трещины и расчет ее размеров.

Расчет МГРП проводится для каждого ГРП, и зависит от его количества на данной скважине, в случае проведения операций на скважинах ПАО «Сургутнефтегаз» их пять. Параметры определяются для каждого интервала. Скважины, находящиеся в окружении кандидата под МГРП, также исследуются для полного отображения строений данного участка.

С помощью данного метода исследований на стадии заканчивания выбирают участки для последующего гидроразрыва, соответственно и места установки фрак-портов в горизонтальном стволе. Главным условием для этого присутствие нефтенасыщенного коллектора и отсутствие в близком окружении водонефтяного контакта [1].

В качестве расклинивающего агента будем использовать проппант с диаметром частиц 0,4-0,8 мм. Целесообразно применять керамический проппант с покрытием отверждаемой смолой, для уменьшения возврата проппанта из трещины.

В качестве закрепления трещин применяется керамический проппант российского производства средней твёрдости. Для максимального эффективного закрепления трещин закачаем в трещины 10 т проппанта.

Содержание проппанта в жидкости разрыва определяется ее вязкостью и темпом закачки, таким образом чтобы проппант не выпадал в «осадок» и при технологии МГРП не получили «пробку». $C_{пр} = 500 \text{ кг/м}^3$, концентрация проппанта в смеси [2].

В качестве жидкости разрыва и песконосителя применяется гель на водной основе плотностью 1003 кг/м^3 .

На рисунке 1 представлена интерпретация методом ГИС.

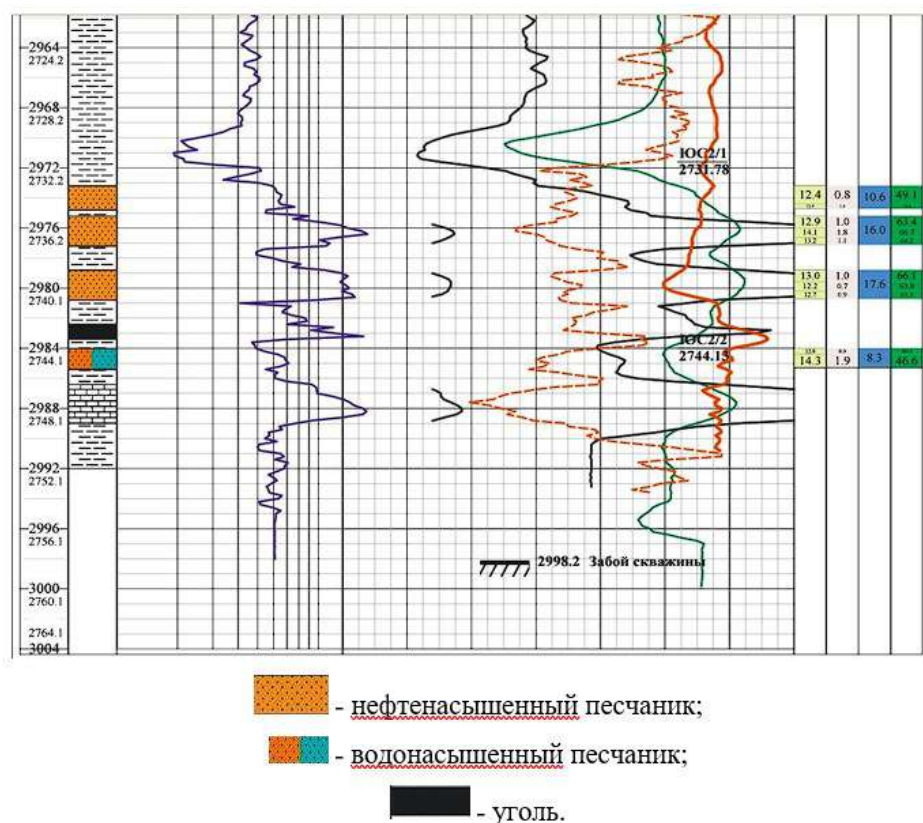


Рисунок 1 – Интерпретация методом ГИС

Таблица 1 – Данные для расчета основных параметров ГРП:

Скважина	$H_{скв}, \text{ м}$	$h_{пл}, \text{ м}$	$\rho_{пр}, \text{ кг/м}^3$	$\rho_{ж}, \text{ кг/м}^3$	$P_{пл}, \text{ МПа}$	$K_{п}, \text{ м}^2 \cdot 10^{-10}$	$D_{скв}, \text{ м}$
5186	2880,44	4,5	2100	850	26,9	0,7	0,146
5196	2768,9	4,7	2100	850	27,2	0,91	0,146
5195	2846,12	3,8	2100	850	28,8	0,8	0,146
3748	2814,26	3,9	2100	850	27,6	0,62	0,146
3742	2803,84	4,4	2100	850	28,6	0,71	0,146
3540	2880,44	4,3	2100	850	28,6	0,71	0,146
3694	2845,30	4,0	2100	850	28,8	0,94	0,146
4942	2830,40	9,6	2100	850	28,8	0,94	0,146

Рабочую жидкость ГРП в скважину закачиваем агрегатом УН1-630х770А. На 4-ой скорости агрегат развивает рабочее давление 29,8 МПа, а рабочий расход 15 л/с при диаметре плунжера 100 мм. Потребуются 2 пескосмесителя. Количество автоцистерн

определяем исходя из объема рабочей жидкости процесса ГРП: $V_{ж} = 33,2 \text{ м}^3$. Для обеспечения проведения процесса потребуется 1 автоцистерна ЦР-20, вместимостью 17 м^3 , одна из них для продажной жидкости, две для жидкости разрыва. В районах с холодным климатом применяют для обвязки агрегатов между собой и устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину самоходный блок манифольдов 1БМ-700С. Устье скважины в этом случае оборудуется фонтанной арматурой 2АУ-700СУ, рассчитанной на рабочее давление 70 МПа [3].

Таблица 2 – Технологическая эффективность внедрения МГРП:

Скважина	Дебит нефти до обработки, т/сут	Дебит нефти после обработки, т/сут	Потери нефти $\Delta Q_{пот}$, т	Дополнительный прирост добычи нефти $\Delta Q_{пр}$, т
5186	31,0	105,5	434,3	24538,2
5196	48,4	164,6	677,6	38286,5
5195	43,3	147,2	606,2	34252,2
3748	26,4	89,8	369,6	20883,6
3742	39,3	133,6	550,2	31088,0
3540	23,7	80,6	331,8	18747,7
3694	27,1	92,1	379,4	21437,3
4942	36,8	125,1	515,2	29110,4
Итого	276,0	938,5	3864,3	218344,0
Среднее	34,5	117,3	483,0	27293,0

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать трехкратное увеличение дебитов скважин. После проведения операции ГРП дебит скважин увеличился до 165 т/сут. Дополнительный прирост добычи нефти составил 218344 т.

Проанализируем приведенные удельные показатели эксплуатации добывающих скважин после проведения МГРП, скважины с обычным ГРП, и скважины пробуренный на пласт ЮС₂ и запущенные без проведения каких-либо ГТМ [4].

На всех трех эксплуатационных показателях видно, что с течением времени везде происходит снижение добычи нефти, как за счет роста обводненности добываемой продукции, так и за счет падения добываемой продукции, а следовательно уменьшения притоков со скважин. При проведении МГРП на стадии строительства наиболее высокий входной дебит жидкости нефти получен на начальных стадиях эксплуатации. Но при этом в течение непродолжительного периода 2-20 месяцев дебит нефти, за счет падения добычи жидкости значительно снижается

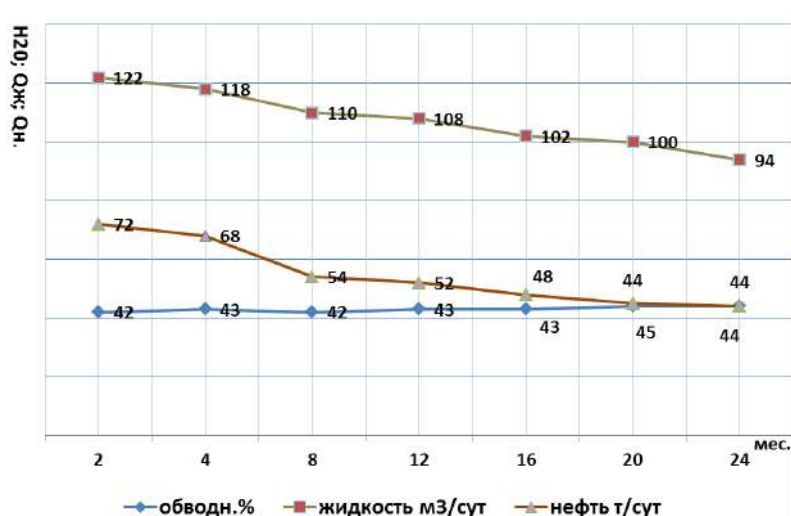


Рисунок 2 – Дебит жидкости от времени

При проведении ГРП на действующем фонде также наиболее высокий дебит жидкости на начальных стадиях эксплуатации, только с относительно меньшими показателями, также отмечается его высокая интенсивность снижения во времени 12-20 месяцев и существенный рост обводненности за короткий промежуток времени 4-8 месяцев:

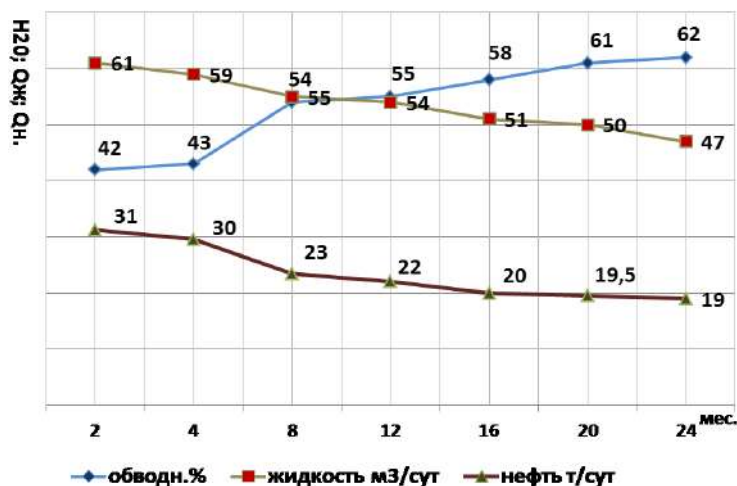
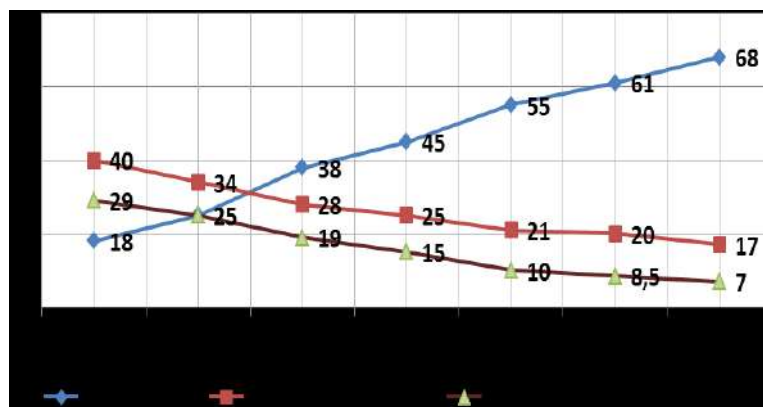


Рисунок 3 – Дебит жидкости и обводненности от времени

Эксплуатационные показатели скважин пробуренных на пласт ЮС₂ намного ниже, чем скважины с проведенными геолого-техническими мероприятиями, обводненность таких скважин увеличивается уже через 4 месяца. Такая нефтеотдача связана с трудно-извлекаемостью запасов, геолого-физическими характеристиками данного пласта. Большинство пробуренных скважин, даже после формирования ячеек ППД на данных участках, имеют небольшую нефтеотдачу, подземное оборудование вынуждены эксплуатировать в периодическом режиме, для увеличения наработки спущенного оборудования [5]. Увеличить количество добываемой продукции удастся лишь путем проведения комплексных работ геологических служб НГДУ:



Выводы:

После проведения операции ГРП в условиях Рускинского месторождения дебит скважин увеличился до 165 т/сут. Дополнительный прирост добычи нефти составил 218344 т. Можем сделать вывод об технологической эффективности данного геолого-технического мероприятия.

Список использованных источников:

1. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – 544 с.

2. Отчет внедрения новых методов повышения нефтеотдачи в 1999-2021 гг. по ПАО «Сургутнефтегаз».
3. Уметбаев В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В. Г. Уметбаев. – Москва: Недра, 1989. – 254 с.
4. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А. И. Ширковский. – Москва: Недра, 1979 г. – 303 с.
5. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти / В. И. Щуров. – Москва: Недра, 1983. – 510 с.
6. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
7. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
8. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
9. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
10. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
11. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
12. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
13. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

14. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103.

15. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14.

16. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016.

17. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

УДК 622.276.66

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Э.М. Альмухаметова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.И. Андреев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв24-11)

Аннотация. Гидравлический разрыв пласта один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нефть, добыча, запасы, технология, жидкость-разрыва.

UDC 622.276.66

FEATURES OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING IN HARD-TO-RECOVER RESERVES FIELDS

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

A.I. Andreev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students of group MGR12dv24-11)

Abstract. Hydraulic fracturing is a method for intensifying oil and gas well production and increasing the injectivity of injection wells. It involves creating a highly conductive fracture in the target formation to ensure the flow of produced fluid (gas, water, condensate, oil, or a mixture thereof) to the wellhead.

Keywords: hydraulic fracturing, oil, production, reserves, technology, fracturing fluid.

ГРП или гидравлический разрыв пласта является одним из ключевых методов интенсификации добычи углеводородов в призабойной зоне скважины. В мировой практике

его применение началось в 1949 г., и к началу 1980 гг. в США было проведено более 800 тысяч успешных процедур, что позволило обработать этим способом примерно 35-40 % всех скважин страны. Эффективность внедрения гидроразрыва в этих условиях оценивается около 90 %, а благодаря технологии удалось вовлечь в промышленную разработку до 30 % ранее неучтённых запасов нефти.

Отличительной чертой зарубежного подхода к выбору скважин для проведения ГРП является целенаправленное использование метода как элемента комплексной системы разработки залежей, прежде всего, низкопроницаемых коллекторов. В российской же практике технологию применяют преимущественно в скважинах со снижением дебита либо с изначально низкой продуктивностью по сравнению с аналогичными по месторождению. Высокая стоимость операций часто приводит к тому, что ГРП рассматривается как крайняя мера после неэффективного использования других способов воздействия на пласт [1].

Среди основных трудностей внедрения гидравлического разрыва на территории РФ выделяется отсутствие системного опыта интеграции метода в общую разработку месторождений. Это во многом связано с недостатком лабораторных и промысловых исследований на ранних этапах применения, а также ограниченным контролем и мониторингом эффективности работ.

К методике проведения ГРП предъявляются ряд существенных требований [2]:

- практически любая технически исправная скважина, эксплуатирующая неистощённый пласт, потенциально пригодна для осуществления процедуры с достижением определённого технологического результата;
- при обработке пластов высокой проницаемости ожидается увеличение текущей добычи без значительного влияния на конечный коэффициент нефтеотдачи, тогда как для низкопроницаемых коллекторов гидроразрыв может существенно повысить общий уровень извлечения нефти;
- формирование трещины происходит перпендикулярно направлению минимального главного напряжения в пласте;
- в геодинамически ослабленных районах ГРП достигается при давлениях ниже напряжения породы, при этом трещины обычно ориентированы вертикально;
- образование горизонтальных трещин возможно при давлении, равном или превышающем горное давление – это характерно для областей интенсивного тектонического сжатия с вертикальным положением минимального напряжения.

Для проектирования ГРП важно учитывать, что направления трещин совпадают в однородных по напряжённому состоянию зонах – это необходимо принимать во внимание при планировании размещения и обработки скважин.

Критически важную роль в успехе операции играют правильный выбор жидкости для разрыва и подходящего проппанта.

К жидкости предъявляются высокие технологические требования:

- низкая фильтрация в пласт;
- оптимальная вязкость на этапе закачки и способность быстро удаляться из трещины после завершения процесса и пр.

В последние годы на месторождениях Западной Сибири выполнено значительное число ГРП. Основные объёмы работ сосредоточены на месторождениях Юганского региона, а также на Повховском и Самотлорском месторождениях [3].

Анализ применения технологии гидроразрыва пласта на объектах Западной Сибири позволяет выделить следующие ключевые особенности:

- максимальный положительный эффект достигается при обработке мощных, резко неоднородных коллекторов, расположенных в чисто нефтяных зонах;
- наличие водонефтяного контакта существенно снижает эффективность процедуры;
- при проведении ГРП в сплошных коллекторах в зоне влияния нагнетательных скважин часто наблюдается существенный рост обводнённости продукции;

- для ряда скважин с высоким уровнем обводнённости и выраженной прерывистостью коллектора отмечается снижение содержания воды после проведения гидроразрыва;
- негативная динамика фиксируется на объектах, где до начала работ регистрировались высокие дебиты.

Современные исследования, посвящённые оценке результатов ГРП, уделяют особое внимание расчету исходной добычи нефти и анализу дополнительной отдачи, разделяя её на вклад от интенсификации потока и увеличение коэффициента извлечения нефти. Приоритет отдается методам, основанным на характеристиках обводнённости. Однако существует ряд ограничений, поскольку низкая исходная обводнённость продукции и длительный простой скважин перед операциями затрудняют применение таких подходов. Также выполняются расчеты на более детализированных моделях, с учётом геологических особенностей и трёхмерных процессов фильтрации, однако достоверность результатов вызывает сомнения ввиду необходимости точной информации о параметрах трещины для адекватного моделирования [4].

Математическое моделирование распространения гидравлической трещины представляет собой сложную задачу, связанную с решением системы уравнений различного типа (эллиптических и параболических) с подвижной границей. Первая модель описания распространения горизонтальной трещины была разработана в России и в 1962 г. дополнена Баренблатом. Перкинсон и Керн в 1961 г. предложили альтернативную схему движения трещины. Эти модели отражают двумерное представление процесса формирования трещин. В настоящее время зарубежный рынок преимущественно использует трёхмерные цифровые модели [5].

Выводы:

Метод ГРП зарекомендовал себя как составной элемент системы разработки месторождений, обеспечив стабилизацию текущей добычи нефти. Применение ГРП позволяет не только интенсифицировать выработку запасов нефти из продуктивных пластов месторождений, но также повысить конечный коэффициент извлечения нефти по прерывистой зоне трудноизвлекаемых объектов, за счет охвата разработкой запасов нефти в не дренировавшихся до ГРП слоях или зонах коллектора.

Список использованных источников:

1. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта / Ш. К. Гимаутдинов, А. И. Ширковский. – Москва: Альянс, 2005 г.
2. Годовой отчет ПАО «Сургутнефтегаз» за 1996-2020 гг. – 386 с.
3. Ибрагимов Г. У. Химические реагенты для добычи нефти / Г. У. Ибрагимов, В. А. Сорокин, Н. И. Хисамутдинов. – Москва: Недра, 1986. – 312 с.
4. Каплан Л.С. Введение в технологию и технику нефтедобычи / Л. С. Каплан, У. З. Ражетдинов. – Уфа: ПКФ «Конкорд-Инвест», 1995. – 236 с.
5. Каплан Л. С. Развитие техники и технологий / Л. С. Каплан, А. В. Семенов, Н. Ф. Разгоняев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 416 с.
6. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
7. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95. –
8. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

9. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
10. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
11. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
12. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
13. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
14. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

УДК 622.276.53

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН НА ТАРАСОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Э.М. Альмухаметова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

В.А. Додонов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР-20-11)

Аннотация. Установки ЭЦН нашли широкое применение на нефтепромыслах не только нашей страны, но и за рубежом. Однако нередки случаи, когда насос не обеспечивает оптимальный режим работы, что провоцирует разного рода проблемы, оказывающее прямое влияние на его работоспособность. Правильность подбора установок ЭЦН оказывает большое влияние на технико-экономические показатели работы последней.

Ключевые слова: насос, ЭЦН, скважина, осложнения, режим работы.

UDC 622.276.8

OPTIMIZATION OF THE OPERATION MODE OF WELLS EQUIPPED WITH ESP AT THE TARASOVSKOE FIELD

E.M. Almukhaemtova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

V.A. Dodonov

Abstract. ESP units are widely used in oil fields not only in our country but also abroad. However, it's not uncommon for a pump to fail to operate optimally, leading to various problems that directly impact its performance. Proper selection of ESP units significantly impacts its technical and economic performance.

Keywords: pump, ESP, well, complications, operating mode.

В подавляющем большинстве (95% эксплуатационного фонда) на отечественных месторождениях нефтедобыча осуществляется с применением насосных методов. Наиболее широко используются УЭЦН – электроцентробежные насосные агрегаты отечественного и зарубежного производства. Частые ремонты насосных систем приводят к незапланированным простоям, что ведёт к сокращению плановых объёмов нефтедобычи и дополнительным мероприятиям по устранению поломок. В результате почти все нефтяные компании столкнулись с задачей увеличения эффективности эксплуатации УЭЦН. Мероприятия по борьбе с этой проблемой сопровождаются большими материальными расходами, которые повышают себестоимость добычи нефти [1].

Наработка на отказ (работа установки электроцентробежного насоса с момента пуска до остановки, связанной с выходом из строя) считается основным показателем, который охарактеризовывает эффективность эксплуатации УЭЦН. На наработку УЭЦН воздействуют такие факторы, как параметры изготовления и техническое качество оборудования, уровень проведённого ремонта, правильность выбора режимов работы и компоновки скважины, а также особенности физико-химических свойств добываемой жидкости. Для повышения эффективности работы электроцентробежных насосов применяются следующие подходы: оптимизация режима взаимодействия в системе «пласт – насос», учёт влияния конструкции ствола, мероприятия по минимизации коррозии, удалению твёрдых частиц и предотвращению осаждения солей на погружном оборудовании, совершенствование отдельных компонентов насосной установки, повышение фильтрационных свойств ПЗП.

Несогласованность в работе системы «пласт – насос» приводит к снижению объёмов нефтедобычи, ухудшению энергетической эффективности и надёжности оборудования при эксплуатации. Таким образом, внедрение мероприятий по согласованию функционирования указанной системы рассматривается как значимый фактор повышения общей эффективности эксплуатации фонда насосного оборудования и системы разработки в целом [2].

Рассмотрим особенности режимов эксплуатации Тарасовского месторождения. Из промысловых данных можем сделать вывод, что основные причины отказа насосов: абразивный износ подвижных частей насоса (высокое содержание механических примесей в добываемой продукции) и солеотложения на рабочих органах (рабочие колеса и направляющий аппарат) [3].

На Тарасовском месторождении эксплуатация объектов осложнена определёнными геологическими и технологическими факторами. К числу наиболее значимых относятся значительная глубина спуска электроцентробежного оборудования, превышающие нормативные параметры искривления ствола скважин и интенсивные отложения парафинов, что затрудняет качественную установку насосных систем.

По состоянию на 1 января 2020 г. 109 скважин с электроцентробежными насосами оставались неработающими – это составляет 51,4% от общего числа таких объектов. К наиболее распространённым причинам вывода объектов из эксплуатации относятся низкие дебиты (54%) и отказ электроцентробежных насосов или «полет ЭЦН» (14%) [4]:

Анализируя решения, которые были выдвинуты с целью улучшения, данной ситуации, стоит отметить, что [2]:

- применение лифта НКТ 2,5 дюйма являлось нецелесообразным, так как на участках ствола скважины со сверхнормативной, создает условия для протираания погружного кабеля и повышенные деформации при спуске УЭЦН на узлы и крепежные детали приводя в

процессе эксплуатации или к преждевременному отказу, или к расчленению секций УЭЦН и их падению;

- увеличение диаметра НКТ (НКТ диаметром 60,3 мм группы прочности К, что позволило спустить их до глубины 2600 м) с точки зрения повышения межочистного периода лифта является нецелесообразным, необходимы менее затратные способы борьбы с парафиноотложением.

Низкий МРП эксплуатации УЭЦН можно объяснить лишь несоблюдением технологических условий и правил. Одним из самых существенных технологических нарушений является неправильный выбор производительности УЭЦН, которая завышена относительно продуктивности скважин, в связи с чем осложняется вывод скважин на режим и не соблюдается технологический регламент эксплуатации установки (срывы подачи, тепловой перегрев и т.д.).

В ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз» разработана оптимизированная методика подбора УЭЦН основанная на работах П. Д. Ляпкина, В. С. Линева, фирмы TRW Reda и методиках, созданных в ОКБ БН и РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть, НК «ЮКОС»[5].

Для проведения подбора УЭЦН необходимы следующие данные [6-8]:

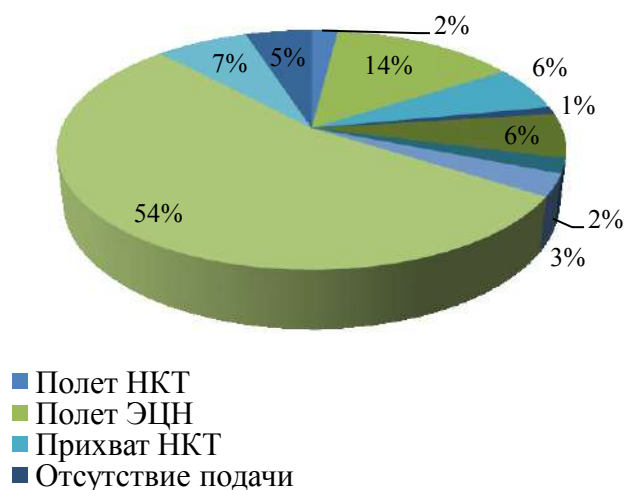


Рисунок 1 – Эксплуатация объектов на Тарасовском месторождении

- плотности: воды, сепарированной нефти, газа в нормальных условиях;
- вязкости: воды; нефти;
- планируемый дебит скважины;
- обводненность продукции пласта, доли единицы;
- газовый фактор;
- объемный коэффициент нефти;
- глубина расположения пласта (отверстий перфорации);
- пластовое давление и давление насыщения;
- пластовая температура и температурный градиент;
- коэффициент продуктивности;
- геометрические размеры обсадной колонны.

Был произведен подбор УЭЦН для скважины № 9147 Тарасовского месторождения [9].

Результаты подбора УЭЦН, параметры оптимизации и технологическая эффективность применяемого метода для скважины № 9147 ЦДНГ-2 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты подбора УЭЦН

Параметр	Значение	
Расстояние до забоя скважины, м	2350	
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	5,6	
Расстояние от устья до динамического уровня, м	959	
Глубина погружения насоса, L, м	2249	
Тип насоса	до внедрения	после внедрения
	УЭЦН5 -60-900	УЭЦН5-80-1100
Число ступеней	124	141
ПЭД	ПЭД28-117	ПЭД32-117
Дебит нефти, м ³ /сут	27,87	28,75
МРП, сутки	282	369
Обводненность, %	69,8	70.3

Выводы:

Эксплуатация скважин на Тарасовском месторождении сопряжена с целым рядом трудностей геологического и технического характера, основными из которых являются большая глубина спуска УЭЦН, сверхнормативная кривизна скважин, парафиноотложения.

Основными причинами преждевременных отказов установок, повторяющихся из года в год, являются: некачественная эксплуатация и вывод на режим скважин; некачественный выбор производительности УЭЦН на соответствие продуктивности скважин; расчленение и полеты УЭЦН на забой скважин; механические повреждения кабеля; негерметичность НКТ; солеотложения и парафиноотложения; некачественный ремонт установок; засорение призабойных зон пласта некачественным раствором глушения, АСПО, солями и т.д.; несоблюдение технологии ремонта бригадами ПРС, КРС.

Низкий МРП эксплуатации УЭЦН можно объяснить лишь несоблюдением технологических условий и правил. Одним из самых существенных технологических нарушений является неправильный выбор производительности УЭЦН, которая завышена относительно продуктивности скважин, в связи с чем осложняется вывод скважин на режим и не соблюдается технологический регламент эксплуатации установки (срывы подачи, тепловой перегрев и т.д.).

В эксплуатации ЦДНГ-2 имеется скважина № 9147 с малым периодом МРП. При рассмотрении данной проблемы выяснилось, что причинами частого отказа работы ЭЦН и малого периода МРП послужила нехватка мощности насоса для поднятия высоковязкой жидкости к устью скважин. Было предложено спустить в скважину более мощный насос.

По результатам расчётов подбора УЭЦН, для данной скважины выбираем расчетную глубину спуска 2249 м; насос ЭЦН5-80-1100; дебит нефти составляет 28,75; м³/сут., что соответствует плановому дебиту.

Список использованных источников:

1. Годовой отчет деятельности НГДУ «Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2012. – 186 с.
2. Геологический отчет по Тарасовскому месторождению. – Нефтеюганск, 2012. – 64 с.
3. Техничко-экономическое обоснование освоения Тарасовского месторождения. – РД 39Р-0148463-0004-89. – СибНИИНП, 1993. – 126 с.
4. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Г. А. Габриэлянц. – Москва: Недра, 1984. – 287 с.
5. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник / Ю. П. Желтов. – Москва: Недра, 1984. – 249 с.

6. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник В. С. Бойко. – Москва: Недра, 1990. – 427 с.
7. Мищенко И. Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учебник / И. Т. Мищенко. – Москва: Недра, 1984. – 272 с.
8. Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти: учебник / В. А. Юрчук, А. З. Истомин. – Москва: Недра, 1979. – 271 с.
9. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник/ В. И. Щуров. – Москва: Недра, 1983. – 510 с.
10. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
11. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
12. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
13. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
14. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
15. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
16. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
17. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

УДК 665.61:66.074.32

**МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ СЕПАРАЦИИ НА УКПГ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ КАПЛЕОТБОЙНИКОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ
СОДЕРЖАНИЯ ПАРОВ ЖИДКОСТИ В ТОВАРНОМ ГАЗЕ**

А.В. Андреев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРЗ-21-14)

Аннотация. Рассмотрены проблемы эффективности систем низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газа при снижении пластового давления ниже расчетных значений. Представлена комплексная модернизация серийного сепаратора С-2 с использованием высокоэффективных центробежных каплеотбойников ГПР 515.00.000 и многоступенчатой системы сепарации, включающей предварительную очистку, барботажную тарелку и финальную центробежную сепарацию. Показано, что применение предложенной технологии позволяет снизить потери конденсата с 5 г/м³ до нормативных значений, расширить диапазон рабочих давлений до значений ниже 5,5 МПа и повысить качество товарного газа. Представлен детальный анализ технологического процесса и обоснована экономическая эффективность модернизации за счет использования существующего корпуса сепаратора с заменой только внутренних устройств.

Ключевые слова: низкотемпературная сепарация, центробежные каплеотбойники, УКПГ, товарный газ, газовый конденсат, модернизация сепаратора.

UDC 665.61:66.074.32

**UPGRADE OF SEPARATION SYSTEMS AT UCPG USING HIGH-EFFICIENCY
DROP-RECEIVERS TO REDUCE THE CONTENT
OF LIQUID VAPORS IN PRODUCT GAS**

A.B. Andreev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
students of group GRZs-21-14)*

Abstract. The paper discusses the problems of low-temperature separation systems efficiency at the integrated gas treatment plants when the reservoir pressure is reduced below the design values. The paper presents a comprehensive upgrade of the serial separator S-2 with the use of highly efficient centrifugal droplet separators GPR 515.00.000 and a multi-stage separation system, including pre-treatment, bubbling plate and final centrifugal separation. It is shown that the application of the proposed technology allows to reduce condensate losses from 5 g/m³ to regulatory values, expand the operating pressure range to values below 5.5 MPa and improve the quality of commercial gas. A detailed analysis of the technological process is presented and the economic efficiency of modernization is substantiated by using the existing separator housing with replacement of only internal devices.

Keywords: low-temperature separation, centrifugal droplet separators, UCPG, commercial gas, gas condensate, separator upgrade.

В современных условиях эксплуатации месторождений, характеризующихся непрерывным падением пластового давления, ключевой задачей становится сохранение стабильных объемов извлечения газа и жидких углеводородов при строгом соблюдении требований к качественным характеристикам товарной продукции. Приоритетным направлением работы остаётся сокращение углеводородных потерь наряду с рациональным использованием материальных и финансовых ресурсов, что обуславливает необходимость непрерывного усовершенствования применяемых технологических решений.

В рамках функционирования установок комплексной подготовки газа процесс низкотемпературного разделения фаз реализуется посредством использования дроссельного охлаждения, основанного на эффекте Джоуля-Томсона, непосредственно перед направлением потока в низкотемпературное сепарационное оборудование. Типовая конструкция низкотемпературного сепаратора выполнена в виде вертикального цилиндрического корпуса

с внутренним диаметром 2400 миллиметров, оснащённого на входном участке коагулирующим устройством для улавливания мелкодисперсных частиц и сетчатым отбойным элементом. Подобная конфигурация демонстрирует высокую эффективность очистки газового потока при пропускной способности до 208 тысяч кубических метров в час и рабочем давлении в интервале от 5,5 до 7,5 мегапаскалей [1].

Вместе с тем, при эксплуатации оборудования в режимах с давлением ниже проектных значений либо при превышении номинальной производительности наблюдается существенное ухудшение степени очистки газа, сопровождающееся резким возрастанием углеводородных потерь. Анализ работы установки комплексной подготовки газа на месторождении Култук свидетельствует о том, что средние потери конденсата по трём низкотемпературным сепараторам достигают 5 граммов на кубический метр обрабатываемого газа. Учитывая, что текущее давление на входе в установку уже опустилось ниже отметки 5,5 мегапаскалей, вопрос технического переоснащения оборудования приобретает решающее значение для обеспечения требуемого качества подготовки газа и эффективного извлечения конденсата. Сложившаяся ситуация диктует необходимость разработки инновационных инженерных решений, позволяющих гарантировать результативную работу технологического оборудования в новых эксплуатационных условиях [2].

С целью оптимизации процесса низкотемпературного разделения фаз разработан комплексный проект модернизации серийного сепаратора с применением современных центробежных разделительных элементов, функционирующих с рециркуляцией газового потока. Техническое переоснащение предполагает монтаж на входном участке аппарата специализированного узла, обеспечивающего первичное отделение жидкой фазы с последующим укрупнением мелкодисперсных капель. Вместо стандартного сетчатого отбойника планируется установка тарелки, оснащённой девятью высокоэффективными сепарационными элементами марки ГПР 515.00.000. Рабочая поверхность каждого разделительного элемента составляет 0,066 квадратных метра, при этом критическое значение скорости газового потока достигает 2,8 метра в секунду, что гарантирует высокую степень разделения фаз [3].

Ниже сепарационной тарелки, с интервалом 600 миллиметров от неё, размещается ситчатая тарелка, выполняющая существенную функцию в процессе очистки газового потока. Для обеспечения контролируемой подачи конденсата на ситчатую тарелку предусмотрена установка специального трубопровода, обеспечивающего дозированную транспортировку жидкой фазы. Обе тарелки оборудуются сливными трубопроводами для направления конденсата в накопительную ёмкость объёмом 3,052 кубических метра. Выше уровня жидкости вместо просечного листа устанавливается защитный экран, препятствующий повторному захвату капель газовым потоком. Дополнительно перед входом в сепаратор монтируется узел впрыска конденсата, способствующий интенсификации процесса разделения фаз и формированию оптимальных условий для сепарации [4].

Технологический цикл в модернизированном сепараторе реализуется по следующей схеме. Двухфазный газожидкостный поток направляется на входной узел, где осуществляется первичное отделение основного объёма жидкой фазы от газа. Частично очищенный газ транспортируется в коагулятор, в котором происходит укрупнение мелких капель посредством их слияния при движении через специализированную насадку. Газовый поток с укрупнёнными каплями жидкости вводится в аппарат по касательной траектории, что инициирует вращательное движение среды внутри корпуса сепаратора.

Благодаря вращательному движению в рабочем объёме аппарата центробежные силы вызывают перемещение части капель жидкости к внутренней стенке корпуса, откуда они стекают вниз в накопительную ёмкость. Газожидкостная смесь со сниженным содержанием жидкой фазы поступает на ситчатую тарелку. Для интенсификации контакта предварительно очищенного газа с жидкой фазой на ситчатую тарелку осуществляется дозированная подача конденсата. Ситчатая тарелка функционирует в барботажном режиме, при котором газовый

поток проходит сквозь жидкостной слой на тарелке, что обеспечивает дополнительную коагуляцию мелких капель. В ходе барботажной определённая доля конденсата переносится на расположенную выше сепарационную тарелку, где осуществляется окончательная очистка газового потока.

В центробежных элементах сепарационной тарелки происходит окончательное отделение конденсата от газового потока. Газ закручивается внутри каждого элемента, и под действием центробежных сил даже самые мелкие капли жидкости отбрасываются к стенкам элемента, откуда стекают вниз. Отсепарированный конденсат по сливным трубам попадает в сборник жидкости, откуда выводится на дальнейшую обработку. Очищенный газ выходит из верхней части сепаратора и направляется на следующие стадии подготовки или на транспортировку потребителю.

При работе без подачи конденсата ситчатая тарелка выполняет роль распределителя потока, что обеспечивает равномерное распределение газа по сечению аппарата и исключает образование застойных зон. Гидравлическое сопротивление модернизированного аппарата составляет всего 0,0021 МПа, что минимизирует потери давления в системе и позволяет сохранить энергию потока для дальнейшей транспортировки газа. Данная конструкция обеспечивает максимальную эффективную производительность сепаратора при различных режимах работы, включая пониженное давление ниже 5,5 МПа, что особенно важно для месторождений на поздних стадиях разработки [5].

Модернизация систем сепарации с применением высокоэффективных каплеотбойников позволяет снизить потери конденсата с 5 г/м³ до нормативных значений, что дает значительный экономический эффект за счет увеличения выхода товарной продукции. Повышение качества товарного газа за счет более эффективного удаления паров жидкости обеспечивает соответствие требованиям стандартов и предотвращает проблемы при транспортировке и использовании газа потребителями. Расширение диапазона рабочих давлений с возможностью работы при давлении ниже 5,5 МПа позволяет продлить срок эксплуатации месторождений без необходимости применения дополнительного компримирования на ранних стадиях падения пластового давления [6].

Увеличение производительности без снижения качества очистки дает возможность перерабатывать больший объем добываемого газа на существующем оборудовании, что особенно важно при необходимости наращивания объемов добычи. Минимизация затрат на материально-технические ресурсы достигается за счет использования существующего корпуса сепаратора с заменой только внутренних устройств, что значительно дешевле строительства новых объектов подготовки газа.

Предложенная модернизация сепаратора С-2 с использованием высокоэффективных центробежных каплеотбойников и многоступенчатой системы сепарации представляет собой эффективное решение проблемы снижения содержания паров жидкости в товарном газе. Применение новых сепарационных элементов ГПР 515.00.000 в сочетании с усовершенствованной системой предварительной очистки и барботажной тарелкой обеспечивает качественную подготовку газа в условиях снижающегося пластового давления и позволяет максимизировать извлечение ценного газового конденсата.

Внедрение данной технологии на УКПГ является необходимым условием поддержания достигнутого уровня добычи и обеспечения требуемых кондиций товарного газа при минимальных потерях углеводородов. Комплексный подход к модернизации, включающий усовершенствование всех стадий сепарации, позволяет создать высокоэффективную систему подготовки газа, способную работать в широком диапазоне технологических параметров и обеспечивающую стабильное качество продукции на протяжении всего срока эксплуатации месторождения.

Список использованных источников:

1. Модернизация процесса низкотемпературной сепарации газа / Б. Ш. Акрамов, Р. Т. Зокиров, Ш. Валикулов [и др.] // Наука, техника и образование. – 2020. – № 1 (65). – С. 18-21.

2. Закиров Р. Модернизация процесса низкотемпературной сепарации газа // Наука, техника и образование. – 2020. – № 1 (65). – С. 18-20.
3. Кусов Г. В., Савенок О. В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179-197.
4. Аппаратура процессов разделения гомогенных и гетерогенных систем: учеб. пособие / Е. А. Дмитриев, Р. Б. Комляшев, Е. П. Моргунова [и др.]. – Москва: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2016. – 104 с. – ISBN 978-5-7237-1404-5.
5. Кириллов А. В. Расчет контактных устройств тарельчатых колонных аппаратов: учеб. пособие. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВПО «КнАГТУ», 2014. – 70 с. – ISBN 978-5-7765-1041-0.
6. Яркеева Н. Р., Ишбулатов И. А. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 1. – С. 13-23. – DOI: 10.17122/ngdelo-2019-1-13-23.
7. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
8. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
9. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
10. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
11. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
12. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
13. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaliev, A. Minnivaliev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
14. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы :

Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

15. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792.

16. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

УДК 622

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА АЛЕКСЕЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. Архипов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы. ГР-20-11)

А.Г. Миннуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье представлены результаты анализа эффективности водогазового воздействия как метода увеличения нефтеотдачи пластов. Рассмотрены физико-химические основы процесса, ключевые механизмы, влияющие на коэффициент извлечения нефти. На основе математического моделирования и анализа промысловых данных выделены основные факторы, определяющие технологическую и экономическую эффективность метода. Показано, что успешное применение водогазового воздействия критически зависит от геолого-физических характеристик коллектора, свойств флюидов и корректного выбора параметров закачки.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, увеличение нефтеотдачи, коэффициент извлечения нефти, факторы эффективности, математическое моделирование, нефтедобыча.

UDC 622

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF WATER-GAS STIMULATION OF THE FORMATION AT THE ALEKSEEVSKOYE FIELD

I.A. Arkhipov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the city of
Oktyabrsky, student of group GR-20-11)*

A.G. Minnullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article presents the results of an analysis of the effectiveness of water-gas stimulation as an enhanced oil recovery method. The physicochemical principles of the process and the key mechanisms influencing oil recovery are discussed. Based on mathematical modeling and field data analysis, the key factors determining the method's technological and economic efficiency are identified. It is demonstrated that the successful application of water-gas stimulation is critically dependent on the geological and physical characteristics of the reservoir, fluid properties, and the correct selection of injection parameters.

Keywords: water-gas stimulation, enhanced oil recovery, oil recovery factor, efficiency factors, mathematical modeling, oil production.

Интенсификация добычи углеводородов и повышение конечной нефтеотдачи являются стратегическими задачами для мировой нефтяной промышленности. Большинство месторождений России находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся

высокой обводненностью продукции и снижающейся добычей. Традиционное заводнение, будучи основным методом поддержания пластового давления, зачастую не позволяет эффективно вытеснить нефть из низкопроницаемых зон и из неоднородных пластов вследствие значительной разницы в вязкости воды и нефти.

В этом случае водогазовое воздействие представляет собой перспективный метод, сочетающий преимущества газового и водного воздействия. Технология предполагает одновременную или чередующуюся закачку в пласт воды и газа (чаще всего попутного нефтяного газа, азота). Актуальность работы обусловлена необходимостью научно обоснованного подхода к выбору и проектированию методов увеличения нефтеотдачи для конкретных геолого-физических условий.

В данной работе произведен комплексный анализ эффективности ВГВ путем выявления ключевых механизмов, влияющих факторов и оценки технологических и экономических показателей метода.

Эффективность ВГВ обусловлена совокупностью взаимодополняющих механизмов:

1) Снижение фазовой проницаемости для воды: Газ, закачиваемый вместе с водой, занимает часть порового пространства в приквацинной зоне, что снижает относительную фазовую проницаемость для воды и, как следствие, ее подвижность. Это способствует более равномерному вытеснению и охвату пласта.

2) Повышение охвата пласта воздействием: Газ, как менее вязкая среда, преимущественно проникает в высокопроницаемые пропластки. Последующая закачка воды вытесняет газ в низкопроницаемые зоны, из которых затем вытесняется нефть. Этот механизм особенно важен для неоднородных пластов.

3) Поддержание пластового давления: ВГВ, как и заводнение, является методом поддержания пластового давления, что предотвращает разрушение породы и падение дебитов.

4) Снижение вязкости нефти: При использовании углеводородных газов или CO_2 происходит частичное растворение газа в нефти, что снижает ее вязкость и улучшает подвижность.

5) Эффект «поршневого» вытеснения: При определенных соотношениях вода/газ формируются устойчивые водогазовые смеси, которые действуют как единый вытесняющий агент с повышенной эффективностью.

Анализ моделирования и промысловых данных позволил выделить ключевые факторы:

Геолого-физические факторы:

- Неоднородность пласта: Наличие перетоков и пропластков различной проницаемости благоприятствует применению ВГВ. Коэффициент охвата для ВГВ может быть на 20-40% выше, чем для заводнения.

- Угол падения пласта: Для крутопадающих пластов гравитационный эффект способствует сегрегации фаз: газ перемещается к верхней части, увеличивая охват.

- Проницаемость: Метод эффективен в широком диапазоне проницаемостей, но оптимальные результаты достигаются в коллекторах с проницаемостью от 20 до 500 мД.

Также был проведен сравнительный анализ разработки пласта с применением ВГВ. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Показатели предполагаемой добычи нефти после внедрения водогазовой смеси

Год	Дополнительная добыча нефти, т/сут			Итого по кизеловскому горизонту дополнительная добыча нефти	
	до внедрения ВГС	предполагаемая после внедрения ВГС	прирост нефти	по одной скв.	всего за год по блоку №1
				тн/год/скв	т/год

Год	Дополнительная добыча нефти, т/сут			Итого по кизеловскому горизонту дополнительная добыча нефти	
	до внедрения ВГС	предполагаемая после внедрения ВГС	прирост нефти	по одной скв.	всего за год по блоку №1
				тн/год/скв	т/год
2023	3,2	3,63	0,43	138,12	828,7
2024	3,1	3,49	0,39	125,26	751,6
2025	3	3,35	0,35	112,42	674,5
Итого					2254,8

Проведенный анализ подтвердил высокую технологическую эффективность водогазового воздействия как метода увеличения нефтеотдачи неоднородных нефтяных пластов. Установлено, что прирост КИН может составлять 8-15%.

Эффективность ВГВ определяется комплексом геолого-физических и технологических факторов, среди которых наибольшее влияние оказывают неоднородность пласта, соотношение закачиваемых воды и газа и свойства используемого газа.

Несмотря на высокие первоначальные затраты, метод является экономически рентабельным в условиях средних и высоких цен на нефть, а также предоставляет экологическое преимущество за счет утилизации попутного нефтяного газа.

Перспективными направлениями дальнейших исследований являются оптимизация составов вытесняющих агентов (например, использование совмещенного ВГВ с химическими реагентами), а также разработка интеллектуальных систем контроля и управления процессом закачки на основе данных мониторинга в реальном времени.

Список использованных источников:

1. Якименко, Г.Х. Назмиев И.М. Основные результаты лабораторного обоснования водогазового воздействия для условий разработки месторождений Башкортостана и первый опыт промышленного внедрения метода [Текст] / Г.Х. Якименко, И.М. Назмиев // - Уфа.: 2008. – С. 48 – 54.
2. Дроздов, А.Н. Стендовые исследования технологии приготовления и закачки водогазовой смеси в пласт с применением насосно-эжекторных систем [Текст] / А.Н. Дроздов // - Губкинский.: 2007. – С. 59 – 62.
3. Мухаметшин, В.Г. Результаты моделирования технологии водогазового воздействия [Текст] / В.Г. Мухаметшин // – Уфа.: 2008. – С. 25 – 31.
4. Галеев, Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья [Текст] / Р.Г. Галеев // – Москва.: 1997. - С. 126 – 129.
5. Муслимов, Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее [Текст] / Р.Х. Муслимов // - Казань.: 2014. – С. 314 – 317.
6. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст] / Р.Х. Муслимов // – Казань.: 2005. – С. 335 – 339.
7. Лукъянов, Ю.В. Шувалов, А.В. Лабораторное обоснование параметров вытеснения нефти при водогазовом воздействии на карбонатные коллекторы [Текст] / Ю.В. Лукъянов, А.В. Шувалов // – Уфа.: 2008. – С. 42 – 49.
8. Дроздов, Н.А. Исследование водогазового воздействия [Текст] / Н.А. Дроздов // – Уфа.: 2011. – С. 46.
9. Дроздов, А.Н. Телков, В.П. Егоров, Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность [Текст] / А.Н. Дроздов, В.П. Телков, Ю.А. Егоров // - Москва.: 2001. – С. 23 – 29.
10. Закиров, С.Н. Николаев, В.А. Закиров, Э.С. Нетрадиционные результаты

экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными рабочими агентами и их обработка [Текст] / С.Н. Закиров В.А. Николаев Э.С. Закиров // - Москва.: 2009. – С. 1 – 9.

11. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

12. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.

13. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

УДК 622.276

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.И. Асфандияров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

З.Д. Юсупов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Е.А. Судеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Р.Р. Фатколов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Аннотация. Большинство высокопродуктивных месторождений в настоящее время находятся на поздней стадии разработки, для которой характерны естественное снижение уровней добычи и значительное повышение обводнённости продукции. Эти факторы существенно осложняют процессы добычи, сбора и подготовки скважинной продукции, вызывая ряд технологических проблем, в том числе активное образование асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, призабойная зона пласта, насосно-компрессорные трубы, ингибитор, дозатор, контейнер

UDC 622.276

PREVENTION OF ASPHALT-SMOKE-PARAFFIN DEPOSITS

V.I. Asfandiyarov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)

Z.D. Yusupov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)

E.A. Sudeev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)

R.R. Fatkolov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State)

Abstract. Most of the highly productive fields are currently in the late stages of development, which are characterized by a natural decrease in production levels and a significant increase in water cut. These factors significantly complicate the processes of production, collection, and preparation of well products, causing a number of technological problems, including the active formation of asphalt-resin-paraffin deposits.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits, bottom-hole zone, tubing, inhibitor, dispenser, container.

В эксплуатации нефтедобывающих скважин сохраняет актуальность такая проблема, как поиск оптимальных средств устранения и профилактики образования АСПО, т.к. подобные отложения обуславливают необходимость частой очистки погружного оборудования, что требует приостановки эксплуатации обрабатываемых объектов и значительных издержек на текущий ремонт. Кроме того, АСПО приводят к финансовым потерям из-за снижения нефтедобычи и недобора продукции. До 35 % всех остановок эксплуатации скважин на текущий ремонт, как можно заключить из практического опыта отечественных месторождений, являются следствием возникновения АСПО на внутренних поверхностях НКТ, из-за чего проходимость труб падает и, соответственно, вследствие выхода из строя штанговых глубинных насосов (ШГН) и прочих насосных установок, нефтяные дебиты снижаются [1].

Среди факторов, влияющих на возникновение АСПО, следует выделить:

- содержание асфальтенов, смол и парафинов в продукции скважин;
- остывание пластовых жидкостей до температуры образования парафиновых кристаллов;
- высокий уровень обводнения, риск эмульгирования продукции;
- падение продольного давления по стволу до значений насыщения и дальнейшего разгазирования продукции;
- скорость и режим восходящего жидкостного потока;
- присутствие твёрдых частиц в продукции, недостаточно гладкие внутренние поверхности НКТ.

Содержание парафинов выступает в качестве одного из определяющих факторов, влияющих на выпадение и кристаллизацию осадков, на основе которых в дальнейшем возникают АСПО; вместе с тем, как свидетельствуют результаты литературного анализа, смолы и асфальтены, определяющие структурный состав АСПО, играют не менее значимую роль. При этом наиболее важно соотношение парафинов и асфальтенов (или асфальтенов и смол) в структуре отложений.

Помимо температурного фактора, на вероятность возникновения в НКТ отложений рассматриваемого типа влияет также гидродинамический режим, определяемый скоростью жидкостного потока.

От характеристик внутренней поверхности НКТ также зависит возникновение АСПО; при высокой полярности риск их образования снижается, тогда как при высоте гребней до 7 мкм и более, напротив, возрастает.

С приближением к устью содержание парафина увеличивается за счет более интенсивного перехода из жидкой фазы в твердую и выноса парафина нефтяным потоком, на глобулах газа, где создаются условия для его кристаллизации. Также температура плавления образуемого парафина снижается по мере продвижения вдоль колонны НКТ снизу вверх, что позволяет сделать вывод об образовании менее тугоплавких парафинов в верхней части колонны и более тугоплавких – в нижней [2-4].

При очистке погружного оборудования от парафина данную особенность следует принимать во внимание, учитывая также тот факт, что АСПО образуются и на наружных стенках труб, и на внутренней поверхности эксплуатационной колонны (ЭК).

В данном случае при нагнетании в затрубное пространство технического состава для очистки погружного оборудования может возникнуть новая проблема, поскольку удаляемый с мест концентрации отложений парафин может оседать ниже, попадая затем на вход ЭЦН и засоряя цилиндр, клапаны, плунжер и укупорку НКТ. В дальнейшем насос вследствие этого может выйти из строя, а проходное сечение НКТ полностью блокируется парафиновой коркой; образованные таким образом на внутренних стенках труб парафиновые отложения некоторые авторы именуют вторичными.

Таким образом, можно сделать вывод о необходимости устранения и профилактики АСПО. Метод депарафинизации ствола и промышленного оборудования подбирается на основе опытных исследований, при учете индивидуальных особенностей залежи (по результатам накопленного опыта эксплуатации). При этом основной критерий – экономическая обоснованность операции очистки. Уровень технического оснащения и наличие на данном промысле развитой вспомогательной инфраструктуры (котельных, мастерских и т.д.) также играют важную роль.

На многих отечественных нефтепромыслах борьба с АСПО на текущий момент входит в число приоритетных проблем, с решением которой связаны весьма значительные издержки, как финансовые, так и трудовые. Такие издержки могут быть оптимизированы только при разработке и применении действенных технологий борьбы, что требует глубокого исследования процессов образования органических отложений на погружном оборудовании в ходе эксплуатации скважин.

Среди технологий борьбы с АСПО наиболее перспективными можно назвать те методы, которые предусматривают применение специальных химических составов, действие которых основано на протекающих на межфазной границе адгезионно-адсорбционных процессах. Такие составы либо обеспечивают растворение АСПО, образовавшихся ранее (растворители), либо предупреждают возникновение отложений (депрессаторы, диспергаторы, модификаторы и пр.). При использовании ингибиторов АСПО обеспечивается профилактика их возникновения не только в скважине, но также в трубопроводе и выкидной линии. Профилактика, как свидетельствует практический опыт, требует меньше затрат, чем систематическое устранение тяжелых органических соединений [2].

Одним из эффективных методов на рассматриваемом месторождении является дозированная подача в добываемую продукцию реагента СОНПАР-5403. Целью ингибиторной защиты является снижение интенсивности процесса парафиноотложений.

Механизм действия ингибитора СОНПАР-5403 основан на смыве АСПО с поверхности газонефтяного объекта, диспергировании кристаллов АСПО в объеме нефти, предотвращении коалесценции кристаллов парафина и гидрофилизации поверхности подземного оборудования скважины.

Ингибитор парафиноотложений комплексного действия СОНПАР-5403 представляет собой композиционную смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ) в растворителе с органическими добавками.

Контейнерный способ дозирования реагента с помощью глубинных дозаторов является наиболее перспективным и его модернизацию целесообразно проводить с применением современных технологий автоматического регулирования, которые бы позволили улучшить точность дозирования.

Из всех модификаций ингибитора СОНПАР-5403 для подачи на прием насосного агрегата при высокой обводненности продукции и значительного содержания парафина используется СОНПАР-5403 (марка А), который обладает всеми необходимыми свойствами. В компании были успешно проведены обработки скважин ингибитором и были получены следующие результаты, представленные в таблице 1.

Из таблицы видно, что в результате применения ингибитора парафиноотложений СОНПАР-5403 дебит пяти скважин по жидкости вырос на 12,7 т/сут, а по нефти вырос на 5,5 т/сут, также уменьшилась обводненность на 8 %.

Таблица 1 – Эффективность применения ингибитора

Номер скважины	До внедрения мероприятия			После внедрения мероприятия			Дополнительная добыча нефти, т
	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	В, %	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	В, %	
767	1,2	0,6	50,0	1,5	0,8	46,7	72
843	12,0	4,3	64,2	14,0	5,9	57,9	90
1023	5,8	1,4	75,9	6,3	2,8	55,6	54
1303	9,2	4,1	55,4	11,1	5,9	46,8	216
1452	22,0	0,2	99,1	30,0	0,7	97,7	63
Средние значения	10,04	2,12	68,9	12,58	3,22	60,9	99
Всего	50,2	10,6	344,6	62,9	16,1	304,7	495

Применение ингибитора СОНПАР-5403 (марка А) является технологически обоснованным. Для продления периода эксплуатации скважины с отложениями парафина сложного состава применять ингибитор рекомендуется с начала образования АСПО и роста содержания сероводорода в добываемой продукции. Ингибитор СОНПАР-5403 позволяет предотвращать процесс отложения парафина и исключить снижение дебита нефти вследствие забивания НКТ парафином. Кроме того, предотвращается выход из строя глубинно-насосного оборудования вызванных отложениями парафина и таким образом увеличивается межремонтный период скважин. Эффективность применения дозаторов заключается в увеличении межремонтного периода скважин, следовательно, в уменьшении количества подземных ремонтов на этих скважинах.

Список использованных источников:

1. Голик В. И. Разработка месторождений полезных ископаемых: учебное пособие / В. И. Голик. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 136 с.
2. Шадымухамедов С. А. Справочное пособие для операторов по химической обработке скважин / С. А. Шадымухамедов. – Пермь: Электронные издательские системы, 2005. – 305 с.
3. Муравьев И. М. Эксплуатация нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов/ И. М. Муравьев, А. П. Крылов. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 776 с.
4. Хужин М. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин осложненного фонда: дис. канд. техн. наук: 21.00.17/Хужин Марат Рафикович. – Уфа, 2015. – 92 с.
5. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
6. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
7. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

8. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
9. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18. – EDN ZBPCZV.
10. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
11. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
12. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
13. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
14. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
15. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
16. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

УДК 622.276

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

У.В. Ахмадеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Аннотация. В статье рассматриваются современные тенденции и перспективные направления развития технологии забуривания боковых стволов (ЗБС), являющейся ключевым инструментом повышения эффективности разработки зрелых месторождений. Проанализированы технологические вызовы, связанные с работой в скважинах малого диаметра и качеством цементирования, и предложены инновационные решения, включающие применение бицентричных долот, совершенствование систем анкерования и интеграцию цифровых технологий. Особое внимание уделено потенциалу многоствольных и

разветвленно-горизонтальных скважин, а также экономическим преимуществам метода на фоне растущего фонда бездействующих скважин.

Ключевые слова: забуривание боковых стволов, резка боковых стволов, бицентричное долото, уипсток, многоствольные скважины, бездействующий фонд скважин, повышение нефтеотдачи.

UDC 665.612.2

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR DRILLING LATERAL BOREHOLE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

U. V. Akhmadeev

*Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group GRsz-21-11)*

Abstract. The article discusses current trends and promising areas of development for side-hole drilling (SHD), which is a key tool for improving the efficiency of mature field development. It analyzes the technological challenges associated with working in small-diameter wells and the quality of cementing, and proposes innovative solutions, including the use of bi-centric bits, improved anchoring systems, and the integration of digital technologies. Special attention is given to the potential of multi-well and multi-branch horizontal wells, as well as the economic benefits of this method in the context of a growing number of inactive wells.

Keywords: side well drilling, side well cutting, bi-center bit, whipstock, multi-well drilling, inactive well stock, enhanced oil recovery.

Нефтегазовая отрасль России сталкивается с объективной реальностью – истощением легкоизвлекаемых запасов на многих месторождениях. В этих условиях возрастает роль технологий, позволяющих интенсифицировать добычу и вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) при минимальных капитальных затратах. Один из наиболее эффективных методов решения этих задач – забуривание боковых стволов (ЗБС). Технология позволяет путем строительства нового ответвления из существующей скважины выйти на недренированные или малодоступные участки пласта, вернуть в эксплуатационный фонд бездействующие скважины и значительно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) [1].

Актуальность темы подтверждается масштабом фонда бездействующих скважин в России, который превышает 40 000 единиц. Значительная часть этого фонда может быть реанимирована именно методом бурения боковых стволов. Помимо отсутствия необходимости в дополнительных затратах на коммуникации и обустройство, данная технология открывает возможности для вовлечения в разработку незадействованных участков залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из боковых стволов, как правило, ниже ее среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет [2]. Цель данной статьи – проанализировать текущее состояние и выявить ключевые перспективы развития технологии ЗБС, определяющие ее эффективность и экономическую целесообразность в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Технология ЗБС доказала свою экономическую эффективность в глобальном масштабе. Ее ключевые преимущества включают:

- снижение капитальных затрат: Отсутствие необходимости в строительстве новых кустовых площадок, подведении коммуникаций и обустройстве территории делает ЗБС значительно дешевле бурения новых скважин;
- сокращение сроков реализации проекта: Процесс резки и бурения бокового ствола занимает меньше времени, чем полный цикл строительства скважины;
- минимизация экологического воздействия: Технология позволяет избежать нового отвода земель и существенно сокращает объем буровых отходов, что снижает негативное воздействие на окружающую среду;

– доступ к трудноизвлекаемым запасам: ЗБС обеспечивает доступ к локальным, пропущенным при первичной разработке скоплениям углеводородов, а также к запасам в зонах с сложным геологическим строением [4].

Исторически сложились две принципиально различные методики ЗБС: вырезание участка эксплуатационной колонны и бурение с отклоняющего клина (уипстока) .

Метод вырезания протяженного участка колонны, несмотря на свою отработанность, сопряжен с существенными временными затратами, необходимостью многократной смены вырезающего оборудования и сложностью операций при высоких зенитных углах . На территории России эта технология практически полностью вытеснена более прогрессивной технологией зарезки с отклоняющего клина.

Эволюция технологии уипстока привела к переходу от многоспусковых операций (спуск якоря, клина, райберов по отдельности) к использованию комплектов райберов, позволяющих создать окно за один спуск . Однако ключевым вызовом остается способ заякоривания системы. Наиболее распространенные якоря с упором на забой требуют установки надежного опорного цементного моста, что увеличивает время операции, а также создают риски преждевременного срабатывания или проворота при бурении.

Несмотря на зрелость технологии, ее развитие сталкивается с рядом вызовов:

1. Работа в скважинах малого диаметра. Значительная часть фонда скважин-кандидатов имеет внутренний диаметр эксплуатационной колонны менее 126 мм, что создает технические ограничения для применения стандартного оборудования. Предельно малые зазоры между бурильным инструментом и стенкой колонны повышают риски прихватов и аварий.

2. Качество цементирования хвостовика. Высокий процент отказов при ЗБС обусловлен образованием заколонной циркуляции (ЗКЦ) в интервалах целевых объектов. Недостаточный кольцевой зазор между хвостовиком и породой приводит к некачественному цементированию и последующему обводнению или межпластовым перетокам.

3, Осложнения при бурении. В сложных геологических условиях, например, в карбонатных коллекторах Прикаспийской впадины, бурение боковых стволов сопровождается такими осложнениями, как поглощения промывочной жидкости, обвалы и сужение ствола, нефтегазопроявления.

Развитие технологии забуривания боковых стволов (ЗБС) не ограничивается лишь решением текущих технических проблем. Его стратегическая перспектива заключается в интеграции с другими передовыми методами добычи и переходе на качественно новый уровень управления запасами. Одним из таких направлений является синергия ЗБС с методами увеличения нефтеотдачи (МУН). Бурение боковых горизонтальных стволов в зрелых коллекторах позволяет целенаправленно воздействовать на остаточные запасы нефти, которые часто характеризуются высокой зональной неоднородностью. Например, боковой ствол может быть ориентирован в приконтурные зоны или на обойденные при первичной разработке линзы, а последующее применение термохимических или газовых методов воздействия позволяет значительно повысить конечный коэффициент извлечения. В этом контексте технология ЗБС становится не просто инструментом ремонтно-изоляционных работ, а ключевым элементом комплексного проекта по интенсификации добычи на поздней стадии разработки месторождения [4-5].

Еще одним важным аспектом является стандартизация и типизация процессов ЗБС. В настоящее время многие проекты носят штучный, адаптационный характер, что приводит к удорожанию и увеличению сроков реализации. Перспективой видится создание типовых технологических решений для различных геолого-технических условий – для карбонатных и терригенных коллекторов, для скважин с различным состоянием обсадной колонны, для разных диаметров [6]. Разработка и внедрение таких стандартов позволят сократить время на проектирование, унифицировать инструмент и оборудование, а также накапливать статистику для последующего анализа и совершенствования. Это особенно актуально для

крупных нефтяных компаний с большим фондом скважин, где массовое применение типовых решений может дать значительный кумулятивный экономический эффект.

Нельзя обойти вниманием и экологический вектор развития. Современные требования к устойчивому развитию и снижению углеродного следа делают технологию ЗБС еще более привлекательной. По сравнению с бурением новой скважины, забуривание бокового ствола требует значительно меньше материалов (металла, цемента) и энергии, а также минимизирует нарушение земной поверхности. В будущем стоит ожидать ужесточения экологического законодательства, что будет напрямую стимулировать инвестиции в технологии, подобные ЗБС, как в более «зеленые» альтернативы. Более того, сама инфраструктура старых скважин, используемая для ЗБС, может быть применена для решения экологических задач, например, для утилизации промышленных стоков или, как показывают международные практики, для захоронения радиоактивных отходов в глубоких геологических формациях, что требует высочайшей точности при бурении горизонтальных ответвлений [7-8].

Наконец, перспективы развития технологии тесно связаны с кадровым обеспечением. Усложнение технологических процессов, внедрение цифровых инструментов и систем управления требуют подготовки специалистов новой формации. Инженер будущего, работающий с ЗБС, должен быть не только опытным буровиком, но и обладать компетенциями в области анализа данных, работы с цифровыми двойниками и понимания принципов работы систем искусственного интеллекта. Это ставит перед отраслевыми вузами и учебными центрами задачу по коренному пересмотру образовательных программ, внедрению симуляторов и виртуальных тренажеров, которые позволят готовить кадры, способные эффективно решать сложные технологические задачи завтрашнего дня [9].

Технология забуривания боковых стволов имеет многогранный и долгосрочный потенциал развития. Она эволюционирует от точечного метода ремонта скважин в комплексную стратегию управления зрелыми активами, интегрирующую в себя передовые технические решения.

Список использованных источников:

1. Перспектива бурения боковых стволов из скважин малого диаметра с применением бицентричных долот // INIPE.COM. – 2020. – URL: <https://inipe.com/conference-2020-vasilchuk/> (дата обращения: 15.11.2025).
2. Что такое Зарезка боковых стволов? // Neftegaz.ru. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141798-zarezka-bokovykh-stvolov/> (дата обращения: 15.11.2025).
3. Using horizontal drilling technology to permanently store radioactive waste // GeoExpro. – URL: <https://geoexpro.com/using-horizontal-drilling-technology-to-permanently-store-radioactive-waste/> (дата обращения: 15.11.2025).
4. Top 8 Oil and Gas Industry Technology Trends for 2025 // Kissflow. – URL: <https://kissflow.com/solutions/oil-and-gas/oil-and-gas-technology-trends/> (дата обращения: 15.11.2025).
5. Технологии зарезки боковых стволов // Neftegaz.ru. – URL: <https://neftegaz.ru/science/engineering/332101-tekhnologii-zarezki-bokovykh-stvolov/> (дата обращения: 15.11.2025).
6. Процесс бурения боковых стволов скважин // СНК. – URL: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/burenie-bokovykh-stvolov-skvazhin/> (дата обращения: 15.11.2025).
7. AppIntel AI helps you keep current on horizontal well technology // AppIntel. – 2025. – URL: <https://www1.appintel.info/2025/hz-well-tech-not-in-textbooks/> (дата обращения: 15.11.2025).
8. Технологии зарезки боковых стволов // Inbur.ru. – URL: <http://www.inbur.ru/articles/188-tekhnologii-zarezki-bokovykh-stvolov> (дата обращения: 15.11.2025).

9. Определение ключевых технологий бурения боковых стволов на месторождениях Республики Казахстан // Burneft.ru. – 2025. – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=118387 (дата обращения: 15.11.2025).
10. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783. –
11. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
12. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
13. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
14. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
15. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
16. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
17. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
18. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127.
19. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
20. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года.
– Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АБСОРБЕРА НА ЯМБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Т. Ахметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Д.С. Абрамов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРсз 21-12)

Аннотация. Ямбургское месторождение, находящееся на территории Тазовского полуострова в пределах Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, применяет современные технологии для улучшения качества природного газа. В частности, для осушки газа используется процесс абсорбции с диэтиленгликолем, а также метод низкотемпературной абсорбции. Ключевым направлением развития является повышение эффективности работы абсорберов, что способствует не только улучшению производительности, но и снижению экологического воздействия. Для этого требуется проведение тщательных исследований и внедрение инновационных решений в эксплуатацию абсорбционных систем.

Ключевые слова: аппарат воздушного охлаждения, месторождение, порода, газовый промысел, абсорбция, абсорбер, осушка газа.

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE ABSORBER AT THE YAMBURGSKOYE FIELD

R.T. Akhmetov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)

D.S. Abramov

(of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRsz 21-12)

Abstract. The Yamburgskoye field is located on the Tazovsky Peninsula in the Tazovsky and Nadymsky districts of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug of the Tyumen Region. To maintain the quality of natural gas that enters the main gas pipelines, the field uses the technology of absorption-dehumidification using diethylene glycol and the method of low-temperature absorption. Optimizing the operation of gas drying absorbers is an important task that will increase the efficiency of work and reduce the negative impact on the environment. To achieve this goal, it is necessary to conduct research and introduce new methods to increase the productivity of absorption plants.

Keywords: air cooler, field, rock, gas field, absorption, absorber, gas drying.

Ямбургское нефтяное месторождение, обнаруженное в 1963 году Тюменским геологическим управлением, находится на Тазовском полуострове, в пределах Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа, который входит в состав Тюменской области. Геологический разрез месторождения включает осадочные породы мелового, палеогенового и четвертичного периодов, достигающие глубины до 3 550 метров. Нижний мел представлен такими формациями, как Мегионская (валанжин), Вартовская (верхний валанжин-баррем) и Покурская (сеноман). В период с 1973 по 1977 год здесь велись интенсивные геологоразведочные работы на сеноманском уровне, в ходе которых было пробурено семь скважин, включая глубокую скважину №102 для изучения неокомской свиты.

В ходе разведочных работ на Ямбургском нефтегазовом месторождении было пробурено семь скважин, включая скважину №102, которые позволили детально изучить структуру сеноманских коллекторов на севере и северо-востоке, а также подтвердить целостность коллекторов в юго-западной части. Эксплуатация месторождения преимущественно связана с сеноманскими и варангинско-балеминскими отложениями. Одним из нововведений на Ямбургском месторождении стало внедрение централизованной системы сбора газа. Газ, добываемый с группы газовых скважин, сначала поступает на две установки первичной подготовки (например, УППГ-2В и УППГ-3В), где проходит предварительную очистку. После этого совместно с газом из отдельной скважины сырье направляется на центральную установку комплексной подготовки (УКПГ-1В), где доводится до качества, соответствующего стандартам товарного газа.

Чтобы избежать образования гидратов во время транспортировки газа к промежуточным хранилищам, часть газа, выходящего с установки первичной подготовки, подвергается подогреву. Кроме того, в резервуары вводят ингибитор образования гидратов, обычно метанол. В научных источниках описано множество инновационных методов и технологий, направленных на улучшение работы установок по осушке и абсорбции газа, что способствует повышению их производительности и эффективности.

Ямбургское месторождение в настоящее время эксплуатируется на завершающем этапе, что сопровождается падением технологического давления. Это снижение давления способствует росту объёмов пропускаемого газа, однако одновременно приводит к ряду осложнений. Среди них - возрастание жидкостной нагрузки на фильтры системы абсорбции и распространение гликолевой плёнки по фильтрующим поверхностям, что, в свою очередь, вызывает усиленное попадание гликоля вместе с сухим газом.

Эффективность фильтрующего элемента значительно снижается под воздействием перечисленных факторов, что ведёт к сокращению времени между ремонтами и ускоренному износу диэтиленгликоля, используемого для осушки газа.

С целью повышения эффективности абсорбционных систем были обновлены устаревшие массообменные аппараты с традиционными пластинчатыми насадками, разработанными ЦКБМ [1]. Новая конструкция аппарата предусматривает подачу регенерированного ДЭГ через распределитель жидкости, что обеспечивает массообмен между газом и жидкостью в пленочном режиме. При этом газ, который поступает из абсорбционного сепаратора, поднимается снизу-вверх через пространство между тарелками. Одновременно гликоль, закачиваемый сверху, стекает тонкой пленкой по поверхности тарелок, взаимодействуя с движущимся газом. Такой принцип работы обеспечивает более эффективный контакт фаз и улучшает общие параметры процесса.

Газ, проходя через процесс массообмена, постепенно теряет влагу и поступает в газораспределительную секцию, где его скорость значительно уменьшается. Одновременно дегидратированный этиленгликоль (ДЭГ) направляется в регенерационный блок. Благодаря такой конструкции осушающего блока для гликолевого газа удаётся уменьшить нагрузку на фильтры и продлить интервалы между ремонтами. Кроме того, наблюдается заметное сокращение уноса гликоля вместе с осушенным газом [2].

Опыт эксплуатации демонстрирует, что газоподготовительные установки с использованием многофункционального аппарата (МФА) для осушки газа через абсорбцию часто сталкиваются с множеством причин, снижающих их производительность. В результате таких факторов эффективность процесса уменьшается, что обуславливает необходимость проведения дополнительных мероприятий для улучшения работы оборудования.

В ходе эксплуатации оборудования выявлены многочисленные сложности, препятствующие повышению производительности установки. Среди основных затруднений - снижение давления газа при входе в газотурбинный привод, обусловленное уменьшением пластового давления, а также появление масла в отдельных узлах на входе, вызванное загрязнением компрессорной станции. Кроме того, наблюдается снижение эффективности работы некоторых участков многофункциональных агрегатов, утечка гликоля из этих

установок и перенос массы из сепарационной секции в другие части оборудования. Решение данных проблем требует внедрения инновационных технических решений и модернизации существующих процессов.

Применение моделирования абсорбционного процесса даёт возможность прогнозировать поведение газа при вариациях термодинамических условий прямо на объекте добычи. Это способствует повышению эффективности функционирования нижнего уровня газового месторождения за счёт оптимизации рабочих параметров. Данная технология способствует усовершенствованию процессов осушки газа, а также повышает эффективность функционирования элементов сепарации и оборудования в нижней зоне газового промысла.

В рамках исследований применялась методика, позволяющая определить наиболее эффективную конструкцию абсорбционных элементов для осушения газа, учитывая вариативность теплового давления в процессе. Такой подход обеспечивал адаптацию оборудования к изменяющимся параметрам и оптимизацию работы сепарационных систем [3].

Недавно проведённое гидродинамическое моделирование газожидкостного потока в элементах сепаратора позволило выявить особенности его структуры и гидродинамического поведения, зависящие от состава потока. Эти новые сведения открывают возможности для совершенствования технологии абсорбционной осушки газа за счёт более точной настройки сепарационных процессов.

Главное предложение для обновления многофункциональных газовых осушителей - это улучшение стартового этапа сепарации за счет внедрения дополнительных завихрителей. Повышение эффективности работы оборудования достигается именно благодаря модернизации входного сепаратора, что позволяет значительно улучшить качество обработки газа.

При росте пропускной способности газа, что снижает технологическое давление, наблюдается повышение жидкостной нагрузки внутри абсорбционного фильтра. Загрязнения гликоля, возникающие из-за присутствия масла, углеводородных веществ, продуктов распада и солевых соединений, способствуют засорению фильтрующего материала. Это ведёт к уменьшению эффективной площади фильтра, увеличению сопротивления потоку и одновременному ускорению газа в данной зоне. Повышенная скорость газового потока вызывает распыление гликолевой плёнки по поверхности фильтрующего элемента, при этом капли захватываются потоком и выносятся вместе с сухим газом.

Снижение эффективности фильтра и ускоренный износ его компонентов вызывают повышение утечек гликоля в осушенном газе, что негативно сказывается на общем качестве процесса.

Производительность газового осушителя во многом зависит от того, насколько эффективно он удаляет влагу из газа, объема потерь диэтиленгликоля (ДЭГ) вместе с осушенным газом и продолжительности промежуточного риформинга. На эффективность работы системы осушки оказывают влияние несколько ключевых факторов. Во-первых, скорость движения газа по системе, которая формируется диаметром трубопроводов, конструктивными особенностями оборудования, а также параметрами газа - расходом, давлением и температурой. Во-вторых, качество работы фильтрующей части установки, от которой зависит как количество потерянного сухого газа, так и длительность промежуточного процесса модификации. в-третьих, эффективность массообменного блока, определяющая глубину удаления влаги из газа и нагрузку, приходящуюся на фильтрующую секцию. И, наконец, в-четвертых, эффективность функционирования сепарационного модуля.

В растворе диэтиленгликоля уровень влаги оказывает значительное влияние на количество присутствующих механических загрязнений и минеральных соединений. Эффективность массообменного блока напрямую сказывается на степени осушки газа и интенсивности работы фильтрующей части. Также немаловажно, насколько правильно функционирует сепараторное оборудование.

Оптимизация показателей очистки газа при уменьшении объемов производства может быть достигнута за счет улучшения работы массообменного элемента в блоке осушки. В рамках поиска эффективного решения был проведен апгрейд абсорбера, включающий замену внутреннего устройства на стандартную тарельчатую насадку. Ключевым параметром, влияющим на качество осушки, выступает плотность орошения, которая напрямую связана с подачей сырья. При недостаточной плотности орошения насадка не покрывается полностью жидкостью, из-за чего массообмен происходит не на всей поверхности - это обусловлено коэффициентом смачиваемости[4].

Когда количество подаваемого корма оказывается недостаточным, процесс поглощения теряет в эффективности из-за снижения площади контакта между фазами, что уменьшает массообмен. Температура, при которой газ контактирует с гликолем, играет ключевую роль в глубине осушки: повышение температуры приводит к увеличению парциального давления паров абсорбента и снижению гигроскопичности гликоля. Кроме того, гидродинамические характеристики абсорбера зависят от скорости газового потока через него.

При движении газа и жидкости в противоположных направлениях возможно возникновение четырех различных гидродинамических состояний, которые зависят от скорости газового потока [5]. При низких скоростях газа через абсорбер устанавливается режим пленки, для которого характерен небольшой коэффициент смачивания. С увеличением скорости газового потока происходит переход к режиму уноса, когда площадь смачивания поверхности набивки значительно возрастает, что способствует усилению массопереноса. В условиях эмульгирования газ перестает быть сплошной фазой и проникает через жидкостной слой в сальнике, создавая эффект барботирования. Кроме того, существует режим зависания, который занимает промежуточное положение между перечисленными состояниями.

Прочность процесса осушки гликолевого газа объясняется не только характеристиками геометрии насадки, но и влиянием пузырьков и струй жидкости, заполняющих её внутренний объем [6]. Для оценки эффективности метода были проведены специальные эксперименты. Анализ результатов показал, что наиболее благоприятные условия работы абсорбционной сушки достигаются при контактном давлении в диапазоне от 5 до 6,5 МПа и температуре взаимодействия от 15 до 23,5 °С. Кроме того, согласно техническим требованиям, установленным в СТО Газпром 089-2010, температура точки росы осушаемого газа уменьшается с -20°С до -26°С при увеличении его расхода с 104 000 до 143 000 кубометров в час.

Выбросы сухого газа для дискового оборудования при заданных условиях не превышают 12 г на тысячу кубометров, что находится ниже установленного предела в 15 г/тыс. м³. В случае современных абсорбционных градирен суммарные эмиссии сухого газа варьируются от 1,8 до 2,6 г/тыс. м³, что также существенно ниже допустимого уровня в 4,6 г/тыс. м³, характерного для оборудования с традиционными насадками.

При понижении контактного давления с 6 до 4,5 МПа в абсорбере с обычной набивкой наблюдается рост расхода с 2,273 до 2,840 г/м³. Аналогично, повышение температуры с 16 до 22 градусов Цельсия ведет к увеличению расхода с 2,072 до 3,032 г/м³. Эти изменения связаны с возрастанием влажности газа - содержание влаги повышается от 0,344 до 0,489 г/м³ или от 0,374 до 0,464 г/м³ при увеличении температуры и одновременном снижении давления.

С увеличением влажности газа возрастает и объем регенерированного гликоля, необходимого для процесса абсорбционной сушки. При этом количество влаги, удаляемой во время сушки, достигает 63,831 кг/ч. Анализ полученных данных позволяет определить оптимальный диапазон работы абсорбера, обеспечивающий необходимое качество конечного продукта при минимальных затратах и высокой эффективности процесса. Подобная закономерность характерна для эффективного функционирования аппарата в заданных условиях.

Внедрение данного подхода способно существенно повысить эффективность работы абсорбционных систем осушки, одновременно уменьшая эксплуатационные расходы газоочистного оборудования [7].

Список использованных источников:

1. Зиберт Г. К. Новые структурированные насадки для установок абсорбционной осушки газа / Зиберт Г. К., Ключко В. В., Феоктистова Т. М., Артемов А. В // Химическое и нефтегазовое машиностроение. –2002. –№9 – С. 8-10.
2. Кусов Г. В., Савенок О. В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.
3. Зиберт Г. К. Перспективные технологии и оборудование для подготовки и переработки углеводородных газов и конденсата / Г.К. Зиберт. – М.: «Недра», 2005. – 367 с.
4. Копытцев В. А. Модернизация процесса абсорбционной осушки газа на Газоконденсатных месторождениях: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17/ Копытцев Владимир Александрович. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2009. – 200 с.
5. Ланчаков Г. А. Опыт эксплуатации и модернизации основного и технологического оборудования на объектах добычи и подготовки сырья к транспорту на УКПГ сеноманской и валанжинской залежах / Ланчаков Г.А., Дудов А.Н., Кульков А.И // Сб. НТС «Проблемы освоения месторождений Ямбургского комплекса». – М.: Недра, 1999. – С. 36-59.
6. Ларюхин А. И. Разработка математических и технологических моделей осушки и гидратообразования в аппаратах обработки природного газа: дис. канд.техн.наук: 25.00.17 / Ларюхин Алексей Иванович. – Ижевск.: Ижевский государственный технический университет. 2008. – 158 с.
7. Толстов В. А. Совершенствование конструкции многофункциональных абсорберов осушки газа / Толстов В. А., Ибрагимов И. Э., Ставицкий В. А // Журнал «Химическое и нефтяное машиностроение» - №6. – М.: МГУИЭ, 1996. – С. 25-28.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ЮЖНО-ПРИБОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Т. Ахметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Е.Д. Головачев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР ГРсз 21-12)

Аннотация. Эксплуатация месторождения в Западной Сибири, в том числе Южно-Приобского, стартовала в 1982 году и с тех пор сохраняет высокий уровень нефтедобычи. Однако с каждым годом в добываемой продукции наблюдается увеличение содержания воды, а давление в пласте продолжает расти. Дополнительные трудности создает заболоченность окружающей территории. Следует подчеркнуть, что технологии подготовки нефти должны отвечать определённым стандартам, которые будут рассмотрены далее. При извлечении из скважин сырьё представляет собой смесь нефти с попутным газом, пластовой водой и различными механическими включениями, а не чистую нефть. Для предотвращения ускоренного износа трубопроводов необходимо проводить комплексную подготовку продукции скважин. В первую очередь, нефть подвергают процессам удаления солей, влаги, газов и твердых частиц. Эти операции выполняются с использованием автоматизированных газожидкостных установок (АГЗУ), которые не только контролируют объем добываемой жидкости, но и обеспечивают ее предварительную очистку [2]. После этого обработанная нефть направляется в центральный пункт сбора (ЦПС), где проходит дальнейшую

комплексную переработку перед отправкой на транспортировку. На автоматизированную газозаправочную установку (АГЗУ) поступает продукция с добывающих скважин. Основная функция АГЗУ - мониторинг производительности скважин и регулирование их работы, а также выполнение различных технических задач. Одновременно к системе можно подключить до 14 скважин.

Ключевые слова: система сбора и подготовки нефти, теплообменник, скважинная продукция

UDC 622.276

INCREASING THE EFFICIENCY OF WELL PRODUCTION COLLECTION AT THE YUZHNO-PRIOBSKOYE FIELD

R.T. Akhmetov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

E.D. Golovachev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group GRsz 21-12)*

Abstract. The development of the West Siberian field, including the South Priobskoye field, began in 1982 and has maintained a high level of oil production ever since. However, the production has been experiencing an increase in water content over the years, and the pressure in the reservoir continues to rise. The surrounding area is also affected by waterlogging, which poses additional challenges. It is important to note that the oil processing technologies must meet specific standards, which will be discussed further. When extracted from the wells, the crude oil is a mixture of oil, associated gas, reservoir water, and various mechanical impurities, rather than pure oil. To prevent accelerated wear of pipelines, it is necessary to carry out comprehensive preparation of well products. First of all, the oil undergoes processes of removal of salts, moisture, gases, and solid particles. These operations are performed using automated gas-liquid units (AGLU), which not only control the volume of the produced liquid, but also ensure.

Keywords: borehole products oil collection and treatment system, heat exchanger, borehole products

Скважинная нефть представляет собой сложный комплекс веществ, включающий в себя не только саму нефть, но и газ, воду, парафин, серу и различные примеси. Для получения готового продукта, который называется товарной нефтью, сырье сначала доставляют с места добычи в специальные пункты сбора и обработки. После этого очищенную нефть направляют в товарные парки, где происходит ее учет и распределение конечным потребителям.

Переработка и очистка добываемых нефти, газа и воды от различных загрязнений осуществляется на специализированных агрегатах - установках подготовки нефти (УПН), газа (УПГ) и воды (УПВ), расположенных на сборном пункте. Одним из вредных компонентов, выделяющихся вместе с нефтью, является пластовая вода, которая формирует устойчивые эмульсии с нефтью. С течением времени эти эмульсии становятся более стабильными, что усложняет процесс их разделения. Именно поэтому обезвоживание нефти необходимо проводить максимально быстро после возникновения эмульсии, чтобы избежать её дальнейшего старения и ухудшения качества продукции.

Оптимальным методом удаления влаги из нефти считается проведение этой процедуры непосредственно на месторождении. Современные технологии все чаще используют введение деэмульгаторов прямо в скважину, что снижает вероятность формирования эмульсий во время транспортировки жидкости к установкам обезвоживания. Хотя полностью предотвратить образование эмульсий таким способом невозможно, их устойчивость значительно снижается, и они быстро разрушаются.

В данной статье использовались методы анализа, обобщения и статистической

обработки литературных источников, опубликованных в периодических изданиях и посвящённых теме исследования. На сегодняшний день около 80% обводнённой нефти обрабатывают с помощью термических установок, которые включают теплообменник, отстойник и насос. Эти установки ценятся за простоту конструкции, устойчивость к колебаниям содержания воды в нефти и возможность замены деэмульгаторов без необходимости менять само оборудование.

Методы деэмульсации нефти, не предусматривающие использование тепла и ПАВ, показывают низкую эффективность. В частности, для установки подготовки сырья рекомендуется применять термическую сепарацию нефти от газа с гидродинамическим отстоем, поскольку термический подход считается одним из наиболее современных и эффективных способов отделения воды от нефти.

Ключевым моментом в процессе проектирования теплообменников становится определение оптимального типа конструкции под конкретные требования. Перед инженером стоит задача изучить имеющиеся стандартные решения и выбрать из них наиболее подходящий вариант. Если окончательный выбор затруднен, целесообразно на начальном этапе рассмотреть несколько альтернативных конструкций.

Одним из важных критериев при подборе конструкции является наличие точных и проверенных расчетных методик. Именно поэтому на практике зачастую отдают предпочтение кожухотрубным теплообменникам, поскольку для них разработаны надежные способы расчета, несмотря на то, что другие типы могут обладать более высокой эффективностью, но сопровождаются менее достоверными расчетными подходами.

Конструкция теплообменника «труба в трубе» включает в себя две концентрически расположенные трубы разного диаметра, где меньшая находится внутри большей. На концах этих труб установлены специальные патрубки, обеспечивающие подачу теплоносителей по отдельным каналам. Внутренняя труба может быть оснащена продольными ребрами, которые привариваются с одной или обеих сторон, чтобы увеличить площадь соприкосновения с теплоносителем, у которого коэффициент теплоотдачи ниже. На рисунке 1 представлен классический пример такого типа теплообменника.

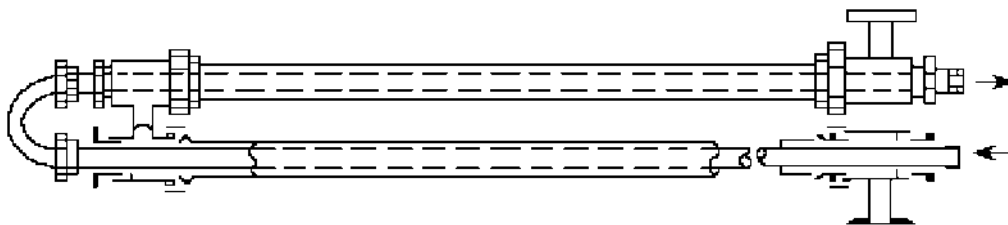


Рисунок 1 - Теплообменник «труба в трубе»

Чтобы обеспечить соблюдение требований по ограничению перепада давления для каждого потока и корректно использовать понятие средней разницы температур, секции теплообменника типа "труба в трубе" могут быть связаны как последовательно, так и параллельно. Основное применение таких теплообменников – это нагрев или охлаждение рабочих жидкостей, особенно в случаях, когда необходимы сравнительно небольшие поверхности теплообмена, обычно не превышающие 50 м². Кроме того, данные устройства подходят для процессов, в которых происходят частичные фазовые превращения теплоносителя, такие как кипение или конденсация.

Основное достоинство теплообменника типа "труба в трубе" – это возможность быстрой сборки на месте из типовых компонентов, а также широкий выбор вариантов компоновки. При необходимости увеличить площадь передачи тепла достаточно добавить дополнительные секции. Эффективность очистки рабочих поверхностей с обеих сторон обеспечивается грамотным подбором конструкций входных и выходных патрубков. Особое значение имеет регулировка распределения теплоносителя в каждом канале, что особенно

важно при охлаждении вязких сред, позволяя обслуживать группу теплообменников одним насосом.

Основными минусами теплообменников типа "труба в трубе" считаются их значительные габариты и высокая цена за каждый квадратный метр поверхности теплообмена. [3].

Теплообменные аппараты типа «труба в трубе» обычно состоят из нескольких секций, объединённых как последовательно, так и параллельно. Такая конструкция позволяет при необходимости регулировать поток, подключая или отключая отдельные параллельные модули, при этом не изменяя скорость потока и температуру. Благодаря небольшой массе и минимальному набору монтажных элементов, эти устройства отличаются простотой установки. При увеличении нагрузок добавление дополнительной параллельной секции становится особенно выгодным решением, так как это позволяет проводить ремонт без прерывания работы всего оборудования.

Так как дополнительное укрепление не требуется, эти устройства можно монтировать на уже имеющиеся конструкции. Стандартные опоры оснащены болтовыми отверстиями с каждой стороны, что значительно упрощает совместную установку многосекционных систем. Благодаря этому монтаж нескольких секций вместе становится быстрым и удобным.

При создании оборудования, предназначенного для установок по обезвоживанию и обессоливанию нефти, важными задачами являются вычисления нескольких ключевых параметров. В первую очередь, необходимо определить тепловую энергию, требуемую для нагрева нефтяных эмульсий. Также следует оценить гидравлические сопротивления, возникающие при их движении. Помимо этого, рассчитывают потребление электроэнергии и площадь поверхности теплообменников, обеспечивающих эффективный теплообмен. Эти показатели играют решающую роль в проектировании таких систем.

Основной вызов в данной работе заключается в определении необходимого количества теплоты для нагрева эмульсии нефти, а также в расчёте площади поверхности теплообменников. Особую сложность представляют расчёты тепловых потоков, поскольку теплоносители, как правило, являются многокомпонентными системами, в которых нефть перемешивается с водой или газом. Кроме того, при прохождении нефтяных эмульсий с поверхностно-активными веществами через теплообменные аппараты может возникать явление инверсии, способное нарушить установленный тепловой режим оборудования [2].

Если в теплообменном аппарате изначально поступает эмульсия водяной фазы в нефтяной (В/Н), а в его середине вследствие нагрева и взаимодействия с поверхностно-активными веществами происходит инверсия эмульсии, то тепловой режим работы аппарата существенно изменяется по сравнению с расчетным. При этом количество тепла, необходимое для нагрева эмульсии до заданной температуры, сокращается примерно вдвое, что объясняется значительно большей удельной теплоемкостью воды по сравнению с нефтью. Кроме того, наиболее сложным и рискованным для эксплуатации вариантом является ситуация, когда через теплообменник одновременно протекает смесь жидкости и газа, что значительно усложняет расчет и управление процессом.

Расчет подобных конструкций представляет значительные сложности, поскольку тепловая труба в них склонна к быстрому повреждению. В процессе работы температура газов в топке может подниматься до примерно 1300°C. Если при этом наружная поверхность тепловой трубы не омывается жидкостью, а контактирует с дымовыми газами или загрязнена, то вероятность её преждевременного выхода из строя существенно возрастает, что часто приводит к авариям.

Для подготовки Южно-Приобского месторождения к осенне-зимнему периоду длительностью шесть месяцев предложено использовать теплообменник конструкции «труба в трубе», состоящий из двенадцати секций. Применение этого оборудования позволяет повысить температуру водонефтяной эмульсии до 20 °C, что способствует более эффективному разделению нефти, воды и газа. Улучшенное разделение ведет к уменьшению объема перекачиваемой воды, снижению вязкости нефти и повышению качества очищенной

воды. Благодаря этому содержание воды в нефти после сепарации снижается до 1%, а расход деэмульгатора уменьшается.

Когда содержание воды в нефти достигает 20 %, на каждую тонну воды вводят 20 дм³ ингибитора, а при 1% - объем дозируемого вещества снижается до 5 дм³ на тонну. В результате за полгода удаётся сэкономить около 40 м³ деэмульгатора [5]. Для подогрева воды, которая проходит через теплообменник, применяется газ, сжигаемый на путевом подогревателе факельным способом.

Внедрение теплообменников, описанных в данной работе, приведет к заметным улучшениям в технологии обработки нефти и воды. Во-первых, содержание воды в сырой нефти сократится до уровня около 1%. Кроме того, подогрев воды перед её подачей в резервуар способствует усилению её очищающих свойств. Это также позволит снизить объем перекачиваемой жидкости, что напрямую отразится на сокращении энергозатрат. Параллельно уменьшится потребность в использовании деэмульгаторов. Экологическая обстановка месторождения улучшится благодаря тому, что газ, ранее направляемый на факел, будет задействован для нагрева воды в путевом подогревателе. Наконец, после проведения установки предложенных систем наблюдается уменьшение образования отложений АСПО на внутренних поверхностях трубопроводов.

Основной проблемой применения теплообменника становится повышение температуры газонефтеводяной эмульсии до 70°C. Такая температура вызывает испарение легких компонентов и газа, что ведет к вспениванию и интенсивному выделению паров. Вследствие этого внутри трубопровода возрастает давление, создавая риск аварийной ситуации, включая возможность взрыва.

Список использованных источников:

1. Е.Ю. Липатов. Исследование и разработка технологий и технических средств предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны. Монография. «Тюменский Государственный нефтегазовый университет».
2. Пустовойтенко И.П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам: учеб. пособие для вузов / И.П. Пустовойтенко, А.П. Сельващук. – М.: Недра, 1965. – 237 с.
3. Михелев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979.
4. Loue T. Stickness factor; A new of looking at Stick pipe. – oil and gas J., 1983 v. 81 №40, p. 87
5. Ledgerwood III, L.W., Hughes Tool Co.; Salisbury, D.P., O'Brien, Goings, Simpson and Assocs. Bit Balling and Wellbore Instability of Down holes wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 6 – 9 October 1991, Dallas, Texas.
6. Шаймарданов В.Х., Масленников Е.П. Трубный делитель фаз // Патент РФ № 2369425. Опубликовано: 10.10.2009. Бюл. № 28.
7. Савельева Н.Н. Модернизация системы подготовки нефти посредством применения концевых делителей фаз трубных // Материалы международной научно-технической конференции. Нефть и газ Западной Сибири. 2017. С. 239–243.
8. Савельева Н.Н. Принципы модернизации системы многоуровневого образования подготовки кадров нефтяной и газовой промышленности // Современные наукоемкие технологии. 2016. № 9–2. С. 327–332.
9. Савельева Н.Н. Применение методов компьютерного моделирования для организации электронного обучения студентов // Опорный университет в международном электронном пространстве: материалы V Международной научнопрактической видеоконференции. 2018. С. 57–60.
10. Об утверждении нормативов технологических потерь углеводородного сырья при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождений, на 2018–2019 гг. от 27 ноября 2018 года № 1089: Утв. Минэнерго РФ

27.11.2018. М., 2018. 14 с.

УДК 622

К ВОПРОСУ О ПРОБЛЕМЕ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В СИСТЕМАХ СБОРА И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ПОМОЩИ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Ш.Д. Ахметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены перспективы применения акустического воздействия как альтернативного физического метода предотвращения гидратообразования в системах сбора и транспорта углеводородов. Проанализированы теоретические основы влияния акустических полей на процессы нуклеации и роста кристаллов гидратов. Экспериментально исследовано воздействие ультразвуковых колебаний различной частоты и интенсивности на кинетику гидратообразования в модельных системах.

Ключевые слова: гидратообразование, акустический метод, ультразвук, кавитация, предотвращение гидратов, нефтегазовые системы, альтернативные методы.

UDC 622

TO THE QUESTION OF THE PROBLEM OF FIGHTING HYDRATE FORMATION IN HYDROCARBON COLLECTION AND TRANSPORT SYSTEMS USING AN ACOUSTIC METHOD

Sh.D. Akhmetov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the city of
Oktyabrsky, students of group GR-20-11)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article examines the potential of acoustic stimulation as an alternative physical method for preventing hydrate formation in hydrocarbon collection and transport systems. The theoretical foundations of the influence of acoustic fields on hydrate crystal nucleation and growth are analyzed. The effects of ultrasonic vibrations of varying frequencies and intensities on the kinetics of hydrate formation in model systems are experimentally studied.

Keywords: Hydrate formation, acoustic method, ultrasound, cavitation, hydrate prevention, oil and gas systems, alternative methods.

Проблема гидратообразования остается одной из наиболее актуальных в нефтегазовой отрасли, особенно при освоении месторождений с сложными климатическими условиями. Традиционные методы предотвращения гидратообразования, основанные на использовании термодинамических и кинетических ингибиторов, имеют существенные недостатки, включая высокие эксплуатационные расходы и негативное воздействие на окружающую среду [1]. В связи с этим актуальной задачей является разработка физических методов предотвращения гидратообразования, не требующих применения химических реагентов. Одним из наиболее перспективных направлений является использование акустического воздействия, позволяющего влиять на молекулярные процессы формирования гидратных структур [2].

Воздействие акустических волн на процесс гидратообразования осуществляется через несколько физических механизмов:

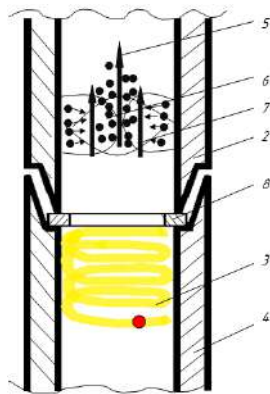
1. **Кавитационный эффект.** Ультразвуковые колебания вызывают образование и схлопывание кавитационных пузырьков в жидкой фазе, что приводит к локальным изменениям давления и температуры, нарушающим термодинамические условия стабильности гидратов [3].

2. **Дезориентация молекул воды.** Колебательные воздействия нарушают процесс формирования водородных связей между молекулами воды, затрудняя образование клатратных каркасов, являющихся основой структуры гидратов [4].

Для практического применения акустического метода предлагаются следующие схемы:

- Установка акустических излучателей на входе в участки трубопроводов с повышенным риском гидратообразования (зоны охлаждения, дросселирования);
- Создание комбинированных систем (акустическое воздействие + низкие дозы кинетических ингибиторов) для синергетического эффекта;
- Разработка мобильных акустических установок для ликвидации начальных стадий гидратообразования.

Одним из современных методов борьбы с гидратом является акустический метод. Суть метода заключается в формировании стоячих звуковых волн на пути распространения газового потока. При движении газового потока в трубе за счет шероховатости поверхности создается турбулизация среды, что и формирует звуковые волны. С целью создания высокочастотной звуковой волны применяется преобразователь звука, например резонатор Гельмгольца, который трансформирует низкочастотный звук в диапазон высоких частот. Резонатор Гельмгольца размещают в зоне отложения гидратов.



- 3- резонатор Гельмгольца; 2,4- НКТ; 5- коагулирование частиц гидрата; 6 –коагуляция частиц гидрата в волне колебательной скорости; 7- движение частиц гидрата в стоячей волне; 8 – пластина в зазоре между НКТ, для крепления резонатора Гельмгольца

Рисунок 10 – Конструкция крепления резонатора Гельмгольца спиральной формы

Экспериментально подтверждена эффективность акустического метода для предотвращения гидратообразования. Установлено, что оптимальное акустическое воздействие позволяет существенно увеличить индукционный период и снизить скорость роста гидратов. Преимуществами метода являются экологическая безопасность, возможность точного контроля и интеграции в существующие технологические процессы. Наиболее перспективным направлением представляется комбинирование акустического метода с традиционными химическими способами ингибирования, что позволит значительно снизить расход реагентов и минимизировать экологическую нагрузку.

Список использованных источников:

1. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618. –

2. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях / В. В. Мухаметшин, И. Ш. Мингулов, Э. Ф. Велиев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 6. – С. 61-69. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69.
3. Мухаметшин, В. В. Оценка добычных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 3. – С. 94-99. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99. –
4. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон / Р. Ф. Якупов, И. Н. Хакимзянов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 54-61. – DOI 10.5510/OGP20210200496.
5. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.
6. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851.
7. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753.
8. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
11. Скважинная насосная установка/сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. Юсупова Л.Ф., Габдрахманова К.Ф. 2016.
12. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
13. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
14. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP

Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

15. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

16. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

17. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.

УДК 622

К ВОПРОСУ О ПРОБЛЕМАХ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В СИСТЕМАХ СБОРА И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

Ш.Д. Ахметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В обзоре представлен критический анализ современных методов предотвращения гидратообразования в системах сбора, подготовки и транспорта природного газа и газоконденсатных смесей. Рассмотрены физико-химические основы процесса гидратообразования, определяющегося термобарическими условиями и составом транспортируемой среды.

Ключевые слова: газогидраты, гидратообразование, термодинамические ингибиторы, кинетические ингибиторы, ингибиторы агломерации, метанол, моноэтиленгликоль, транспорт газа.

UDC 622

TO THE QUESTION OF PROBLEMS OF FIGHTING HYDRATE FORMATION IN HYDROCARBON COLLECTION AND TRANSPORT SYSTEMS

Sh.D. Akhmetov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the city of
Oktyabrsky, students of group GR-20-11)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This review presents a critical analysis of modern methods for preventing hydrate formation in natural gas and gas condensate mixture collection, treatment, and transportation systems. It examines the physicochemical foundations of hydrate formation, which are determined by temperature and pressure conditions and the composition of the transported fluid.

Keywords: gas hydrates, hydrate formation, thermodynamic inhibitors, kinetic inhibitors, agglomeration inhibitors, methanol, monoethyleneglycol, gas transport.

Образование газовых гидратов - клатратных соединений, в которых молекулы газа-гостя (преимущественно метана) заключены в кристаллические решетки, образованные молекулами воды-хозяина, представляет одну из наиболее значительных проблем в нефтегазовой отрасли [1]. Данный процесс является основной причиной образования пробок в скважинах, трубопроводах и технологическом оборудовании, что приводит к существенным производственным потерям, росту эксплуатационных расходов и повышению рисков возникновения аварийных ситуаций [2]. Особую актуальность проблема приобретает при освоении месторождений Арктики и шельфовых месторождений, где низкие температуры и высокие давления создают идеальные условия для гидратообразования [3]. В связи с этим, разработка и оптимизация методов предотвращения гидратообразования являются критически важными задачами для обеспечения надежности и экономической эффективности добычи и транспорта углеводородов.

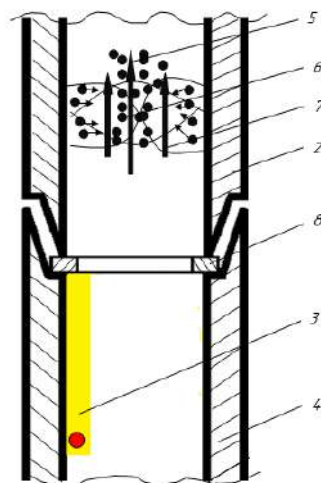
На практике реализуются следующие методы:

1) Термодинамические методы. Данные методы направлены на изменение термодинамических условий процесса. Подогрев и термоизоляция. Поддержание температуры потока выше равновесной температуры гидратообразования с помощью паровых или электрических трасс, а также применение пассивной теплоизоляции. Метод эффективен, но энергозатратен, особенно на морских месторождениях. Снижение рабочего давления. Смещение рабочей точки в область, где гидраты термодинамически нестабильны. Не всегда применимо из-за технологических требований к транспорту. Глубокое осушка газа. Удаление водяных паров до точки росы, при которой образование гидратов невозможно. Является наиболее надежным методом на магистральных газопроводах, но требует капитальных вложений и неэкономична на стадии сбора сырья [5].

2) Термодинамическое ингибирование. Наиболее распространенный исторически метод, заключающийся во вводе в поток реагентов, которые образуют водородные связи с молекулами воды, снижая их активность и смещая кривую равновесия гидратов в область более низких температур.

3) Ингибиторы. Метанол (CH_3OH): Низкая стоимость, высокая эффективность, но высокая летучесть в паровую фазу и токсичность. Моноэтиленгликоль (МЭГ, $\text{HO}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH}$): Меньшие потери в паровую фазу, возможность регенерации и повторного использования, что делает его предпочтительным для крупных объектов. Требуется строительство установок регенерации. Недостатки ТИ: большие требуемые дозировки (20-60 масс.%), высокие эксплуатационные затраты, проблемы с утилизацией, экологические риски.

4) Акустический метод. Одним из современных методов борьбы с гидратом является акустический метод. Суть метода заключается в формировании стоячих звуковых волн на пути распространения газового потока. При движении газового потока в трубе за счет шероховатости поверхности создается турбулизация среды, что и формирует звуковые волны. С целью создания высокочастотной звуковой волны применяется преобразователь звука, например резонатор Гельмгольца, который трансформирует низкочастотный звук в диапазон высоких частот. Резонатор Гельмгольца размещают в зоне отложения гидратов.



3- резонатор Гельмгольца; 2,4- НКТ; 5- коагулирование частиц гидрата; 6 –коагуляция частиц гидрата в волне колебательной скорости; 7- движение частиц гидрата в стоячей волне;
8 – пластина в зазоре между НКТ, для крепления резонатора Гельмгольца

Рисунок 1 – Конструкция крепления резонатора Гельмгольца
вдоль НКТ

Несмотря на длительную историю применения, термодинамические ингибиторы, такие как метанол, сохраняют свою актуальность, особенно в сложных условиях. Главным является переход к технологиям низкодозированного ингибирования, которые демонстрируют высокую экономическую и экологическую эффективность. Выбор оптимального метода предотвращения гидратообразования требует комплексного анализа конкретных технологических, экономических и экологических условий проекта. Акустический метод и сравнительный анализ с другими известными методами показали, что описанный метод намного дешевле, не требует дополнительного контроля и обеспечивает бесперебойную работу скважины на всем периоде ее работы. Для сложных арктических и шельфовых проектов комбинированные стратегии, использующие синергетический эффект различных методов, представляются наиболее перспективным решением.

Список использованных источников:

1. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618. – EDN LEDXWI.
2. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях / В. В. Мухаметшин, И. Ш. Мингулов, Э. Ф. Велиев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 6. – С. 61-69. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69. – EDN HOOOKT.
3. Мухаметшин, В. В. Оценка добычных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 3. – С. 94-99. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99. – EDN JLCAUO.
4. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон / Р. Ф. Якупов, И. Н. Хакимзянов, В. В. Мухаметшин, Л. С.

Кулешова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 54-61. – DOI 10.5510/OGP20210200496.

5. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.

6. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851. – EDN WJHZKS.

7. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753.

8. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32. .

9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

11. Скважинная насосная установка/сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. Юсупова Л.Ф., Габдрахманова К.Ф. 2016.

УДК 622.276

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, СОПРОВОЖДАЮЩИЕ ВСКРЫТИЕ И ОБРАБОТКУ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Э.Н.Ахметшина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

А.А.Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, кандидат)

Аннотация. В данной статье указаны физико-химические проявления при вскрытии и обработке пласта. Рассмотрены детально их характеристики и сопоставление некоторых методов. Кроме того, они сравнительно представлены, упомянуто в чем их разница как в положительном ключе, так и в отрицательном.

Ключевые слова: пласт, нефть, скважина, метод, явление, фильтрат, проницаемость, флюид.

PHYSICAL AND CHEMICAL PROCESSES ACCOMPANYING THE OPENING AND PROCESSING OF THE OIL REAIR**A.N.Ahmetshina***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)***A.A. Gizzatullina***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article indicates the physicochemical manifestations during the opening and processing of the reservoir. Their characteristics and comparison of some methods are considered in detail. In addition, they are comparatively represented, it is mentioned what their difference is both in the positive and negative key.

Keywords: formation, oil, well, method, phenomenon, filtrate, permeability, fluid.

Нефтяная промышленность представляет собой одну из основных областей топливно-энергетической системы государства. Процесс её совершенствования сочетается с последовательным повышением скважинного эксплуатационного фонда. Со временем стала увеличиваться потребность формирования физико-химических явлений при вскрытии и обработке пласта, которая влечет за собой обязательные условия к характеристикам скважины.

Если происходит вскрытие пласта вследствие воздействия репрессии забоя фильтрат промывочной жидкости постоянно вытесняется в пласт. Данный процесс обуславливается такими причинами, как: распространение в пласте литологических разностей и изменчивость породы, значение репрессии, сила гравитации и межфазные натяжения. Состав с объемом раствора, что отфильтрована в пласт, влияют на глубину проникновения. Его улучшение является следствием протекания промывочной жидкости и фильтрата внутрь нефтяной оболочки. Показатель данного преобразования подчиняется нескольким факторам и снижается по степени отдаления от горной выработки. Внутри пласта с песчано-алевритовыми породами все пространство, в него прорвалась промывочная жидкость с фильтратом, их стоит классифицировать на две зоны: кольматации, проникновения фильтрата.

Первой считается то место вблизи скважины, в его поры попали элементы дисперсной фазы промывочной жидкости. Состав твёрдой фазы, величина пор и каналов, состав пористого участка влияют на толщину зоны кольматации.

Второй процесс является наиболее комплексным. Часто в фильтрате можно обнаружить компоненты, способствующие увеличению гидрофильности породы и объема связанной воды. Тем не менее, рост толщины гидратных структур приводит к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, а повышение водонасыщенности в свою очередь способствует снижению фазовой проницаемости.

В продуктивных слоях обычно присутствует определённое количество глиняных минералов. Влияние водного фильтрата проявляется через процесс гидратации и увеличение объёма. Кроме того, под эффектом водного фильтрата происходит распад глиняных частиц. Этот фильтрат изолирует пластовый флюид от скважины, проникая в породы. Фильтрат испытывает небольшое гидравлическое сопротивление, особенно вблизи поровых каналов и микротрещин. При первоначальном моменте, в зоне ствола, жидкая фаза разделяется на капли водной эмульсии и нефти. Когда эти эмульсии проходят через пористую среду, гидравлические сопротивления становятся больше, чем при фильтрации однородной жидкости. При наличии смеси воды и нефти гидравлические сопротивления, возникающие при фильтрации к скважине, увеличиваются, в то время как фазовая проницаемость снижается.

Уменьшение проницаемости коллектора под влиянием фильтрата, значительно меньше, чем после коагуляции элементами твёрдой фазы. Быстрее всего фильтрат попадает в пласт в бурении или промывке скважины. Вследствие окончания прекращения процесса темп проникновения фильтрата понижается вследствие сокращения порового давления по прекращению циркуляции и появлению на стенах скважины корки с маленькой проницаемостью.

Участком активного физико-химического контакта служит грань раздела породы, промывочной и пластовой жидкостей. На разделах фаз возникают адсорбционные силы и силы прилипания, появляются плоскости свободной энергии, изменяется поверхностное натяжение, идёт процесс диспергирования некоторой жидкости в другую.

Внимательно изучив данный вопрос, стоит сказать, что физико-химические явления представляют собой одни из главенствующих способов вскрытия и обработки пласта. Можно заметить, что рассмотренные случаи усугубляют извлечение нефтегазовых притоков из пласта и ввод пласт рабочих жидкостей, наряду с тем повышается давление вытеснения и уменьшается степень влияния от обработки пласта.

Список использованных источников

1. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и освоение скважин. - М.: Недра, 1978. - 256 с.
2. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. - М.: Недра, 1986. - 240 с.
3. Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин/ пер. с рум. - М.: Недра, 1985. - 184 с.
4. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта М. Недра, 1977
5. Утегалиев С. А. Физико-химические МУН - высокоэффективные средства доизвлечения остаточных нефтей / С. А. Утегалиев, С. К. Дузбаев, А. А. Газизов, А. Ш.
6. Газизов // Нефтегаз INTERNATIONAL. - 2007. - С. 37-42.
7. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Успехи химии. - 2007. - Т. 76. - № 10. - С. 1034-1052.
8. Алварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: ООО Премиум Инжиниринг, 2011 - 220 с.
9. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
10. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
11. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417.
12. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

13. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
14. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
15. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
16. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
17. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
18. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
19. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Э.Н.Ахметшина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

Л. Ф. Юсупова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В данной статье рассмотрено, что на данный момент огромная доля запасов находится в немалом количестве залежей нефтяных оторочек, пластов с высоким газосодержанием либо же с присутствием газовой шапки. Разработка подобных залежей традиционными способами является проблемной, потому что в них присутствует стремительное уменьшение пластового давления и невозможность восстановления различными механизмами. Стоит применять другие методы влияния, чтобы привлечь к разработке трудноизвлекаемые запасы углеводородов.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, компримирование, водогазовое воздействие, поддержание пластового давления, компрессор, водогазовая смесь, пластовое давление, давление насыщения нефти газом, сепаратор.

ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF WATER AND GAS EXPOSURE IN ORDER TO INCREASE THE PRODUCTION OF OIL RESERVES**A.N.Ahmetshina***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)***L.F.Usupova***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)*

Abstract. This article considers that at the moment a huge proportion of reserves are located in a considerable number of deposits of oil rims, formations with high gas content or with the presence of a gas cap. The development of such deposits by traditional methods is problematic because they have a rapid decrease in reservoir pressure and the impossibility of recovery by various mechanisms. It is worth using other methods of influence to attract hard-to-recover hydrocarbon reserves to development.

Keywords: associated petroleum gas, compression, water and gas exposure, reservoir pressure maintenance, compressor, water and gas mixture, reservoir pressure, oil saturation pressure with gas, separator.

Спустя некоторое время давление в пласте на участках отбора нефти и газа уменьшается, однако привычный метод компенсации не представляет нужный результат. Для образования поршневого эффекта вытеснения углеводородов в пласте и повышения давления в нем, стоит проанализировать различные методы влияния на залежь. Одна из подобных методик называется водогазовое воздействие.

В нефтедобыче для увеличения нефтеотдачи пластов используются разные методы водогазового воздействия. К ним относятся закачка в пласт сухого или жирного газа, азота, углекислого газа, а также водогазовых смесей, которые могут готовиться прямо на насосе, непосредственно в пластовых условиях. Выбор конкретного метода зависит от геологических особенностей и технологических характеристик разрабатываемого месторождения.

Для повышения эффективности добычи трудноизвлекаемой нефти на месторождениях с газовой шапкой или нефтяной оторочкой, где традиционные методы приводят к преждевременному прорыву газа и воды и, как следствие, к низкому коэффициенту извлечения нефти (КИН), перспективным является метод водогазового воздействия. Этот метод, заключающийся в закачке водогазовой смеси (ВГС) с поверхности, уже демонстрирует положительные результаты на российских месторождениях с нефтяной оторочкой. Данная статья посвящена усовершенствованию технологии закачки ВГС для увеличения КИН при разработке подгазовых зон нефтеконденсатных залежей.

Внедрение методики закачки водогазовой смеси (ВГС) представляет собой результативный способ увеличения извлечения нефти из пластов с газовой шапкой или нефтяной оторочкой. По сравнению с другими методами водогазового воздействия, данная технология обладает рядом значительных преимуществ:

1. Увеличение нефтеотдачи: ВГС способствует наиболее точному вытеснению нефти благодаря улучшенному коэффициенту вытеснения в присутствии газа и повышенному коэффициенту охвата пласта водой.
2. Снижение обводненности: Технология позволяет замедлить проход воды в добывающие скважины.
3. Гибкость использования: ВГС может быть интегрирована в существующие методы поддержания пластового давления (ППД) и использоваться в выборочных скважинах либо же полноценных участках разработки.
4. Экологичность и экономичность: Использование ВГС является эффективным методом сбора попутного нефтяного газа (ПНГ) непосредственно на месторождениях.

Важным преимуществом является отсутствие ограничений по составу газа, используемого для приготовления ВГС. Подобное позволяет использовать разнообразные типы газа, включая сухой, обогащенный, жирный газ и даже широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Такая гибкость дает шанс оптимизировать реологические характеристики добавляемой смеси, чтобы увеличить нефтеотдачу и утилизировать газ различного состава с близлежащих объектов.

Когда давление в пласте падает ниже точки насыщения, растворенный в нефти газ начинает высвобождаться. Этот процесс, называемый дегазацией, приводит к тому, что в пласте одновременно фильтруются две фазы: газ и нефть. При режиме растворенного газа характерны стремительное уменьшение давления в пласте и увеличение газового фактора.

В некоторых случаях газ, выделяющийся из жидкости, перекачиваемой в пласт для поддержания пластового давления (ППД), способна возмещать потерю энергии пласта. Однако, для этого необходимо строго контролировать режим закачки, чтобы давление в пласте не было больше давления насыщения, и залежь функционировала в режиме газовой репрессии.

В случае, когда давление пласта на забое скважины приравнивается к давлению насыщения, газ прорывается к перфорационным участкам добывающих скважин. Формируются два конуса: газовый сверху и водонефтяной снизу, что приводит к увеличению присутствия газа и воды в получаемых продуктах.

Предлагаемая технология водогазового воздействия направлена на эксплуатацию залежи с давлением меньше давления насыщения, предотвращая прорыв газа и подтягивание конуса воды.

Данную технологию можно комбинировать с нестационарным влиянием для изменения направления потоков фильтрации жидкости и вовлечения к разработке зон с меньшей проницаемостью.

При правильном расчете параметров метода и выборе подходящих скважин можно значительно сократить объем газа, направляемого на утилизацию, практически до нуля (с 95-100%).

Эффективная реализация закачки ВГС зависит от наличия:

- достаточного объема газа и воды, соответствующих проектным;
- качественного оборудования.

По геологическим свойствам технология более применима к однородным пластам, но также применима и на залежах, характеризующихся латеральной и вертикальной неоднородностью, каковыми являются по большей своей части нефтяные оторочки. Главное условие - наличие свободного газа. Применение технологии наиболее эффективно при условии, когда пластовое давление ниже давления насыщения для работы в режиме газовой репрессии. Если внедрять технологию закачки водогазовой смеси на стадии, когда давление в пласте выше давления насыщения, воздействие будет неэффективным. Так как при давлении выше давления насыщения поступающий газ извне будет растворяться в нефти, а на забое дегазироваться, что пагубно сказывается на работе насосного оборудования.

Подводя итог, можно сказать, что применение водогазового воздействия (ВГВ) является перспективным методом для повышения эффективности разработки газонасыщенных нефтяных пластов. ВГВ позволяет увеличить площадь охвата пласта заводнением и создать газовую реессию, что в конечном итоге способствует более полному извлечению нефти.

В частности, использование ВГВ при разработке нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений может увеличить коэффициент извлечения нефти на 10-20%. Это делает разработку таких оторочек экономически целесообразной.

Список использованных источников:

1. Выломов Д.Д. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 7. - С. 13-18.

2. Демахин С.А., Шипилов А.И. Многообразие кислотных систем для интенсификации дебита в сложных условиях // Нефтегазовая вертикаль. - 2019. - № 7. - С. 52-53.
3. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. - М.: Недра, 1983. - 510 с.
4. Дроздов А.А., Телков В.П. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. - 2009. - № 1. - С. 23-33
5. Оганесян С.А. Энергетическая стратегия России до 2020 г., ее реализация и перспективы развития ТЭК // Энергоназор и энергобезопасность. - 2006. - № 2. - С. 30-38.
6. Хисамутдинов Н.И. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами. - М.: ВНИ-ИОЭНГ, 2001. - 184 с.
7. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
8. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
9. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
10. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
11. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
12. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
13. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
14. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
15. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
16. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

17. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

УДК 622.276

УТИЛИЗАЦИЯ ШЛАМОВ ПУТЕМ МЕХАНОАКТИВАЦИИ

М.М. Ахтямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Р.И. Закиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема утилизации осадка. В качестве эффективной и перспективной альтернативы предложена технология механической активации устройства ударного износа. Описан механизм этого процесса, который включает интенсивное механическое воздействие, приводящее к разрушению стабильной эмульсии и разделению осадка на углеводороды, водную и твердую фазы. Подчеркиваются ключевые преимущества этого метода, в том числе возможность введения адсорбентов для фиксации загрязняющих веществ, высокая степень извлечения нефтепродуктов, экологическая безопасность и получение нейтрализованных твердых веществ, пригодных для использования в народном хозяйстве. Сделан вывод о том, что внедрение технологии механоактивации является перспективным. позволяет перейти от дорогостоящей переработки отходов к экономической модели управления ресурсами.

Ключевые слова: Шлам, утилизация, механоактивация, химико-механическая обработка, дезинтеграторы, разделение фаз, адсорбция нефтепродуктов, экология.

UDC 622.276

SLUDGE DISPOSAL BY MECHANOACTIVATION

M.M. Akhtyamov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

R.I. Zakirov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group GR 21-11)*

Abstract. This article discusses the problem of sludge disposal. As an effective and promising alternative, the technology of mechanical activation of a shock-wear device is proposed. The mechanism of this process is described, which involves intense mechanical impact that leads to the destruction of a stable emulsion and the separation of the sludge into hydrocarbons, water, and solid phases. The key advantages of this method are highlighted, including the ability to introduce adsorbents to capture pollutants, high oil recovery rates, environmental safety, and the production of neutralized solids suitable for use in the economy. It is concluded that the introduction of mechanoactivation technology is promising. It allows us to move from expensive waste recycling to an economical resource management model.

Keywords: Sludge, recycling, mechanoactivation, chemical-mechanical processing, disintegrators, phase separation, adsorption of petroleum products, ecology.

Шлам представляет собой сложную многокомпонентную смесь, состоящую из нефтепродуктов, воды, механических примесей (песка, глины) и химических реагентов. Их образование неизбежно на всех этапах жизненного цикла нефтяной скважины: от бурения и добычи до транспортировки и переработки. Накопление ила представляет серьезную угрозу для окружающей среды, приводя к загрязнению почвы, грунтовых вод и атмосферы. Традиционные методы утилизации, такие как обработка свалок или термическая дезактивация, часто являются дорогостоящими, небезопасными для окружающей среды и не

позволяют извлекать ценные компоненты.

В связи с ужесточением природоохранного законодательства и стремлением к устойчивому развитию нефтяная промышленность остро нуждается в эффективных и экономичных технологиях. Одним из наиболее перспективных способов удовлетворения этих требований является механическая активация в устройствах для ударного износа.

Механоактивация - это процесс интенсивного механического воздействия на вещество, приводящий к изменению его физических и химических свойств: структуры, дисперсности и реакционной способности.

Технология реализуется в специальных устройствах - дезинтеграторах, активаторах или механически активируемых измельчителях. В этом устройстве шлам подвергается сильному воздействию ударных, изнашивающих и сдвигающих нагрузок от быстро вращающегося ротора с буровым долотом.

Происходит в процессе механической активации:

1. Улучшенное разделение: Мощные механические воздействия разрушают мощную водонефтяную эмульсию и "освобождают" углеводороды от их прочной связи с твердыми частицами. Это позволяет эффективно разделить осадок на три основные части.:

2. Углеводородная фаза (нефтепродукты): Она может быть возвращена в технологический процесс (например, для вторичной переработки).

3. Водная фаза: После дополнительной очистки может быть использована для технических нужд или безопасной утилизации.

4. Адсорбция нефтепродуктов: Ключевой особенностью этого метода является то, что специальные адсорбенты (такие как натуральная глина, зола, опилки) могут быть непосредственно введены в оборудование. В условиях механоактивации происходит не только перемешивание, но и буквальное "забивание" молекул нефтепродукта в поры и достижение поверхности адсорбента. Это значительно повышает эффективность твердофазной очистки.

5. Фиксация загрязняющих веществ: механохимические реакции, протекающие в растениях, могут преобразовать остаточные токсичные компоненты в долговечные, нерастворимые и экологически чистые формы, предотвращая их попадание в окружающую среду.

Преимущества технологии механохимической активации

1. Экологическая безопасность: Этот метод является "сухим" или "маловодным", чтобы свести к минимуму образование вторичных сточных вод. Конечный твердый продукт соответствует строгим санитарно-гигиеническим нормам и может быть использован в народном хозяйстве.

2. Ресурсосбережение: Данная технология позволяет извлекать и возвращать в производственный цикл до 90-95% нефтепродуктов, что дает значительный экономический эффект.

3. Универсальность и гибкость: Этот метод подходит для удаления осадка из различных компонентов и источников (бурение, резервуар, дно). Технические параметры (скорость вращения, время обработки, тип адсорбента) можно легко адаптировать к конкретным типам отходов.

4. Экономическая эффективность: Несмотря на высокие капитальные затраты на оборудование, эксплуатационные расходы этого метода очень низкие. Поскольку отпадает необходимость в дорогостоящих деэмульгирующих реагентах, плата за негативное воздействие на окружающую среду снижается, что позволяет получать высокую прибыль в среднесрочной перспективе.

5. Производство товарной продукции: нейтрализованная твердая фаза может быть использована в качестве:

- Добавки в дорожном строительстве.
- Искусственный грунт, используемый для заполнения котлованов и регионального планирования.

- Сырье для производства строительных материалов.

Механоактивация является перспективной технологией в сфере утилизации шламов нефтяной промышленности. Она помогает решить задачу устранения экологической проблемы, добычи полезных ресурсов и получения чистого продукта.

Внедрение механохимической активации позволит не только снизить экологические риски и выполнить требования законодательства, но и перейти от затратной “ликвидации отходов” к прибыльной модели “управления ресурсами”. Она является ключевым шагом на пути к устойчивому развитию, позволяющему сочетать экологию с экономикой.

Список использованных источников:

1. Богданов, В. В. Механоактивация как способ переработки нефтесодержащих отходов / В. В. Богданов, И. П. Исламов // Экология и промышленность России. - 2019. - Т. 23, № 1. - С. 44–49.
2. Патенты и инновации в переработке отходов : сборник научных трудов / под ред. И. М. Борисова. - Москва : Химия, 2017. - 188 с.
3. Механодеструкция углеводородов нефти с помощью дезинтегратора высокого давления / С. И. Воробьев, В. Н. Торховский, И. А. Титорский, И. К. Казмалы // Вестник МИТХТ. - 2008. - Т.3. - № 3. - С. 77-84.
4. Сюняев, З. И.. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сафиева, Р. З. Сюняев. – М. : Химия, 1990. – 224 с
5. Дубинская, А. М. Превращения органических веществ под действием механических напряжений / А. М. Дубинская // Успехи химии. □ 1999. □ Т. 68, № 8. □ С. 708-724.
6. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
7. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
8. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaliev, A. Minnivaliev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
9. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
10. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792.
11. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg,

24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

12. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

УДК 378

ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА НЕФТЕШЛАМОВ В УСЛОВИЯХ ТЕВЛИНО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.М. Ахтямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

В.О. Никифоров, А.Д. Яканин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студенты группы ГР 21-11)

Аннотация. Данная статья представляет собой обзор перспективного метода переработки нефтешламов. Предложена схема термической обработки (пиролиз) и приведены расчеты выделяющей энергии при пиролизе. Освещены основные преимущества данного метода в сравнении с традиционными. Результаты и выводы имеют потенциал для практического применения в сфере переработки нефтешламов, а также могут послужить основой для дальнейшего исследования и разработок в области утилизации нефтешламов.

Ключевые слова: Нефтешлам, пиролиз, эндотермический эффект, пиролизный газ, пиролизная жидкость, низкотемпературное коксование.

UDC 378

THERMAL TREATMENT OF OIL SLUDGE AT THE TEVLINO-RUSSKINSKY FIELD

M.M. Akhtyamov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

V.O. Nikiforov, A.D. Yakanin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
students of group GR 21-11)*

Abstract. This article provides an overview of a promising method for processing oil sludge. It proposes a thermal treatment scheme (pyrolysis) and provides calculations of the energy released during pyrolysis. The article highlights the main advantages of this method compared to traditional methods. The results and conclusions have potential for practical application in the field of oil sludge processing and can serve as a basis for further research and development in the field of oil sludge disposal.

Keywords: Oil sludge, pyrolysis, endothermic effect, pyrolysis gas, pyrolysis liquid, low-temperature coking.

В последнее время, в связи с бурным развитием промышленности и общим технологическим развитием цивилизации, проблема переработки, рециркуляции и повторного использования накопленных отходов, в частности нефтешламов, стала особенно актуальной. Эта проблема стала серьезной, поскольку она оказывает вредное и зачастую непоправимое воздействие на биосферу Земли. В 2017 и 2018 годах Президент Российской Федерации издал ряд указов, в которых конкретно указывал на проблему экологической безопасности и направлял разработку стратегии, направленной на решение этой проблемы.

Пиролиз - это процесс разложения органических соединений при отсутствии подачи воздуха. В результате пиролиза молекулы органических отходов распадаются на более простые частицы, молекулы простых органических соединений и золу. Актуально и

экономически обоснованной схемой является термическая обработка для утилизации нефтешламов Тевлино-Русскинского месторождения.

1. Исходные данные

1. Исходные данные (Усредненные и характерные для Тевлино-Русскинского месторождения)

Для расчета примем следующие характерные для данного месторождения параметры нефтешлама:

Состав нефтешлама:

Наличие воды (обводненность): 60% (0.6 кг/кг)

Нефтепродукты: 15% (0.15 кг/кг) - в основном, тяжелые фракции

Механические примеси: 25% (0.25 кг/кг) - песок, глина, окислы металлов

Теплота сгорания нефтепродуктов в шламе: 38 МДж/кг (уменьшенная величина, так как нефть частично деградировала).

Влажность конечного продукта: 10% (0.1 кг/кг) - целевой показатель после сушки.

Температура окружающей среды: 15 °С.

Температура процесса пиролиза: 475 °С.

Производительность установки: 1 т/ч (исходного шлама).

2. Выбор и обоснование термического метода

Для шламов Тевлино-Русскинского месторождения с высоким содержанием механических примесей и относительно невысоким содержанием нефти наиболее целесообразен метод пиролиза (низкотемпературного коксования).

Причины:

Позволяет утилизировать органическую часть с получением полезных продуктов (пиролизный газ, жидкие фракции).

Обеспечивает полное обезвреживание: остаток (кокс/зола) инертен и может быть использован в строительстве (например, для отсыпки дорог).

Энергетически может быть частично самоподдерживающимся за счет сжигания пиролизного газа.

Энергетически может быть частично самоподдерживающимся за счет сжигания

Расчет термической обработки (пиролиза)

Процесс можно разбить на три основных технологических этапа.

Этап 1: Сушка (предварительная термоподготовка)

Цель: Испарить свободную влагу.

Масса влаги, подлежащей удалению:

$$G_B = G_{ш} \times (n_B - n_K) = 1000 \times (0,6 - 0,1) = 500 \text{ кг/ч}$$

Расход теплоты на нагрев шлама и испарение влаги:

$$Q_{суш} = G_{ш} \times C_{ш} \times (t_{кип} - t_0) + G_B \times r$$

где:

$C_{ш}$ - средняя теплоемкость шлама, $\sim 1,8 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{°С)}$

$t_{кип}$ - температура кипения воды (примем 100 °С)

r - теплота парообразования воды, $\sim 2260 \text{ кДж/кг}$

$$Q_{суш} = 1000 \times 1,8 \times (100 - 15) + 500 \times 2260 = 1283000 \text{ кДж/ч}$$

Переведем в кВт (1 кВт = 3600 кДж/ч):

$$Q_{суш} = \frac{Q_{суш}}{3600} = \frac{1283000}{3600} = 356,4 \text{ кВт}$$

Этап 2: Нагрев до температуры пиролиза и эндотермическая реакция

Цель: Разложить тяжелые углеводороды.

Масса органической части:

$$G_{орг} = G_{ш} \times n_n = 1000 \times 0,15 = 150 \text{ кг/ч}$$

Расход теплоты на нагрев сухого остатка до температуры пиролиза:

После сушки масса твердого остатка:

$$G_{ТВ} = G_{ш} - G_B = 1000 - 500 = 500 \text{ кг/ч}$$

Теплоемкость минеральной части: $\sim 0.95 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$

$$Q_{\text{нагр}} = G_{\text{ТВ}} \times C_{\text{ТВ}} \times (t_{\text{п}} - t_{\text{кип}}) = 500 \times 0,95 \times (475 - 100) = 178125 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 50 \text{ кВт}$$

Расход теплоты на проведение пиролиза:

Эндотермический эффект пиролиза тяжелых нефтепродуктов составляет примерно 300-600 кДж/кг органики. Примем 500 кДж/кг.

$$Q_{\text{пир}} = G_{\text{орг}} \times q_{\text{пир}} = 150 \times 500 = 75000 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 21 \text{ кВт}$$

Суммарный расход теплоты на 2-м этапе:

$$Q_2 = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{пир}} = 50 + 21 = 71 \text{ кВт}$$

Этап 3: Пиролиз и выход продуктов

При пиролизе органическая часть массой 150 кг/ч разложится примерно следующим образом (выход сильно зависит от температуры и времени пребывания):

Пиролизный газ: 30% от массы органики = $0.3 \times 150 = 45 \text{ кг/ч}$.

Теплота сгорания пиролизного газа: $\sim 40 \text{ МДж/нм}^3$. Для расчета по массе примем $\sim 50 \text{ МДж/кг}$.

Пиролизная жидкость: 40% = $0.4 \times 150 = 60 \text{ кг/ч}$.

Коксовый остаток: 30% = $0.3 \times 150 = 45 \text{ кг/ч}$. Он останется на минеральной матрице.

Общая масса твердого продукта (зола + кокс):

$$G_{\text{ТВ.кон}} = G_{\text{ш}} \times n_{\text{м}} \times G_{\text{к}} = 1000 \times 0,25 + 45 = 295 \text{ кг/ч}$$

4. Тепловой баланс установки и потребность в топливе

Общие затраты теплоты:

$$Q_{\text{расх}} = Q_{\text{суш}} + Q_2 = 356,4 + 71 = 427,4 \text{ кВт}$$

Поступление теплоты от сжигания пиролизного газа:

$$Q_{\text{прих.газ}} = G_{\text{г}} \times Q_{\text{г}}^{\text{р}} = 45 \times 50 = 2250 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}} = \frac{2250}{3600} = 625 \text{ кВт}$$

Вывод: Теоретически, пиролизного газа, полученного из собственного сырья, более чем достаточно ($625 \text{ кВт} > 360 \text{ кВт}$) для покрытия всех энергозатрат процесса. На практике часть тепла (около 360 кВт) направляется в реактор пиролиза и сушки, а излишки ($\sim 265 \text{ кВт}$) могут быть использованы для предварительного подогрева сырья или других нужд.

Коэффициент полезного использования тепла (без учета потерь):

$$\eta = \frac{Q_{\text{расх}}}{Q_{\text{прих.газ}}} \times 100\% = \frac{360}{625} \times 100\% = 57,6\%$$

(Это говорит о том, что процесс энергетически очень эффективен и может быть автономным).

5. Основные технологические параметры установки для Тевлино-Русскинского месторождения

На основе расчетов можно сформулировать рекомендации:

Тип установки: Ретортная или шнековая (в зависимости от реологии шлама) с системой предварительной сушки.

Температурный режим:

Зона сушки: 100-150 $^\circ\text{C}$.

Зона пиролиза: 450-500 $^\circ\text{C}$.

Теплоноситель: Дымовые газы от сжигания пиролизного газа.

Время пребывания в зоне пиролиза: 30-60 минут.

Ожидаемый выход продуктов из 1 тонны шлама:

Обезвреженный твердый остаток: $\sim 425 \text{ кг}$.

Пиролизная жидкость: $\sim 100 \text{ кг}$.

Пиролизный газ: $\sim 45 \text{ кг}$.

Энергетический баланс: Процесс энергоавтономный после запуска.

Предложенная схема термической обработки (пиролиз) является технически и экономически обоснованной для утилизации нефтешламов Тевлино-Русскинского

месторождения. Расчеты показывают, что за счет энергии, выделяющейся при сжигании собственного пиролизного газа, можно полностью обеспечить энергетические потребности процесса, что делает метод малозатратным и экологически безопасным. Для точного проектирования необходимы лабораторные исследования конкретных проб шлама.

Список использованных источников:

1. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела [Текст]: учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2007. – 528 с.: ил.
2. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 3-е изд., стер. Перепечатка с изд. 1983 г. – М.: Альянс, 2009. – 510 с.
3. Пиролиз-Экопром [Электронный ресурс] // piroliz-ecoprom.ru. - 2015 - Режим доступа; <http://piroliz-ecoprom.ru> (дата обращения 10.10.2018).
4. Штриплинг, Л. О. Основы очистки сточных вод и переработки твердых отходов: учеб. пособие / Л. О. Штриплинг, Ф. П. Туренко. - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2005. - 192 с.
5. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия: учеб. пособие. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 450 с.
6. Баширов Р.Ф. Разработка и оптимизация процесса пиролиза углеводородного сырья на отработанном цеолитсодержащем катализаторе: дис. канд. техн. наук: 02.00.13. Уфа, 2002. 183 с.
7. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
8. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
9. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
10. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
12. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
13. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник

трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95. –

14. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

15. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

16. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

17. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

УДК 622.267

ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ШЛАМОВ: ПИРОЛИЗ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ

М.М. Ахтямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

В.А. Плецинская

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, в г. Октябрьском студент группы ГР 21-11)

Аннотация. Пиролиз представляет собой высокоэффективный термический метод утилизации нефтесодержащих шламов, позволяющий не только решить проблему обезвреживания опасных отходов, но и получить ценную дополнительную продукцию. В процессе бескислородного термического разложения органических компонентов шлама образуются жидкое пиролизное топливо, горючий газ и твердый остаток, каждый из которых находит практическое применение. Данная технология способствует переходу к экономике замкнутого цикла, превращая экологическую проблему в источник экономической выгоды.

Ключевые слова: пиролиз, нефтешлам, утилизация, пиролизное масло, синтез-газ, термические методы, переработка отходов.

UDC 622.267

THERMAL METHOD OF SLUDGE TREATMENT: PYROLYSIS AS A METHOD OF OBTAINING ADDITIONAL PRODUCTS

M.M. Akhtyamov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

V.A. Pleschinskaya,

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GR 21-11)

Abstract: Pyrolysis is a highly efficient thermal method for the disposal of oily slags, which not only solves the problem of hazardous waste disposal but also provides valuable

additional products. In the process of anoxic thermal decomposition of organic sludge components, liquid pyrolysis fuel, combustible gas and solid residue are produced, each of which has a practical application. This method shows how industrial waste can be turned into valuable products, which cuts down on pollution and helps the economy grow.

Keywords: pyrolysis, oil sludge, recycling, pyrolysis oil, synthesis gas, thermal methods and waste recycling.

Нефтешламы, образующиеся на различных этапах нефтяного цикла - от добычи и транспортировки до переработки - представляют собой серьезную экологическую угрозу. Эти сложные смеси, содержащие нефтепродукты, тяжелые металлы и другие загрязняющие вещества, требуют безопасных и экономически целесообразных способов утилизации. Среди существующих методов термической переработки особое место занимает пиролиз - процесс, который кардинально отличается от простого сжигания. Если при сжигании основной задачей является уничтожение отходов с выделением тепла, то пиролиз нацелен на трансформацию отходов в полезные продукты. Это достигается за счет проведения процесса в бескислородной среде, что предотвращает полное окисление органической массы и позволяет расщепить сложные углеводороды на компоненты, пригодные для дальнейшего использования. Таким образом, пиролиз позиционируется не просто как метод утилизации, а как ресурсосберегающая технология, встраивающаяся в парадигму циркулярной экономики.

Пиролиз - это процесс термического разложения органических материалов при высоких температурах (обычно в диапазоне от 300 до 1000 °C) в условиях полного отсутствия или значительного недостатка кислорода, отличающим его от горения. Вместо окисления происходит расщепление длинных цепочек углеводородов, входящих в состав шлама, на молекулы с меньшей молекулярной массой. В зависимости от температурного режима процесс можно направлять на преимущественное получение тех или иных продуктов. Низкотемпературный пиролиз (400-600 °C) способствует образованию большего количества жидких продуктов, в то время как высокотемпературный (свыше 900 °C) увеличивает выход горючих газов.

Технологическая цепочка пиролизной установки для переработки шламов включает несколько последовательных стадий. Первой является стадия предварительной подготовки сырья, которая может включать измельчение и сушку для снижения влажности, негативно влияющей на энергоэффективность процесса. Подготовленный шлам подается в реактор - сердце установки. Конструкции реакторов разнообразны: это могут быть вращающиеся печи, шнековые аппараты или установки салазочного типа, способные работать как в периодическом (партионном), так и в непрерывном режиме. Например, непрерывная установка BLL-30 способна перерабатывать до 2.3 тонн нефтешлама в час, в то время как партионная модель BLJ-16 обрабатывает за один цикл 16-18 тонн.

Во время обработки в реакторе, шлам часто нагревают за счет внешних или внутренних нагревателей. При достижении необходимых температур, порядка 180 °C, начинается активное выделение летучих веществ, а в интервале 280-350 °C начинается происходить основной процесс разложения. Образовавшийся пиролизный газ направляется в систему конденсации, где тяжелые фракции охлаждаются и превращаются в жидкое пиролизное топливо. Несконденсировавшиеся газы (так называемый синтез-газ или пирогаз) могут быть возвращены в систему для подогрева реактора, что значительно повышает энергетическую автономность установки. Важнейшим компонентом современной пиролизной системы является комплекс очистки выхлопных газов, который включает многоступенчатую систему (скрубберы, абсорберы, фильтры с активированным углем) для обеспечения соответствия выбросов строгим экологическим нормативам.

Ключевым преимуществом пиролиза перед традиционным сжиганием является именно получение товарной продукции, которой являются:

- Пиролизное масло (мазут): продукт, выход которого обычно составляет до 30-80% от массы. По своим характеристикам оно близко к мазуту и может напрямую

использоваться как топливо для котельных, цементных или сталелитейных заводов. После дополнительной очистки его можно смешивать с дизельным топливом для использования в тяжелой технике.

- Синтез-газ: Горючая смесь газов, включающая водород, метан, оксид углерода и другие легкие углеводороды, доля которого составляет 20-30%. Этот газ используется для поддержания температуры в самом реакторе, а его излишки могут быть применены для генерации тепловой или электрической энергии.

- Твердый остаток (шлак): составляет 20-30%. Если остаток содержит значительное количество углерода (сажу), его можно использовать в качестве твердого топлива, добавки в строительные материалы (например, асфальтобетон) или в производстве резинотехнических изделий.

Экономическая эффективность пиролиза складывается из баланса затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования и доходов от реализации получаемой продукции. Современные установки, такие как BLL-30, оснащены системами рекуперации тепла, позволяющими экономить до 55% энергии, и автоматизированными системами контроля, что снижает операционные расходы. Однако важно учитывать и challenges технологии, к которым относятся высокие капитальные затраты, необходимость тщательной подготовки сырья и проблема утилизации твердого остатка, который может быть обогащен тяжелыми металлами и требовать специальной обработки.

Пиролиз доказал свою состоятельность как перспективный и технологически зрелый метод утилизации нефтесодержащих шламов. Главное его преимущество перед другими методами в их преобразовании в востребованные рыночные продукты. Эта технология позволяет создать замкнутый цикл, минимизировать объем конечных отходов, направляемых на захоронение, и снизить углеродный след предприятий.

Перспективы дальнейшего развития пиролиза связаны с оптимизацией технологических параметров для увеличения выхода целевых продуктов, совершенствованием систем автоматизации для снижения затрат и разработкой эффективных методов предварительной обработки сырья и очистки конечных продуктов. Внедрение пиролизных установок на нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях является стратегическим шагом на пути к устойчивому развитию, позволяющим гармонично сочетать экологические императивы с экономическими интересами.

Список использованных источников:

1. Кочкин, Р. С. Исследование процесса пиролиза нефтешламов с получением жидких топлив / Р. С. Кочкин, Е. В. Фролов // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 4. – С. 112-120.
2. Шпирт, М. Я. Бескислородная переработка твердых горючих ископаемых и отходов / М. Я. Шпирт, В. В. Козлов. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2015. – 328 с.
3. Ахметов, А. Ф. Современные технологии переработки нефтешламов на установках пиролиза / А. Ф. Ахметов, Л. Н. Галимов // Вестник Казанского технологического университета. – 2020. – Т. 23, № 2. – С. 78-85.
4. Патенты и инновации в переработке отходов: сб. науч. тр. / под ред. И. М. Борисова. – М.: Химия, 2017. – 188 с.
5. Мингазов, Ф. Х. Пиролиз углеводородных отходов и шламов: теория и практика / Ф. Х. Мингазов, Р. С. Хабибов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2018. – 210 с.
6. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием,

Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

7. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

8. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

9. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025)

10. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

11. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

12. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ ПЕРЕВОДА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ НА БЕЗРЕЗЕРВУАРНУЮ ПОДГОТОВКУ

М.М. Ахтямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.Г. Яловега

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема оптимизации системы сбора и подготовки скважинной продукции на поздней стадии разработки Самотлорского нефтегазового месторождения. Выявлены недостатки принципиальной схемы подготовки нефти, связанные с неэффективным использованием технологических резервуаров и перегрузкой очистных сооружений. В качестве решения предложен перевод дожимных насосных станций (ДНС) на безрезервуарную подготовку. Приведены принципиальные технологические схемы и доказана эффективность данного решения, выраженная в снижении эксплуатационных потерь.

Ключевые слова: Безрезервуарная подготовка, дожимная насосная станция (ДНС), оптимизация, технологические потери, обводненность, резервуарный парк.

OPTIMIZATION OF THE WELL PRODUCT COLLECTION SYSTEM OF THE SAMOTLORSKOE FIELD BY CONVERTING THE PRE-BOOST PUMPING STATION TO TANKLESS TREATMENT

M.M. Akhtyamova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

D.G. Yalovega

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group GR 21-11)*

Abstract. The article presents the problem of optimizing the system for collecting and preparing well products at a late stage of development of the Samotlor oil and gas field. The disadvantages of the basic reservoir scheme of oil treatment related to the inefficient use of technological tanks and overloading of treatment facilities have been identified. As the main solution, the transfer of booster pumping stations (DNSs) to non-reservoir preparation is proposed. The basic technological schemes are presented and the effectiveness of this solution is proved, expressed in reducing operational losses.

Keywords: Reservoir-free preparation, booster pumping station (DNC), optimization, technological losses, waterlogging, tank farm.

Самотлорское нефтегазовое месторождение характеризуется крупной и централизованной системой сбора и подготовки продукции, включающей 22 установки подготовки нефти (УПН) производительностью до 120 000 м³/сутки. Переход месторождения на позднюю стадию разработки, сопровождающийся ростом обводненности добычи и снижением объемов нефти, выявил недостатки действующей технологии.

Принципиальная резервуарная схема ДНС (Рисунок 1), основанная на использовании буферных резервуаров (РВС), стала неэффективной, так как загрузка технологических резервуаров упала ниже 30%, в то время как нагрузка на очистные сооружения превысила проектные значения. Это обусловило необходимость поиска оптимизационных решений, направленных на повышение общей производительности системы. Поэтому было принято решение перевод дожимных насосных станций на безрезервуарную подготовку нефти.

Напорные насосные станции для Самотлорского месторождения первоначально имели принципиальную схему, которая отличалась незначительными деталями на разных объектах.

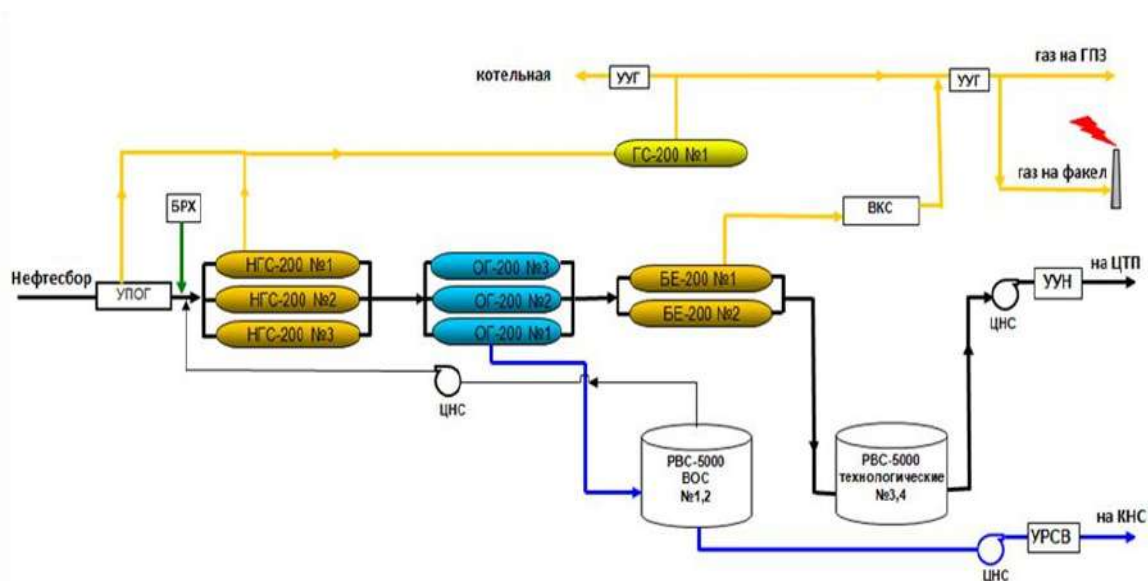


Рисунок 1 – Принципиальная схема ДНС Самотлорского месторождения

с резервуарной подготовкой нефти

В связи с переходом Самотлорского месторождения на позднюю стадию разработки месторождения, которая отличается принудительной добычи жидкостей и интенсивным ростом гидратации добываемой продукции из скважин, изменились эксплуатационные условия системы сбора и подготовки добычи из скважин.

Количество нефти, собираемого для ДНС, значительно сократилось, в результате чего использование технологических РВС упало в среднем ниже 30

Поэтому одним из вариантов оптимизации системы забора добычи из скважины на Самотлорском нефтяном месторождении стал перевод дожимных насосных станций на безрезервуарную переработку. Благодаря этому решению была реализована программа реконструкции 8 насосных станций с высоким давлением.

Для проведения исследования использовались следующие материалы и методы:

- 1) технологические схемы и проектная документация 8 ДНС Самотлорского месторождения;
- 2) эксплуатационные данные за период 2018-2023 года. (таблица1);
- 3) результаты расчетов технологических потерь (таблица 3);
- 4) сравнительный анализ технологических схем.

Таблица 1 – Эксплуатационные показатели ДНС за период 2018-2023 года

Год	Объем добычи, тыс.т/год	Обводненность, %	Загрузка РВС, %	Загрузка очистных сооружений, %
2018	8450	78	85	92
2019	8120	81	76	98
2020	7850	83	65	105
2021	7520	85	52	115
2022	7210	87	38	122
2023	6930	89	28	128

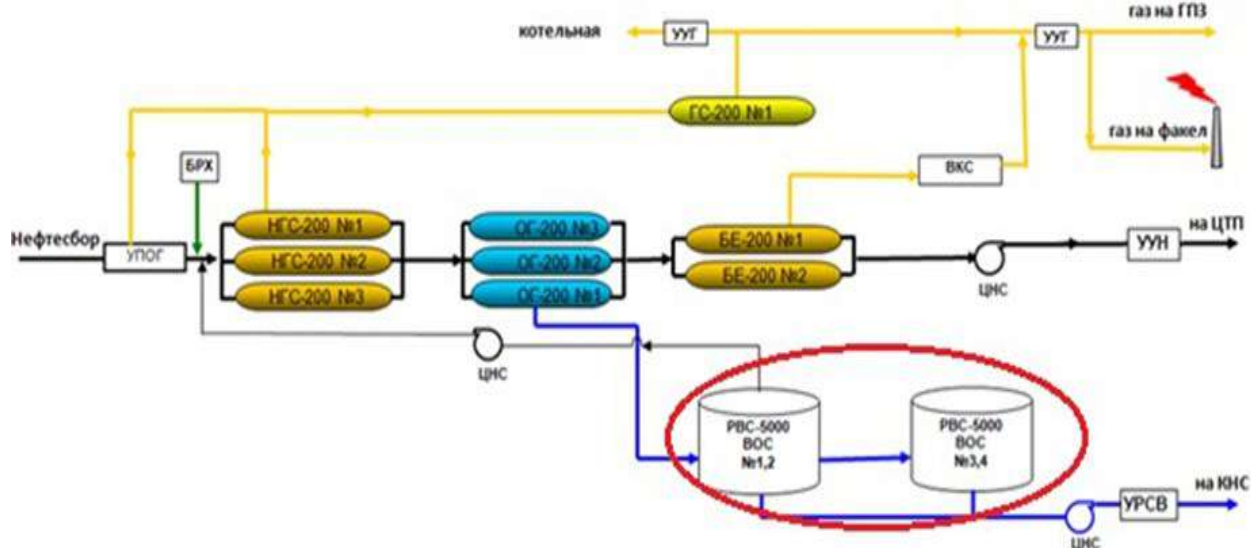


Рисунок 2 – Принципиальная схема ДНС Самотлорского нефтяного месторождения с безрезервуарной подготовкой нефти

При реконструкции ДНС произошло исключение технологических резервуаров с неэффективным вариантом эксплуатации из общей технологической цепи выполнения переработки нефти.

Нефть направляется из последнего сепаратора или систем промежуточных резервуаров непосредственно в центральное хранилище для сбора с помощью внешних насосов. Это позволяет снизить величину технологических потерь лёгких углеводородов, что было обусловлено использованием нефтяных резервуаров вертикального типа. Освобождённые мощности резервуарной системы передали очистным сооружениям. Это помогло улучшить уровень качества очищения воды, поступающей в систему ППД.

В результате реконструкции 8-ми ДНС по безрезервуарной схеме были получены следующие данные, которые наглядно демонстрируют эффективность принятого решения.

Таблица 4 – Анализ эффективности работы ДНС до и после реконструкции

Критерий оценки	До реконструкции (Резервуарная схема)	После реконструкции (Безрезервуарная схема)	Достигнутый эффект
Загрузка резервуарного парка, %	25-30% (в среднем)	0% (резервуары выведены из схемы)	Высвобождение 100% мощностей РВС
Технологические потери углеводородов (испарение), %	0.7-0.9% от объема хранимой нефти	0.2-0.4%	Снижение потерь на 0.3-0.5%
Загрузка очистных сооружений	120-125% от проектной	95%	Снижение нагрузки на 25-30%
Качество очистки воды (содержание нефтепродуктов), мг/л	25-30 мг/л	8-12 мг/л	Улучшение качества в 2.5-3 раза
Содержание воды в нефти, %	0,8-1,2	0,5-0,7	Содержание воды в нефти, %
Содержание механических примесей в нефти, мг/л	25-35	15-20	Содержание механических примесей в нефти, мг/л
Содержание нефтепродуктов в воде, мг/л	25-30	8-12	Содержание нефтепродуктов в воде, мг/л
Солесодержание в воде, мг/л	850-950	650-750	Солесодержание в воде, мг/л

Расчет технологических потерь легких фракций углеводородов рассчитывались по методике РД 153-39-019-97:

1) Для "больших дыханий" с резервуарной системой

$$M_6 = K_6 \times \rho_n \times V \times (1 - K_3) = 0,001 \times 860 \times (5000 \times 4) \times (1 - 0,3) = 0,001 \times 860 \times 20000 \times 0,7 = 12\,040 \text{ кг/год} = 12,0 \text{ т/год}$$

2) Для "малых дыханий"

$$M_m = K_m \times S \times \Delta t \times \rho_n = 0,0035 \times 450 \times 15 \times 2,8 \times 365 = 0,0035 \times 450 \times 15 \times 2,8 \times 365 = 24\,144 \text{ кг/год} = 24,1 \text{ т/год}$$

3) Суммарные потери

$$M = M_6 + M_m + M_{ав} = 12 + 24,1 + 298 = 334,1 \text{ т/год}$$

4) Аварийные потери

$$M_{ав} = 0,0005 \times Q \times \rho_n = 0,0005 \times 693000 \times 0,86 = 298 \text{ т/год}$$

5) Потери от осадков

$$M_{o1} = [K_{oc} \times (Q \times \rho_n)] \times K_p = (0,329 \times (693\,000 \times 0,86)) \times 0,0001 = 19,6 \text{ т/год}$$

Расчет потерь для безрезервуарной схемы:

1) Аварийные потери:

$$M_{ав} = 0,0001 \times Q \times \rho_n = 0,0001 \times 693000 \times 0,86 = 59,6 \text{ т/год}$$

2) Потери от осадков

$$M_{o2} = 0,65 \times 0,75 \times 0,60 \times 19,6 = 5,7 \text{ т/год}$$

3) Годовой экономический эффект

$$\Xi = \Delta M \times 45000 = (363,7 - 65,3) \times 45000 = 13410000 \text{ руб/год}$$

где: Кб, Км - коэффициенты методики РД 153-39-019-97

ρн - плотность нефти 860 кг/м³

V - объем резервуара 20000 м³

Кз - коэффициент заполнения 0,3

S - площадь зеркала испарения 450 м²

Δt - перепад температур 15 °С

ρп - плотность паров 2,8 кг/м³

Мав - аварийные потери

Таблица 3 – Результаты расчетов технологических потерь по методике РД 153-39-019-97

Вид технологических потерь	Резервуарная схема, т/год	Безрезервуарная схема, т/год	Снижение потерь, т/год
Потери от дыханий	36,1	0	36,1
Аварийные потери	298,0	59,6	238,4
Потери от осадков	19,6	5,7	13,9
ВСЕГО	363,7	65,3	298,4

Данные расчетов приведенные в таблице 3 являются доказательством экономической целесообразности перехода на безрезервуарную технологию. Суммарные технологические потери нефти сокращаются в 5,6 раза - с 363,7 т/год до 65,3 т/год. Это дает экономию в 298,4 тонны нефти ежегодно.

Перегрузка очистных сооружений (120-125%) в резервуарной схеме приводила к ухудшению качества очистки продукции. Высвобожденные мощности резервуарной системы были переданы под нужды очистных сооружений, что позволило снизить нагрузку до проектных 95% и в 2,5-3 раза улучшить качество воды (с 25-30 мг/л до 8-12 мг/л). Это напрямую повышает эффективность системы ППД и снижает риск солеотложений и коррозии.

В ходе проведенного исследования, доказана высокая эффективность перевода дожимных насосных станций Самотлорского месторождения на безрезервуарную подготовку нефти. Внедрение данной технологии позволило достичь значительных результатов:

- 1) снижение технологических потерь на 298,4 т/год на одной ДНС за счет исключения потерь от "дыханий" резервуаров и сокращения аварийных потерь
- 2) повышение качества подготовки воды - содержание нефтепродуктов уменьшено в 2,5-3 раза
- 3) оптимизация загрузки оборудования - нагрузка на очистные сооружения снижена до проектных 95%
- 4) значительный экономический эффект - 13,4 млн рублей ежегодно на одной ДНС

Переход на безрезервуарную схему подготовки доказал свою экономическую и технологическую целесообразность для месторождений на поздней стадии разработки и может быть рекомендован для широкого внедрения в нефтедобывающей отрасли.

Список использованных источников:

1. Покребин Б.В. Сбор и подготовка скважинной продукции: Курс лекций. – М.: ГУ УМК по горному, нефтяному и энергетическому образованию, 2000. – 98 с.
2. Савельева Н.Н. Совершенствование технологического оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 2. – С. 138-142.
3. Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки Самотлорского месторождения на основании решения протокола ЦКР Роснедра № 4806 от 24.12.2009 г. / ООО «Тюменский нефтяной научный центр». – 2009.

4. Эксплуатация Нижневартовского Центрального товарного парка (НВ ЦТП) Цеха подготовки и сдачи нефти №1 (ЦПСН-1): Технологический регламент № ТР2.7-59. – Нижневартовск: АО «Самотлорнефтегаз», 2021. – 260 с.
5. Дополнение к Уточненному проекту разработки Самотлорского месторождения (л.у. ОАО «Самотлорнефтегаз», л.у. ОАО «ТНК-Нижневартовск») на основании решения протокола ЦКР Роснедра № 4806 от 24.12.2009 г. / ООО «Тюменский нефтяной научный центр». – 2009.
6. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
7. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
8. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
9. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
10. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
11. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103.
12. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14.
13. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016.
14. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р.

Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

15. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

16. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

17. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

УДК 622.276.6

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРМАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.М. Бакиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

И.М. Бадретдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв23-11)

Аннотация. Удельный вес малодобитных скважин на общем фонде нефтяных скважин становится преобладающим при отрицательной динамике воспроизводства запасов, что в конечном итоге ведет к удорожанию себестоимости нефти. Одной из очевидных возможностей снижения себестоимости нефти, повышения рентабельности и увеличения внутренних инвестиционных ресурсов для российских нефтяных компаний является повышение текущего коэффициента извлечения нефти. Прогресс в этом вопросе связывают с внедрением хорошо зарекомендовавших себя высокоэффективных вторичных и третичных методов добычи нефти.

Ключевые слова: скважина, сшитые полимерные системы, дебит, технология, эффективность.

UDC 622.276.6

RATIONALE FOR THE EFFICIENCY OF USING CROSS-CROSS-LINKED POLYMER SYSTEMS IN THE DEVELOPMENT OF THE KARMALINSKAYA AREA OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

I.M. Bakirov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, professor)*

I.M. Badretdinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group MGR12dv23-11)*

Abstract. The proportion of marginal wells in the total oil well stock becomes predominant when reserve replacement rates decline, ultimately leading to higher oil production costs. One obvious opportunity for Russian oil companies to reduce oil production costs, improve profitability, and increase internal investment resources is to increase the current oil recovery factor. Progress in

this area is associated with the implementation of proven, highly efficient secondary and tertiary oil recovery methods.

Keywords: well, cross-linked polymer systems, flow rate, technology, efficiency.

По мере истощения энергетических ресурсов залежей разрабатываемых месторождений и вступлением большинства высокопродуктивных месторождений в поздние стадии разработки удельный вес малодебитных скважин на общем фонде нефтяных скважин становится преобладающим при отрицательной динамике воспроизводства запасов, что в конечном итоге ведет к удорожанию себестоимости нефти. Одной из очевидных возможностей снижения себестоимости нефти, повышения рентабельности и увеличения внутренних инвестиционных ресурсов для российских нефтяных компаний является повышение текущего коэффициента извлечения нефти. Прогресс в этом вопросе связывают с внедрением хорошо зарекомендовавших себя высокоэффективных вторичных и третичных методов добычи нефти.

Развитие новых технологий, с одной стороны, обеспечит максимальное нефтеизвлечение, а с другой – минимизирует отрицательные последствия экономических кризисов. Среди большого многообразия потокоотклоняющих технологий приоритетными в Татарстане являются физико-химические методы. Из них ведущую роль играют технологии на основе полимерных композиций, за счет применения которых добывается более 60 % дополнительно добытой нефти [1].

С целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи на Кармалинской площади Ромашкинского месторождения в последние годы нашли применение потокоотклоняющие технологии. Максимально себя зарекомендовала технология внедрения сшитых полимерных систем.

Технология применения сшитых полимерных систем предусматривает использование медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель». Сшитые полимерные системы в результате временного тампонирования наиболее проницаемых пропластков продуктивного разреза, способствуют повышению градиента давления между зоной нагнетания и зоной отбора и изменяют направление фильтрационных потоков в пластах. В результате этого, в процесс активной выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки пониженной проницаемости и обводненности ранее не охваченные, либо слабо охваченные процессом заводнения.

Областью применения технологии СПС являются залежи, представленные коллекторами любого типа, проницаемостью от 5-10 до нескольких десятков тысяч миллдарси; залежи с естественным водонапорным режимом, заводняемые пластовой и подтоварной водой любой минерализации. Пластовая температура залежи не должна превышать 120 °С. Обводненность продукции может достигать 98 %.

Карамалинская площадь Ромашкинского месторождения находится на поздней, заключительной стадии разработки, которая характеризуется рядом негативных явлений. В виду неравномерного продвижения фронта заводнения, вызванного наличием зональной и послойной неоднородности, происходит выработка наиболее проницаемых прослоев и блокирование значительных остаточных запасов нефти в низкопроницаемых зонах. В связи с этим одной из важных задач является интенсификация выработки запасов нефти из залежей, находящихся в поздней стадии разработки. Решение проблемы увеличения нефтеотдачи пластов на Карамалинской площади базируется главным образом на физико-химических методах воздействия. Наиболее применимы методы по закачке потокоотклоняющих реагентов. Кроме того, широко проводятся мероприятия, включающие комплекс работ, направленных на дальнейшее совершенствование физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов. Все разработки новейших технологий и модификаций традиционных МУН, а также оптимизация выбора участков под их применение основаны на богатом опыте проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на Ромашкинском месторождении.

На Карамалинской площади в период с 2015 по 2017 гг. с целью потокоотклонения физико-химические методы применялись на 34 нагнетательных скважинах, имеющие на участках реагирования 117 добывающих скважин. Сравнительная эффективность применения физико-химических методов показана в таблице [2]:

Таблица 1 – Сравнительная эффективность применения физико-химических методов

Технология	Количество обработанных нагнетательных скважин	Кол-во реагирующих добывающих скважин на участке	Дополнительная добыча нефти, т	Удельная техническая эффективность, т/скв.	Затраты, млн. руб.
ЛПК	1	4	355	355	0,74
ГЭС-М	2	9	699	349,5	0,82
МОЭЦ	4	12	5307	1326,8	1,6
КПС	8	31	4746	593,3	1,1
КДС	9	30	11110	1234,4	0,98
СПС	7	20	10098	1442,6	1,2
ВУКСЖС	3	11	1160	386,7	0,68

Анализируя эффективность применяемых методов, можно отметить, что наибольший прирост дополнительной нефти получен после применения метода КДС (1,1 тыс. т). Тем не менее, учитывая количество обработок, проведенных на Карамалинской площади наибольший показатель удельной эффективности отмечен после применения методов МОЭЦ (1326,8 т/скв) и СПС (1442,6 т/скв). По затратам наиболее дорогой технологией является технология МОЭЦ (1,6 млн. руб) на 1 обработку, по методу СПС затрачивается порядка 1,2 млн. рублей на 1 скважину. И подводя итоги можно сделать вывод, что наиболее успешной технологией является метод СПС. После применения метода дополнительная добыча нефти составила 10,098 тыс. т, удельная эффективность составила 1442,6 т/скв, что является наиболее высоким показателем среди всех технологий, применяемых на Карамалинской площади.

Произведём расчёт эффективности закачки СПС на скважине № 13682 Карамалинской площади Ромашкинского месторождения [3].

Расчет объема СПС осуществляется по зависимостям, представленным в инструкции. Объем закачки СПС в скважину зависит от коллекторских свойств пласта, охвата пласта заводнением и составляет 500-2000 м³. Технология проведения процесса 1 цикла: ПАА – 0,44 т; АХ тов. – 0,08 м³; вода с водовода – 100 м³.

В таблице 2 приведены объемы и концентрация технологического раствора по циклам закачки по скважине № 13682 Карамалинской площади, согласно расчету определения объема СПС

Таблица 2 – Объемы и концентрация технологического раствора по циклам закачки

Цикл	Объем, м ³	Концентрация, %	Цикл	Объем, м ³	Концентрация, %
1	100	ПАА-0,4; АХ-0,08	4	100	ПАА-0,4; АХ-0,08
2	100	ПАА-0,4; АХ-0,08	5	100	ПАА-0,4; АХ-0,08
3	100	ПАА-0,4; АХ-0,08	6	100	ПАА-0,4; АХ-0,08

Аналогичный расчет был проведен и по скважинам № 9777, 9928, 13761, 13780. Результаты расчета приведены в таблице 3

Таблица 3 – Объемы и концентрация технологического раствора по циклам закачки по скважинам № 9777, 9928, 13761, 13780

Скважина	m, %	H, м	$\mu_{o, const}$	K _{const}	S, м ²	f _в , %	h _в	V _{зак.СПС} , м ³	V _{ПАА,Т}	V _{АХ} , м ³
13682	0,22	5,1	2,7	0,56	2450	87	2,4	600	2,64	0,48
9777	0,19	6,4	2,7	0,56	4786	79	1,2	500	2,2	0,4

9928	0,20	5,4	2,7	0,56	2311	90	2,7	600	2,64	0,48
13761	0,18	3,7	2,7	0,56	3851	68	2,1	700	3,08	0,56
13780	0,21	1,4	2,7	0,56	5120	91	1,2	600	2,64	0,48
Итого								3000	13,2	2,4

Результаты расчёта показали, что для проведения технологии СПС на скважинах Карамалинской площади понадобится 3000 м³ композиции СПС. Для приготовления композиции понадобится 13,2 т ПАА и 2,4 т ацетата хрома.

До проведения метода СПС на объекте закачки проводятся стандартные геофизические, гидродинамические и промысловые исследования по определению герметичности эксплуатационной колонны, общей приемистости скважины, профиля приемистости по пластам и плотности закачиваемой воды. Проводят подготовку наземного оборудования и скважины к процессу закачки композиции. Необходимо обеспечить постоянное наличие воды в водоводе на весь планируемый период закачки. Проверить работоспособность задвижек скважины и заменить неисправные. Колонна НКТ должна быть спущена на глубину 20-40 м над кровлей пласта. Если в процессе закачки СПС предполагается рост давления закачки композиции выше допустимого давления на колонну, то над кровлей пласта необходимо установить пакер. На основании опыта применения технологии СПС в различных геолого-физических условиях давление закачки композиции в процессе закачки СПС повышается на 5-40 атм. Доставить на скважину все необходимые материалы и оборудование. Так, из рассмотренных нами передвижных автоматизированных установок по приготовлению, дозированию и закачиванию гелеобразующих композиций выбираем

УДР-32М. Обвязка оборудования производится по технологической схеме: водовод – УДР-32М – скважина [4].

Перед началом закачки, после определения приемистости скважины, производится приготовление 15 %-ного раствора ацетата хрома путем разбавления товарной формы 54 %-ной концентрации водой с водовода в соотношении 1:3,6, то есть 1 бочку товарной формы раствора ацетата хрома объемом 30 л разбавляют в 78 л воды, что в сумме дает 108 л готового 15 %-ного раствора ацетата хрома.

Производится калибровка шнекового дозатора ПАА с составлением калибровочной таблицы в следующем порядке: от шнекового дозатора отсоединяется шланг подачи полимера в эжектор, устанавливаются весы к выходу ПАА из шнека, после чего рассчитывается необходимое количество подачи полимера в единицу времени (кг/мин). В бункер засыпается ПАА, регулятором подачи оборотов шнека выбирается исходное положение и замером времени засыпания полимера из шнека в чашу весов, выбирается необходимое положение регулятора, после чего данные заносятся в калибровочную таблицу. Аналогичную калибровку дозатора осуществляют на все последующие композиции, связанные с изменением концентрации ПАА в растворе.

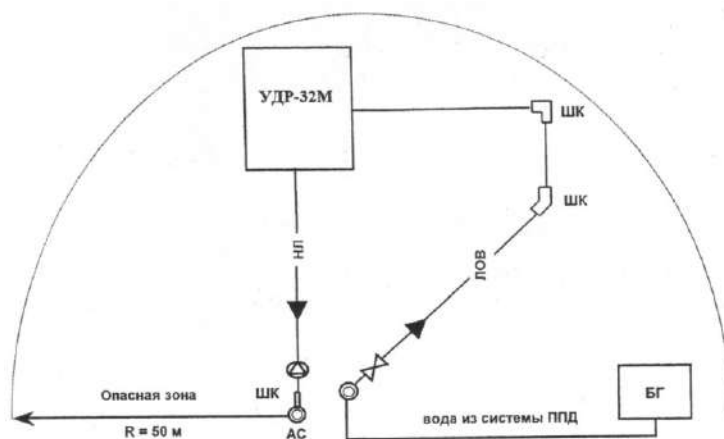
Производится настройка режима работы УДР-32М на производительность насоса (100-140 м³/сут), позволяющую произвести закачку СПС частотным регулятором, установленным на панели управления установки. Контроль над производительностью УДР-32М осуществляется по расходомеру, закрепленному на внутренней перегородке установки.

Закачка производится по композиционно:

- композиция «А»: концентрация ПАА – в диапазоне от 0,3 до 0,5%; концентрация ацетата хрома – от 0,03 до 0,05%;
- композиция «В»: концентрация ПАА – в диапазоне от 0,6 до 0,8%; концентрация ацетата хрома – от 0,06 до 0,08%;

Оптимальные концентрации ПАА и АХ определяются на основании проведенных лабораторных исследований гелеобразования композиций СПС на основе минерализации воды, марок ПАА и АХ, используемых для приготовления композиции СПС при закачке в скважины.

Технологическая схема обвязки оборудования с устьем скважины при проведении работ по закачке СПС приведена на рисунке 1. ПАА из бункера 6 шнековым дозатором подается в струйный аппарат 12, где смешивается с водой и в виде суспензии поступает в смесительную емкость 2. Полученная суспензия трехплунжерным насосом высокого давления 1 подается в напорный трубопровод 15, куда врезан трубопровод 17 подачи сшивателя. Сшиватель дозировочным насосом 7 из емкости 3 через трубопровод 17 поступает в трубопровод 15, где смешивается с суспензией полимера. Композиция СПС из напорного трубопровода 15 через нагнетательную линию направляется в нагнетательную скважину [1].



УДР-32М – установка по приготовлению и закачке композиции СПС; НЛ – нагнетательная линия; ШК – шарнирное колено; АС – арматура скважины; ЛОВ – линия отбора воды из системы ППД; БГ – блок-гребенка

Рисунок 1 – Технологическая схема обвязки оборудования

Дозировка порошка ПАА обеспечивается в пределах 2-120 кг/ч, подача раствора сшивателя - 63 л/ч; производительность плунжерного насоса – 2-12,5 м³/ч (48-300 м³/сут).

Установка производительности дозировочных устройств и определение концентрации компонентов СПС осуществляются в соответствии с методикой расчетов по приготовлению и дозировке компонентов композиции. По Карамалинской площади концентрация компонентов СПС составляет ПАА-0,4 %, АХ-0,08 %.

Таблица 4 – Результаты расчётов показателей разработки Карамалинской площади:

Годы	НИЗ (нефти) млн. т	q _{то}	q _{IF}	q _t	q _{IF2} , млн. т	ΣQ _t , млн. т	ΣQ _{IF2} , млн. т	Обводненность, %	КИН
1	4,162		0,212	0,210	0,212	0,210	0,212	1,94	0,000002
2	8,844		0,445	0,436	0,445	0,647	0,657	1,94	0,000007
3	13,526		0,671	0,651	0,670	1,297	1,327	2,89	0,000013
4	18,207		0,889	0,854	0,889	2,152	2,216	3,84	0,000022
5	22,889		1,101	1,048	1,100	3,200	3,316	4,76	0,000033
6	27,571		1,307	1,231	1,305	4,431	4,621	5,66	0,000045
7	32,253		1,506	1,406	1,504	5,37	6,126	6,54	0,000059
8	36,935	2,019	1,700	1,571	1,697	7,408	7,823	7,40	0,000075
9	41,617	2,275	1,887	1,729	1,884	9,137	9,706	8,24	0,000093
10	46,299	2,531	2,069	1,878	2,065	11,014	11,771	9,07	0,000112
11	46,299	2,678	2,069	1,878	2,065	12,892	13,836	10,80	0,000131
12	46,299	2,842	2,069	1,878	2,065	14,770	15,901	12,01	0,000150
13	46,299	3,028	2,069	1,878	2,065	16,647	17,966	13,40	0,000169
14	46,299	3,240	2,069	1,878	2,065	18,525	20,031	14,58	0,000188
15	46,299	2,677	1,755	1,478	1,749	20,003	21,780	15,52	0,000203

Годы	НИЗ (нефти) млн. т	q_{to}	q_{IF}	q_t	q_{IF2} , млн. т	ΣQ_t , млн. т	ΣQ_{IF2} , млн. т	Обводненность, %	КИН
16	46,299	2,677	1,702	1,399	1,696	21,402	23,476	17,48	0,000218
17	46,299	2,677	1,605	1,325	1,644	22,727	25,119	19,39	0,000231
18	46,299	2,677	1,600	1,254	1,593	23,982	26,713	21,26	0,000244
19	46,299	2,677	1,551	1,188	1,544	25,169	28,306	23,09	0,000256
20	46,299	2,677	1,504	1,124	1,497	26,294	29,802	24,88	0,000267

Результаты расчётов по прямому методу показали, что по методу СПС эффективность составляет 40 %. Дополнительная добыча нефти от применения технологии получена по 2 скважинам из 3 и составила 4889,8 т [5].

Выводы: Проведенный анализ МУН на Ромашкинском нефтяном месторождении показал, на месторождении внедрялись различные методы увеличения нефтеотдачи пластов и увеличения производительности скважин. Анализ МУН методом сшитой полимерной системы показал, что это эффективный метод. Дополнительная добыча нефти за счет обработки трех нагнетательных скважин композицией сшитой полимерной системы составила по реагирующим скважинам 4889,8 т.

Список использованных источников:

1. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Г. А. Габриэлянц. – Москва: Недра, 1984. – 287 с.
2. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник/ В. И. Щуров. – Москва: Недра, 1983. – 510 с.
3. Ленченков Л. Е. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов: учебное пособие / Л. Е. Ленчикова, М. М. Кабиров, М. Н. Персиянцев. – Уфа: УГНТУ, 1998. – 255 с.
4. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология: терминологический справочник / М.М. Иванова. – Москва: Недра, 1983. – 262 с.
5. Шарбонова И. Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты: учебник / И.Н. Шарбонова. – Москва: Недра, 1988. – 121 с.
6. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
7. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
8. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783. –
9. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

10. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
11. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
12. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
13. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

УДК 622.276.6

ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ВОДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРАМАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЮ ОТКЛЮЧЕНИЯ ОБВОДНЁННЫХ ПЛАСТОВ И ПРОПЛАСТКОВ

И.М. Бакиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

И.М. Бадретдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв23-11)

Аннотация. Ускорение научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей промышленности и интенсификация процесса разработки в основных нефтегазодобывающих районах страны предлагает использование всех возможностей для наращивания добычи нефти. В настоящее время в России существует большое количество месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. Как следствие, возникает необходимость внедрения различных методик, которые позволят положительно повлиять на добычу нефти.

Ключевые слова: месторождение, обводнение, потокоотклоняющие технологии.

UDC 622.276.6

WATER INFLUX RESTRICTION DURING THE DEVELOPMENT OF THE KARAMALINSKAYA AREA OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD TO DISCONNECT FLUID-CUT FORMATIONS AND INTERBREAKS

I.M. Bakirov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

I.M. Badretdinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group MGR12dv23-11)*

Abstract Accelerating scientific and technological progress in the oil and gas industry and intensifying development in the country's key oil and gas producing regions offer every opportunity to increase oil production. Currently, Russia has a large number of fields in the final stages of development. Consequently, there is a need to implement various methods that will positively impact oil production.

Keywords: field, flooding, flow-diverting technologies.

Ускорение научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей промышленности и интенсификация процесса разработки в основных нефтегазодобывающих районах страны предлагает использование всех возможностей для наращивания добычи нефти.

В настоящее время в России существует большое количество месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. К таким месторождениям относятся, в частности, и месторождения Республики Башкортостан, и Татарстан.

Ромашкинское месторождение, расположенное на территории Татарстана, в настоящее время находится на пороге между третьей и четвертой стадией разработки. В связи с интенсивным отбором углеводородов на этом месторождении происходит постепенное ухудшение структуры запасов. Большую долю приобретают трудноизвлекаемые запасы. Поэтому возникает необходимость в проведении методов повышения нефтеизвлечения пластов и интенсификации добычи нефти [1].

Ромашкинское месторождение представляет собой сводовое многопластовое месторождение с базовым методом повышения нефтеизвлечения пластов, таким как заводнение. Этот метод показывает хорошие результаты на месторождениях с хорошими коллекторскими свойствами, особенно в песчаных пластах с низкой неоднородностью и расчлененностью.

Практически на всём Ромашкинском месторождении при помощи специальных скважин зафиксировано послойное обводнение пластов с последовательным охватом водой слоев разной проницаемости. Поэтому значение охвата надо фиксировать к определенной стадии разработки пласта и на конец разработки, определяемый предельной экономической рентабельной обводненностью добываемой продукции. Охват пластов заводнением призабойной зоны колеблется в широких пределах в зависимости от слоистой неоднородности пластов и вязкости нефти. В этих условиях из-за недостаточных объемов прокачки значительные запасы остаточной нефти остаются невыработанными в зоне добывающих скважин.

Проблема повышения охвата воздействием пластов в призабойной зоне решается за счёт ограничения поступления воды напрямую из насыщенного пласта, состоящего из чередующихся прослоек с различными показателями проницаемости, что достигается посредством исключения из эксплуатации обводненных участков и пластов и на основе селективного уменьшения проницаемости пласта относительно воды. И как было сказано в предыдущей главе, применение выборочного исключения водонасыщенных пластов до наступления широкого обводнения скважинной продукции, способствует увеличению текущей нефтеотдачи на 3-6 %.

При отсутствии непроницаемых пропластков решение повышения охвата пласта заводнением при закачивании водоизолирующих материалов основывается на заполнении ими путей водопритоков в призабойной зоне:



Рисунок 1 – Обводненность продукции

На Карамалинской площади в период с 2018 по 2021 гг. с целью потокоотклонения физико-химические методы применялись на 34 нагнетательных скважинах, имеющие на участках реагирования 117 добывающих скважин. За анализируемый период применялись следующие технологии: латексо-полимерные композиции (ЛПК), технология с использованием ГЭС-М, коллоидно-дисперсные системы (КДС), капсулированные полимерные системы (КПС), модифицированная оксиэтилцеллюлоза (МОЭЦ). Сшитые полимерные системы (СПС), вязкоупругое жидкое стекло (ВУКСЖ) [2].

В результате применения методов потокоотклонения дополнительно добыто 33,475 тыс. т нефти.

Латекснополимерные композиции (ЛПК).

Эта технология относится к химическим МУН и направлена на вовлечение в разработку малодренлируемых запасов нефти за счет расширения охвата пластов воздействием заводнения. Реализация обеспечивается предварительной изоляцией высокопроницаемых обводненных зон с помощью водно-эмульсионных систем, что позволяет последующему потоку воды проникать в ранее не охваченные нефтеотдачей прослои. Формирование изоляционной перегородки достигается закачкой в систему нагнетательных скважин специальной латексно-полимерной смеси. Такая смесь содержит синтетический латекс, натриевый силикат, полимерные компоненты и воду при плотности от 1,02 до 1,2 г/см³. Снижение проницаемости участков с высокой водонасыщенностью обеспечивается введением латексной композиции. При контакте с минерализованной водой наступает быстрая коагуляция водно-латексной эмульсии, что приводит к возникновению мелкодисперсного осадка. Основу технологии составляет процесс совместного нагнетания минерализованной воды и модифицированного силикатом натрия латекса с добавлением полимера при определенных концентрациях.

Технология ЛПК применялась на 1 скважине Карамалинской площади в 2017 г. За счет выравнивания профиля приемистости дополнительная добыча нефти составила 355 т. Положительный эффект по снижению обводненности отмечен лишь в одной реагирующей скважине № 9839, находящейся на участке воздействия [3].

Технология с использованием ГЭС-М.

Данный метод входит в число физико-химических МУН. Он предназначен для уменьшения поступления подошвенных, пластовых или закачиваемых вод и может с равным успехом применяться на нагнетательных объектах для балансировки профиля приемистости. В основе метода лежит процесс образования геля при химическом взаимодействии синтетической смолы и сшивающего агента. Воздействие заключается во введении гелеобразующих составов через добывающие или нагнетательные скважины внутрь

обводненных зон с высокой проницаемостью. С технологической точки зрения, суть процесса состоит в нагнетании смоло-полимерной (полиакриламидной) композиции, где под воздействием сшивающего агента образуется гелевая структура, перекрывающая участки с высокой проницаемостью. В условиях пласта сшиватель инициирует химическую реакцию, структурирующую макромолекулы смолы и полимера, что приводит к формированию геля. Композиция ГЭС-М может быть охарактеризована как гелеобразующая система на основе ацетоноформальдегидной смолы, полиакриламида и гидроксида натрия в роли сшивающего агента. Продолжительность формирования геля, а также вязкостные, реологические и структурные свойства состава регулируются с помощью подбора соотношения отдельных компонентов.

Технологию ГЭС-М применяли в 2017 году на 2 скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 699 т. Незначительное снижение обводненности и увеличение добычи нефти отмечены по двум реагирующим скважинам № 9813, № 28681.

Модифицированная оксиэтилцеллюлоза (МОЭЦ).

Метод закачки МОЭЦ на площади является одним из эффективных из всех третичных методов вытеснения нефти. Водно-целлюлозные растворы характеризуются выраженными связывающими, эмульгирующими, смачивающими и адгезионными свойствами, а их вязкость колеблется в диапазоне от 4 до 300 МПа·с. Под воздействием изменений температуры, сдвигов кислотности среды и присутствия различных металлических ионов в пластовой воде и/или рабочей жидкости происходит загустевание растворов целлюлозных эфиров с формированием гидрогелей различной подвижности. Введение сшивающих реагентов в систему позволяет целенаправленно регулировать физико-химические характеристики раствора. Такая гибкость обеспечивает возможность применения данного подхода на разных этапах разработки месторождения. Формирование низкоподвижных или полностью неподвижных гелей способствует изоляции водопритока в участках с уже сформированными промытыми каналами и перенаправляет поток вытесняющего агента в малозатронутые зоны коллектора. За счёт подачи значительных объёмов целлюлозных растворов удаётся не только перераспределить фильтрационные потоки в призабойной зоне, но и существенно влиять на структуру пласта вдали от скважины [1].

Полевая апробация этой методики на территории Карамалинской площади подтвердила её высокую эффективность на объектах с преобладающей обводнённостью, где доля воды в продукции достигает 95%. МОЭЦ применяли на 4 нагнетательных скважинах Карамалинской площади в 2015-2016 гг. Дополнительная добыча нефти составила 5307 т.

Капсулированная полимерная система (КПС).

Данный метод направлен на повышение текущих объёмов нефтедобычи и рост показателей нефтеизвлечения за счёт изменения распределения потоков в пласте при заводнении и создания фильтрационных барьеров в зонах с наиболее высокой проницаемостью. Формирование экранирующей оболочки осуществляется путём нагнетания в пласт капсулированных композиций, включающих полиакриламид с добавлением сшивающего агента. Использование такого подхода даёт возможность решать ряд задач по оптимизации процессов заводнения: выравнивать профиль приёмистости нагнетательных скважин, предотвращать преждевременный прорыв воды к добывающим объектам, изолировать чрезмерно промытые участки, минимизировать поступление закачиваемой воды в соседние пласты, регулировать показатели приёмистости отдельных скважин. Технология используется с применением технических средств по приготовлению и закачке полимерных систем со сшивателями. Закачка КПС может осуществляться в одну скважину с устья или одновременно в несколько скважин с кустовых насосных станций (КНС) через блок гребенки.

Всего в 2016-2017 гг. было обработано 8 скважин. Всего дополнительно было добыто 4746 т. нефти) [4].

Технология коллоидно-дисперсных систем (КДС).

Метод включён в состав химических МУН. Его основное назначение – охват разработкой трудноизвлекаемых запасов путём расширения воздействия заводнения благодаря предварительному созданию фильтрующих барьеров в высокопроницаемых и обводнённых зонах коллектора посредством введения дисперсных композиций. В результате фронт вытеснения воды перераспределяется на ранее не охваченные нефтенасыщенные участки. Технология КДС применялась на 9 скважинах Карамалинской площади. Дополнительная добыча нефти составила 11 110 т.

СПС (сшитая полимерная система).

Технология предназначена для повышения нефтеотдачи пластов. Применяется на участках с обводненностью в пределах 40-98 %. Приемистость не менее 150 м³/сут при рабочем давлении. Давление при закачке СПС повышается на 5-40 атм. Данная технология применяется для крайне неоднородных по проницаемости карбонатных и терригенных коллекторов. При увеличении давления закачки выше допустимого производится продавка СПС в пласт водой из водовода в объеме не менее 10 м³. Перед определением приемистости закачкой СПС необходимо насытить пласт закачкой воды из водовода в течении 1 часа.

Всего на Карамалинской площади обработано 7 скважин. Всего добыто 10 098 т дополнительной нефти.

Вязкоупругая коллоидная суспензия на основе жидкого стекла (ВУКСЖС).

Данная технология применяется на поздней стадии разработки месторождения для неоднородных по проницаемости коллекторов. Принцип действия создание блокирующей оторочки в высокопроницаемой зоне пласта. Состав реагента – водная суспензия силикатного геля, полученного на основе РМа силиката натрия (жидкое стекло) и НС1 в пропорции 1/1 + добавки полимера (ПАА, ПОА, эфиры целлюлозы). Обводненность для данной технологии не регламентируется. Приемистость по техническому плану не менее 200 м³/сут. при устьевом давлении закачки. ВУКСЖС применяли на 3 скважинах Карамалинской площади, дополнительная добыча нефти составила 1160 т [5].

Выводы:

Таким образом, в зонах с высокой неоднородностью пластов возникает необходимость проведения дополнительных, более эффективных в данных условиях методов повышения нефтеизвлечения пластов, а также методов, направленных на выравнивание профиля закачиваемой в пласт воды. Существует большое количество методов, обладающих такими возможностями, однако эффективность этих методов не всегда одинакова.

С целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи на Карамалинской площади Ромашкинского месторождения в последние годы нашли применение потокоотклоняющие технологии.

Из результатов применения физико-химических методов на нагнетательном фонде скважин с целью потокоотклонения можно отметить, что все применяемые технологии действуя адресно на перфорированную толщину пласта.

Наиболее наглядно прослеживается эффект после применения технологии МОЭЦ и СПС. По реагирующим скважинам прирост по нефти составил: по методу СПС – от 0,5 до 4,1 т/сут; по методу МОЭЦ – от 1,6 до 6,2 т/сут.

Список использованных источников:

1. Отчет разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – Альметьевск: ТатНИПИнефть, 2022. – 413 с.
2. ГОСТ Р 53712-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Программные средства для проектирования и оптимизации процесса разработки месторождений. Основные требования [Электронный ресурс]. – Утв. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1165-ст. – Введ. 30.06.2011. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 12 с.
3. ГОСТ Р 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Утв. приказом Федерального агентства по техническому

регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1152-ст. – Введ. 01.01.2011. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 16 с.

4. Регламент составления технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений: РД 153-39-007-96: Минтопэнерго РФ, 1996. – 202 с.

5. Ленченков Л. Е. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов: учебное пособие / Л. Е. Ленчикова, М. М. Кабиров, М. Н. Персиянцев. – Уфа: УГНТУ, 1998. – 255 с.

6. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

7. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

8. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127.

9. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гизатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

10. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

11. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

12. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

13. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

14. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

15. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18. – EDN ZBPCZV.

УДК 622.279.4

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА АЛБАЙСКОМ МЕСТРОЖДЕНИИ

А.Г. Батдалов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРс3 21-11)

Аннотация. В статье отображены способы и фактические результаты эксплуатации скважин с горизонтальным стволом, направленных на увеличения коэффициента

нефтеотдачи в сравнении с традиционными наклонно направленными скважинами. По мнению автора статьи использование технологии строительства горизонтальных скважин позволило более эффективно эксплуатировать относительно молодое Албайское месторождение Ореховского лицензионного участка.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, повышение эффективности разработки.

UDC 622.279.4

JUSTIFICATION OF THE APPLICATION OF HORIZONTAL WELL CONSTRUCTION TECHNOLOGY AT THE ALBAY DEPOSIT

A.G. Batdalov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group GRsZ 21-11)*

Abstract. The article describes the methods and actual results of horizontal well operation aimed at increasing the oil recovery factor compared to traditional inclined wells. According to the author, the use of horizontal well construction technology has allowed for more efficient operation of the relatively young Albaiskoye field in the Orekhovsky license area.

Keywords: increased efficiency, horizontal well, increased oil recovery.

В настоящее время большинство разрабатываемых нефтяных месторождений относятся к категории участков комплексной разработки. Особенности и основные трудности разработки таких месторождений определяются условиями их совместного залегания в продуктивном горизонте, которые сильно различаются по компонентному составу и физическим свойствам, а также наличием подстилающих пластовых вод.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений траектория и конструкция горизонтального фонтана являются важными элементами. Важно учитывать задачи для конкретных разработки с использованием современных методологических подходов к вычислительной технике. Добыча нефти с трудноизвлекаемыми запасами характеризуется рядом технических, технологических и экономических ограничений, которые создают препятствия для разработки таких объектов и ставят под сомнение эффективность продолжения разработки эксплуатация технологических комплексов. Поэтому общая схема разработки труднодоступных месторождений рассматривается как сочетание детального структурирования месторождений, геологической и технологической систематизации запасов и целенаправленного отбора технологий для их разновидностей.

При написании статьи применялись данные из открытых источников, в том числе по малым нефтяным компаниям, в области эксплуатации горизонтальных и многозабойных скважин.

Все логические критерии дифференциации различных групп трудноизвлекаемых запасов возможны на данном этапе, когда в качестве общей методологии это сводится к разложению отложений как набора элементарных геологических тел на однородные элементы, которые можно идентифицировать и локализовать с помощью доступных и средства массовой информации. Фонтаны в форме волны - это одно от альтернатив горизонтальным скважинам при разработке коллекторов с низкой вертикальной проницаемостью. Рассматривался подход к разработке крупных газовых и нефтяных месторождений Татарстана, где есть предпосылки для реализации.

В результате обобщения информации об основных продуктивных пластах, содержащих разливы нефти, было получено представление об условиях нефтяного месторождения. На основе изученных данных исследований стало возможным установить закономерности физико-термодинамических процессов в донных отложениях и использовать полученные результаты при обосновании коэффициента извлечения и выборе оптимального варианта разработки.

Албайское месторождение находится на территории Татарстана, а точнее в Оренбургской области. Месторождение характеризуется интенсивным проявлением блочной

тектоники, которая привела к образованию четыре основных тектонических блока - центральный, западный, восточный и северный, которые, в свою очередь, осложнены небольшими разломами. Все обнаруженные нарушения считаются гидродинамическими барьерами. Доказанный потенциал добычи нефти и газа на месторождении в первую очередь связан с залежами продуктивного горизонта, где сосредоточена основная часть запасов нефти.

Использование скважин с горизонтальной траекторией вдоль продуктивного нефтенасыщенного пласта позволяет увеличить площадь дренажной зоны в вертикальном направлении. В результате зависимость их производительности от вертикальной проницаемости больше.

Для оценки их эксплуатационных характеристик предлагаются различные стационарные и нестационарные модели притока в горизонтальные скважины в закрытом виде. Стационарные модели притока жидкости обычно указываются для резервуаров эллиптической или прямоугольной формы.

Известны модели горизонтального притока скважина в однородном коллекторе: модель С.Д. Джоши, представленная в 1988 г. [3], и модель Экономидеса, М. Дж. [4] (1996). С.Д. Джоши однажды разделил трехмерную задачу фильтрации на две двумерные задачи, чтобы создать модель притока в однородный коллектор. [3] и модель Экономидеса, М.Дж. [4] (1996). С.Д. Джоши однажды разделил трехмерную задачу фильтрации на две двумерные задачи, чтобы создать модель притока в однородный коллектор.

Формула С. Д. Джоши [5] для эллиптического слоя с пределом применимости $L > h$ и $L < 1,8 R_k$ выглядит следующим образом:

$$Q = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu \left(\frac{\ln(a + \sqrt{a^2 - (0,5L)^2})}{0,5L} \right) + \frac{h}{L} \ln\left(-\frac{h}{2\pi r_c}\right)},$$

где Q - объем, м³/с;
 k - проницаемость выбранного слоя, м²;
 h - сила слоя, м;
 Δp - разность давлений в питающем контуре и на стенке скважины, Па;
 μ - показатель динамической вязкости, Па · с;
 L - длина открытого ствола, м;
 r_c - радиус отверстия, м;
 a - большой полуоволн зоны дренажа, м.

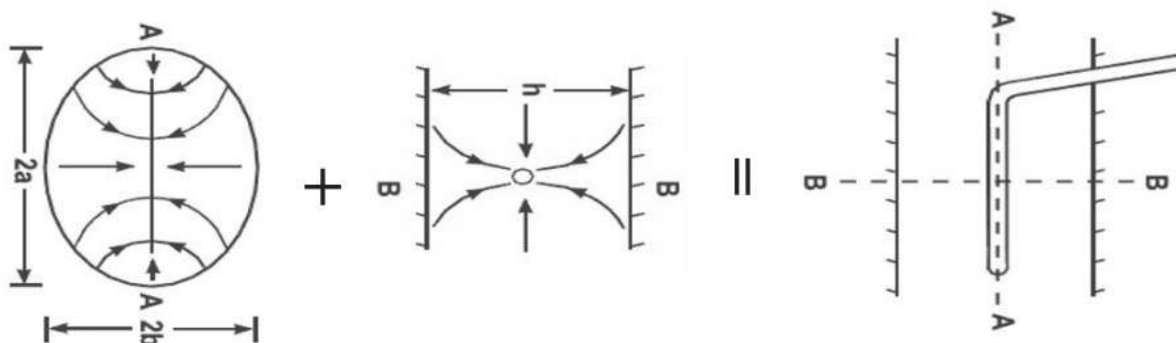


Рисунок 1 – Принципиальная схема нефтеотдачи основанная на притоке в горизонтальном и вертикальном положениях.

Необходимо оценить фактическое влияние использования горизонтального ствола скважины в сравнении с базовым. Расчет притока за два цикла и сравните результаты с вертикальной скважиной той же длины, варьируя вертикальную скважину $k_v = 0,07, 0,3, 15$ м.

В однородном контейнере, $k_h = k_v = 0,15$ м, скорость волнового тока – однако аналогичные и горизонтальные скважины практически не отличаются от когда вертикальная проницаемость уменьшается, скорость потока волнообразных сегментов стенки в областях, удаленных от границ слоя, значительно выше.

На рисунке 2 показана зависимость коэффициента продуктивности от горизонтальных и вертикальных скважин при изменении анизотропии (k_v вертикальной проницаемости). При вертикальной проницаемости, соответствующей долям МД видно существенное увеличение дебита нефти.

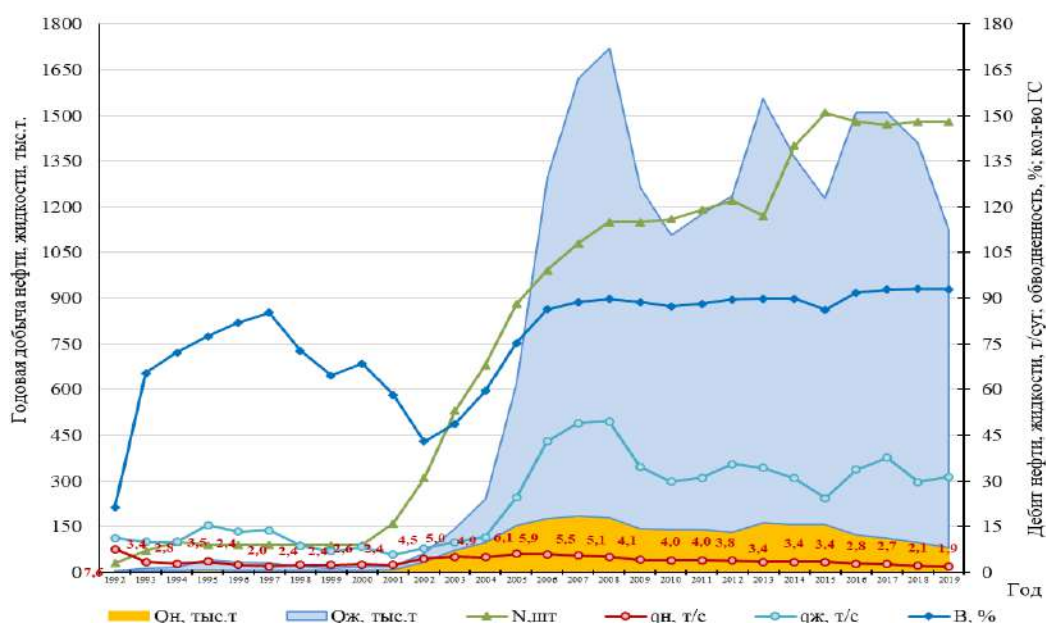


Рисунок 2 – Фактические результаты эксплуатации горизонтальных скважин на выбранной площади

Подводя итог всей приведенной выше информации, касательно скважин с горизонтальным концом ствола для разработки Албайского месторождения. Низкая вертикальная проницаемость значительно снижает скорость резания фаз нефть-газ и нефть-вода. Совместное решение уравнения распределения пластового давления в давление в скважине и давление в скважине могут определять объект уравнений, решением которых являются нагрузки на сегменты углубления.

Исследовано влияние анизотропии пласта с низкой вертикальной проницаемостью на соотношение продуктивности волнообразных и горизонтальных скважин в районе пласта. В однородном слое профили к скважине почти идеальны по форме волны и горизонтали, но по мере увеличения анизотропии нагрузка на волнообразный слой становится выше, чем горизонтальная, проходящая через серу пласта. Было установлено, что соотношение горизонтальных и сжатый с вертикальной пропускной способностью, $k_h / k_v > 20$, с большим каналом, работающий при значительно большей нагрузке, чем горизонтальный, и может быть более эффективным.

Следует также отметить, что эффективность применения горизонтальных скважин на Албайском месторождении, теоретически и аналитически подтверждены внутренними, корпоративными документами ЗАО «Алойл».

Список использованных источников

1. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области: книга / В. К. Баранов [и др]. – 1-е изд., перераб. и доп., – Оренбур: Геологическое строение, 1997. – 127 с.
2. Селезнев В. А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Албайского месторождения (Ореховский лицензионный участок) Оренбургской области»: монография / В. А. Селезнев. – Москва: ЗАО «Петролеум Технолоджис», 2014. – 82 с.
3. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской Области: пособие в 4-х т./ под общ. ред. В.С. Коврижкин. – Оренбургская область: – М.: Недра, 1978. – 56 с.
4. Хайрединов Н. Ш. Классификация карбонатных коллекторов Татарии / Н. Ш. Хайрединов // Геология, разработка нефтяных месторождений, гидродинамика и физика пласта. – Казань: ТатНИПИнефть., 1973. – 77 с.
5. Муслимов Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов: учебник / Р. Х. Муслимов. – Казань: КГУ, 1999. – 104 с. Технологическая схема разработки Албайского месторождения нефти и газа (редакция от 2023 года).
6. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Ирмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
7. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
8. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
11. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
12. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
13. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева //

Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.

14. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

15. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

16. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

УДК 622

УКРЕПЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО И МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗОВ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ

Н.А. Башкирцев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРсЗ 21-12)

Аннотация. В данной статье рассмотрены вопросы по укреплению минерально-сырьевой базы Приобского месторождения на основе геолого-геофизического и математического анализов среднеюрских отложений тюменской свиты. На сегодняшний день на территории Западной Сибири наблюдается ухудшение структуры запасов на вновь вводимых в разработку нефтяных и газонефтяных месторождениях. Увеличивается количество месторождений со сложным геологическим строением, характеризующихся высокой расчлененностью разреза и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов. Значительная часть трудноизвлекаемых запасов нефти, представляющая интерес для компаний, осуществляющих деятельность на участках недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, связана с юрскими отложениями тюменской свиты.

Ключевые слова: поиско-разведочные работы, отложения, геологоразведка, трудноизвлекаемые запасы, нефть, фильтрационно-емкостные характеристики.

UDC 622

STRENGTHENING THE MINERAL RESOURCE BASE OF THE PRIOBSKOE DEPOSIT BASED ON GEOLOGICAL, GEOPHYSICAL AND MATHEMATICAL ANALYSIS OF THE MIDDLE JURASSIC DEPOSITS OF THE TYUMEN FORMATION

N.A. Bashkirtsev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRsZ 21-12)

Abstract. This article examines the strengthening of the Priobskoye field's mineral resource base based on geological, geophysical, and mathematical analyses of Middle Jurassic deposits of the Tyumen Formation. Currently, a deterioration in the reserve structure of newly developed oil and gas fields in Western Siberia is observed. The number of fields with complex geological structures, characterized by highly dissected sections and low reservoir properties, is increasing. A significant portion of the hard-to-recover oil reserves, which are of interest to companies operating in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, are associated with Jurassic deposits of the Tyumen Formation.

Keywords: exploration, deposits, geological exploration, hard-to-recover reserves, oil, filtration and capacity characteristics.

Опыт проведения геологоразведочных работ в Приобском нефтегазоносном районе показывает, что бурение поисково-разведочных скважин сопровождается не только неопределенностью в отношении ожидаемого прироста запасов, но и геологическим риском. Одной из проблем прогнозирования зон с увеличенными толщинами и высокими ФЕС во Фроловской нефтегазоносной области является невысокая подтверждаемость результатов по сейсмическим данным. Недостаточная изученность геологического строения перспективных для разработки зон пласта увеличивает риски и замедляет процесс прироста запасов. В связи с этим возникает необходимость в снижении рисков при принятии решений по дополнительной разведке малоизученных районов [1].

Для проведения исследования был выбран участок на границе месторождений. Нефтеносность установлена в нижнемеловых отложениях черкашинской свиты готерив-барремского возраста и среднеюрских отложениях, относящихся к продуктивным отложениям тюменской свиты ааленбатского возраста. Исследуемый пласт сформировался на трансгрессивном этапе развития бассейна в процессе наступления моря на обширную прибрежную равнину. В целом для пласта характерны очень неоднородный фациальный состав и сложная геометрия песчаных тел, что затрудняет корреляцию проницаемых прослоев по площади. Отложения тюменской свиты на большей части территории перекрыты толщей бажена. Погрешность определения глубин по результатам 2D-сеймики до исследуемого горизонта составляет ± 20 м относительно данных, полученных по разведочным скважинам. Все эти факторы затрудняют прогноз развития перспективных объектов по сейсмическим данным и требуют детального и комплексного изучения скважинных данных, геофизических исследований скважин, керна.

По результатам геолого-геофизического анализа изучены фрагменты временного сейсмического разреза, построены схемы корреляции, структурная карта по кровле продуктивного пласта (рисунок 1), разрезы по кубу нефтенасыщенности.

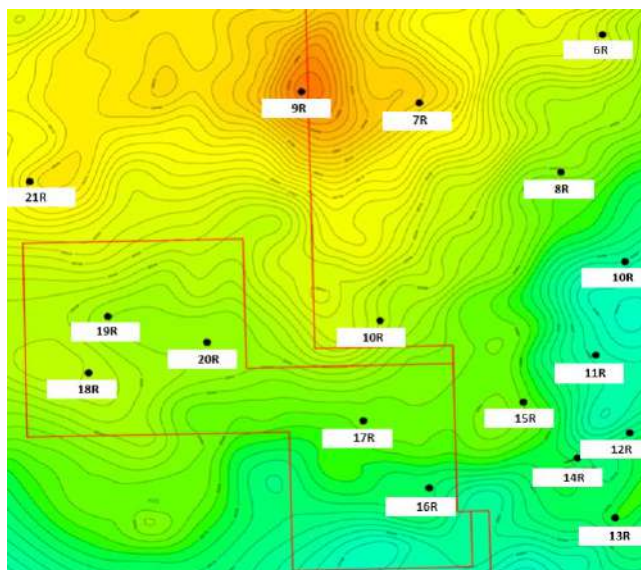


Рисунок 1 – Структурная карта по кровле продуктивного пласта

Установлено, что пласт выдержан (рисунок 2) и хорошо коррелируется на исследуемом участке. Дизъюнктивные дислокации не выделяются. В северном направлении наблюдается рост структуры.

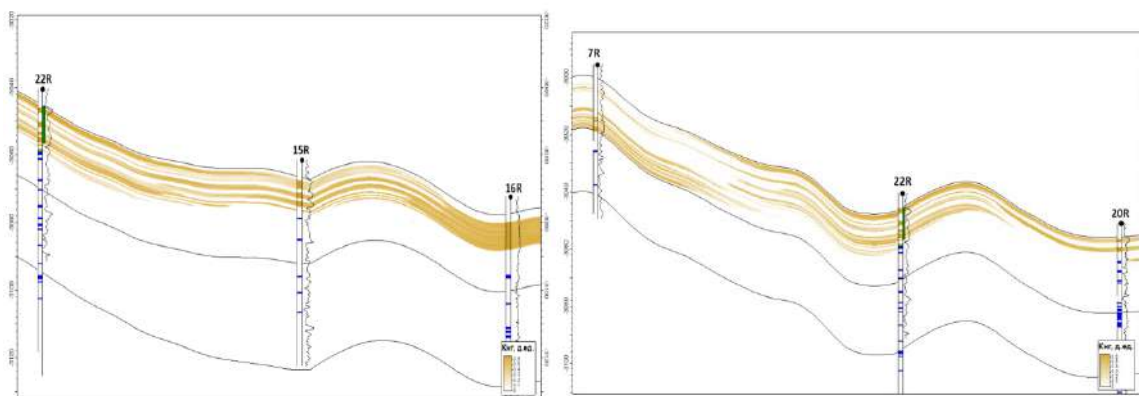


Рисунок 2 – Разрезы по кубу нефтенасыщенности

Интервалы отбора керна в исследуемом участке позволяют оценить обстановку осадконакопления в период формирования тюменской свиты. КERN представлен чередованием прослоев серых и буровато-серых мелкозернистых песчаников, разномзернистых алевролитов и аргиллитов. В ультрафиолетовом свете в кернах выделяются нефтенасыщенные участки. Изучение ФЕС и литологических характеристик отложений позволило выделить три литолого-петро-физических типа пород:

- литотип 1 – «песчаники и алевролиты с глинистым и карбонатно-глинистым цементом»;
- литотип 2 – «глинистые алевролиты и аргиллиты»;
- литотип 3 – «песчаники и алевролиты с карбонатным цементом».

В литотип 1 объединены все песчано-алевровитовые разности с невысоким содержанием глинистого и карбонатного материала. Породы литотипа 2 не являются коллекторами.

Породы имеют низкие коллекторские свойства (рисунок 3), что обусловлено как первичными седиментационными признаками, так и интенсивным постседиментационным преобразованием осадков.

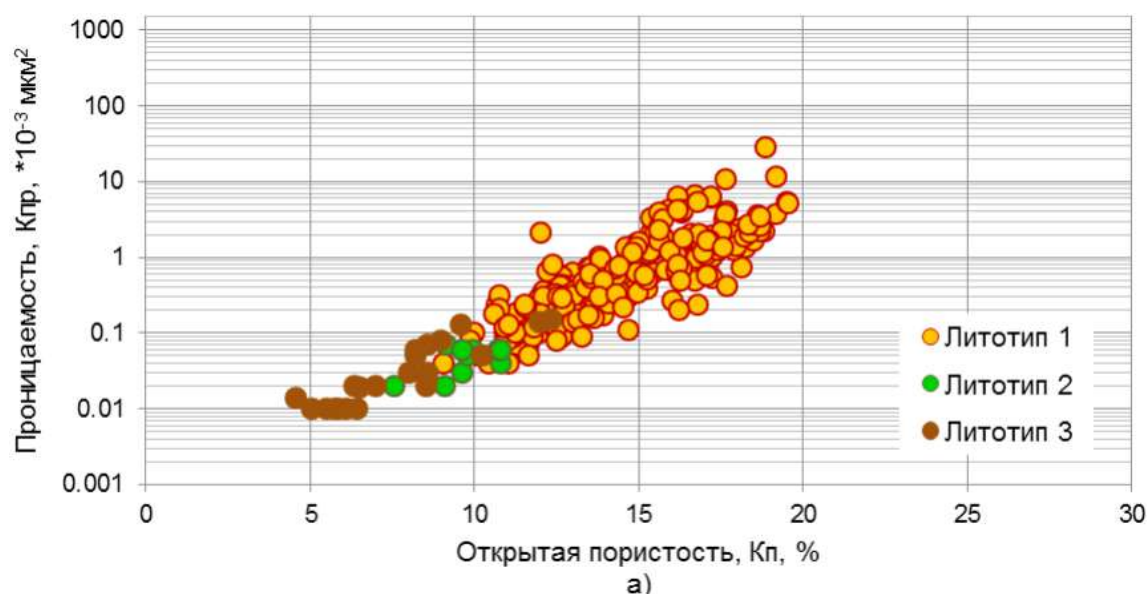


Рисунок 3 – Графики сопоставления петрофизических свойств

Выделение перспективных для разведки зон представляет собой сложный процесс, основанный на обработке больших массивов данных. Разработке принципов системного

подхода в геологии и методов снижения рисков при геолого-разведочных работах посвящены работы отечественных и зарубежных авто-ров. На сегодняшний день использование математического анализа в качестве дополнения к геолого-геофизическому анализу является одним из самых перспективных методов обработки, данных с целью прогнозирования и выявления закономерностей. Использование математического анализа позволяет обнаруживать в данных структуры и закономерности, решая при этом задачи классификации и прогнозирования, снижая при этом неопределенность при проведении геолого-разведочных работ. Существующие модели адаптируются по мере поступления новых данных.

Математический анализ реализован в интегрированной среде программирования. Исходные данные для проведения расчета представлены в виде матрицы. Для работы с многомерными массивами и матрицами на первом этапе создания математической модели необходимо подключить библиотеки данных. Массивы библиотеки данных содержат значения простых типов, поэтому важно знать все подробности об этих типах и их ограничениях. Рассмотрим структуру математической модели (рисунок 4).

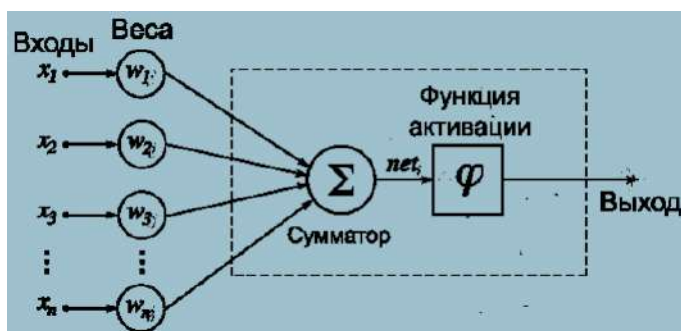


Рисунок 4 – Схема построения математической модели

Модель состоит из трех слоев.

Первый слой – входной, промежуточный слой – скрытый, последний – выходной.

Входной слой принимает сигналы, но не выполняет процесс его обработки. В качестве входных данных используются угол и расстояние от начала полярной системы координат до исследуемой скважины. В работе начало полярной системы координат установлено в соответствии с координатами скважины 10R. Выходными данными являются абсолютные отметки кровли и подошвы пласта коллектора, эффективная толщина, коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности, проницаемости. Передача исходных данных на второй уровень происходит путем перемножения входных данных x_i на весовые коэффициенты w_i . Произведения исходных данных на весовые коэффициенты определяют взаимосвязь между входными данными и результатом. В каждом элементе модели определяется сумма значений входящих сигналов:

$$d = w_0 + w_1 x_1 + \dots + w_n x_n, \quad (1)$$

где w_0 – параметр смещения.

Результат приводится к диапазону $[0...1]$. Чтобы привести результат к заданному диапазону, применяются функции активации. Одна из наиболее широко применяемых функций – нелинейная сигмоидальная. Основное преимущество сигмоидальной функции заключается в простом выражении ее производной. Сигмоидальная функция дифференцируема на всей оси абсцисс, что позволяет использовать ее в сложных алгоритмах. Сигмоидальная функция активации способна усиливать слабые сигналы.

Процесс адаптации (рисунок 5) математической модели представляет собой процесс поиска максимально точных значений весов для повышения надежности прогнозирования и установления статистических связей в массиве данных.

```
# метод обратного распространения

for i in range(360):
    input_layer = training_inputs
    outputs = sigmoid(np.dot(input_layer, synaptic_weights))
    err = training_outputs - outputs
    adjustments = np.dot(input_layer.T, err * (outputs * (1 - outputs)))

    synaptic_weights += adjustments

print("Веса после обучения:")
print(synaptic_weights)
```

Рисунок 5 – Метод обратного распространения ошибки

Адаптация производится методами прямого и обратного распространения ошибки. При использовании метода прямого распространения ошибки выполняется прогнозирование ответа, а при методе обратного распространения ошибки минимизируется погрешность между фактическим ответом и прогнозируемым.

Рассмотрим в общем виде алгоритм адаптации модели:

- инициализировать веса маленькими случайными значениями;
- выбрать адаптируемую пару из адаптационного множества, подать входной вектор на вход модели;
- вычислить выход модели;
- вычислить разность между выходом и требуемым выходом;
- подкорректировать веса для минимизации ошибки.

На следующем этапе необходимо повторение пунктов со второго по пятый для каждой пары обучающего множества. Процесс считается завершенным, когда ошибка на всем множестве достигнет требуемых дальнейшим расчетом значений.

Процесс планирования мероприятий по доразведке перспективных зон пласта затруднен и требует применения современных подходов к обработке информации. По результатам комплексного анализа решены задачи классификации и прогнозирования, построена карта нефтенасыщенных толщин (рисунок 6), рекомендованы поисково-разведочные скважины. Рассчитан ожидаемый прирост запасов. Предлагаемые к заложению скважины находятся на гипсометрических отметках, аналогичных залежам на исследуемом участке по пласту [2].

В рамках исследования разработана методика применения математического анализа при выделении перспективных для разведки зон пласта. Разработанный метод может применяться как на месторождениях, уже находящихся на стадии разведки, так и на новых перспективных залежах с целью формирования стратегии их изучения.

На основе данных разведочных скважин, геолого-геофизического анализа, схем корреляции, сейсмических данных и математического анализа построена карта нефтенасыщенных толщин и выделены перспективные для разведки зоны.

Для уточнения границ зон развития коллектора и прироста запасов по категории С1 с последующим расширением границ участка недр дополнительно к запроектированным скважинам (1R, 2R, 3R) рекомендованы к заложению две поисково-разведочные скважины (4R, 5R).

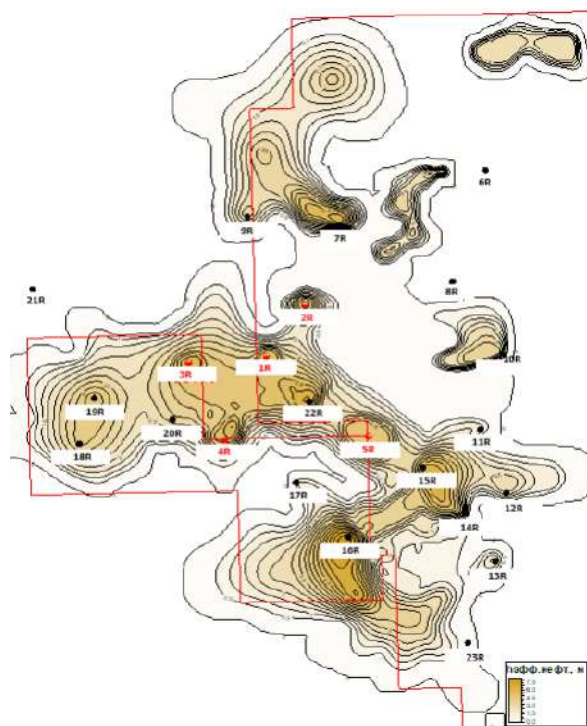


Рисунок 6 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин

Математический анализ рекомендуется использовать как дополнительный инструмент для снижения рисков при планировании геолого-разведочных работ.

Список использованных источников:

1. Игликов Э.И. Комплексный подход к снижению рисков геолого-разведочных работ на основе геолого-геофизического и математического анализов // Международный журнал прикладных наук и технологий «Integral». 2023. № 2.
2. Амиян В. А., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтяного пласта. – М.: Недра, 1972. – 336 с.
3. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
4. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
5. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
6. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

7. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
8. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
9. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. – 2012. – Т. 17. – № 2. – С. 959-962.
10. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
11. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
12. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
13. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
14. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
15. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
16. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.

УДК 544.344:533.15

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОСЕСИММЕТРИЧНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТА
В СНЕЖНОМ МАССИВЕ ПРИ ИНЖЕКЦИИ ОХЛАЖДЕННОГО ГАЗА
ПО ДИФфуЗИОННОЙ СХЕМЕ**

С.В. Белова, О.В. Дударева

(ФГБОУ ВО УУНУТ Бирский филиал, преподаватель)

А. С. Чиглинцева

(ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, доцент)

Анотация. Работа посвящена исследованию процессов образования газогидратов, представляющих значительный интерес из-за своей высокой энергоёмкости и потенциала для создания технологий хранения и транспорта газа, включая утилизацию попутного

нефтяного газа и изоляцию парниковых выбросов. В рамках исследования разработана математическая модель гидратообразования при фильтрации газа через снег, основанная на диффузионном механизме и рассматривающая равновесный предел процесса. Проведено численное моделирование, позволившее проанализировать эволюцию распределений давления, температуры и гидратонасыщенности. Ключевыми результатами являются: выявление зависимости скорости гидратообразования от проницаемости и начальной температуры среды; оценка критического коэффициента диффузии для перехода в равновесный режим; демонстрация большей интенсивности процесса в равновесных условиях по сравнению с диффузионными.

Ключевые слова: холодный газ, снег, система «газ+снег», нагнетание, снегонасыщенность, фильтрация, диффузия газа.

UDC 532.546

STUDY OF AXISYMMETRIC HYDRATE FORMATION IN A SNOW MASS DURING COOLED GAS INJECTION VIA A DIFFUSION-BASED MODEL

S.V. Belova, O.V. Dudareva

(Branch of the Ufa University of Science and Technology in Birsik, Lecturer)

A.S. Chiglintseva

(Ufa State Petroleum Technological University, Associate Professor)

Abstract. This work is devoted to studying the processes of gas hydrate formation, which are of significant interest due to their high energy capacity and potential for developing gas storage and transportation technologies, including associated petroleum gas utilization and greenhouse gas isolation. A mathematical model of hydrate formation during gas filtration through snow was developed, based on a diffusion mechanism and considering the equilibrium limit of the process. Numerical simulation was carried out, enabling the analysis of the evolution of pressure, temperature, and hydrate saturation distributions. The key results are: identifying the dependence of hydrate formation rate on the permeability and initial temperature of the medium; estimating the critical diffusion coefficient for the transition to the equilibrium regime; and demonstrating the higher intensity of the process under equilibrium conditions compared to diffusion-limited conditions.

Keywords: gas hydrates, hydrate formation, mathematical modeling, numerical simulation, gas storage, diffusion regime, equilibrium regime.

Исследовательский интерес к газогидратам во всем мире обусловлен их открытием, значительной энергоемкостью и важными экологическими свойствами [1]. Перспективы этой отрасли связаны с технологиями хранения и транспорта газа в гидратной форме. Эти разработки открывают возможности для утилизации попутного нефтяного газа непосредственно на месторождениях, изоляции опасных парниковых и радиоактивных газов, а также организации беструбной газификации, что повышает компактность и концентрацию хранимого газа [2]. При этом подземные залежи газогидратов являются более вместительными хранилищами по сравнению с емкостями для чистого газа.

В рамках работы была разработана математическая модель, описывающая процесс нагнетания холодного газа через снег, первоначально насыщенный этим же газом, с сопутствующим образованием гидрата. В основе модели лежит допущение, что кинетика гидратообразования ограничивается скоростью диффузии газа через формирующийся гидратный слой. Также исследован равновесный сценарий процесса при бесконечно высоком коэффициенте диффузии. В результате была выполнена оценка критического значения приведенного коэффициента диффузии, переход через которое приводит к реализации равновесного режима гидратообразования [3-6].

Численное моделирование процесса гидратообразования при продувке газа через снег позволило получить эволюцию полей давления, температуры и насыщенности гидратом. Исследовано влияние начальных условий: установлено, что рост скорости образования

гидрата наблюдается при уменьшении проницаемости (вследствие увеличения удельной поверхности) и понижении начальной температуры снега. Кроме того, равновесный режим характеризуется более высокой интенсивностью накопления гидратной массы по сравнению с диффузионным [3-6].

Исходное состояние системы представляет собой однородный горизонтальный снежный массив, находящийся в условиях фазового равновесия между газовой и ледяной фазами. В начальный момент времени ($t=0$) среда характеризуется температурой $T_0 < 0^\circ\text{C}$ и давлением P_0 , при которых возможно существование системы «газ+лед+гидрат». При этом начальное давление в массиве ниже значения, создаваемого при последующем нагнетании рабочего газа. Моделируемый массив содержит скважину радиусом $r=r_w$, полностью вскрывающую его мощность. Начиная с момента времени ($t\geq 0$), через данную скважину осуществляется закачка охлажденного газа с постоянным температурным режимом ($T_g < 0^\circ\text{C}$) и заданным массовым расходом Q_g , отнесенным к единице длины ствола.

В качестве основных уравнений описывающих рассматриваемый процесс в осесимметричной постановке приняты: зависимость фазовой диаграммы, уравнения сохранения масс для снега, газа и гидрата, условия для интенсивности, уравнение притока тепла, Менделеева-Клайперона, закон Дарси, выражения для гидратонасыщенности, снегонасыщенности и газонасыщенности.

Модель предполагает, что исходная структура снежного массива состоит из сферических ледяных кристаллов радиусом a_{i0} . В соответствии с принятой схемой моделирования, кинетика процесса гидратообразования определяется скоростью диффузии газовых молекул через формирующийся гидратный барьер, который образуется на границе раздела фаз газ-лёд и перемещается в направлении контакта лёд-гидрат. Гидратно-ледяная частица моделируется как сферическая система с внешним радиусом a и уменьшающимся радиусом a_h ледяного ядра, обусловленным конверсией льда в гидрат.

Согласно принятым допущениям, интенсивность гидратообразования контролируется скоростью диффузии газовых молекул сквозь гидратный барьер, разделяющий газовую и ледяную фазы. Для реализации диффузионной схемы получено выражение текущего значения радиуса ледяного ядра, уравнение диффузии, интенсивности потребления и расхода газа идущего на гидратообразование, а также введен один эмпирического параметра имеющий размерность коэффициента диффузии $\text{м}^2/\text{с}$.

Численное решение основных уравнений получено с применением метода конечных разностей, реализованного по явной схеме.

На рис. 1 представлена динамика давления (а), температуры (б), гидратонасыщенности (в) в точке $r = 5$ м, при различных начальных значениях снегонасыщенности, в случае равновесного режима. Начальная температура и давление принимались равными $T = 200$ К, $p = 0.23$ МПа, нагнетание газа происходило при температуре $T_e = 272$ К и давлении $p_e = 2.5$ МПа. На рисунке линия 1 соответствует значению начальной снегонасыщенности $S_{i0} = 0.4$, а линия 2 характеризует динамику процесса гидратообразования при начальной снегонасыщенности $S_{i0} = 0.2$. Установлено, что чем выше начальное значение снегонасыщенности, тем больше гидрата образуется в массиве.

В рамках данного исследования разработана математическая модель процесса нагнетания метана в частично газонасыщенный снежный массив с последующим гидратообразованием.

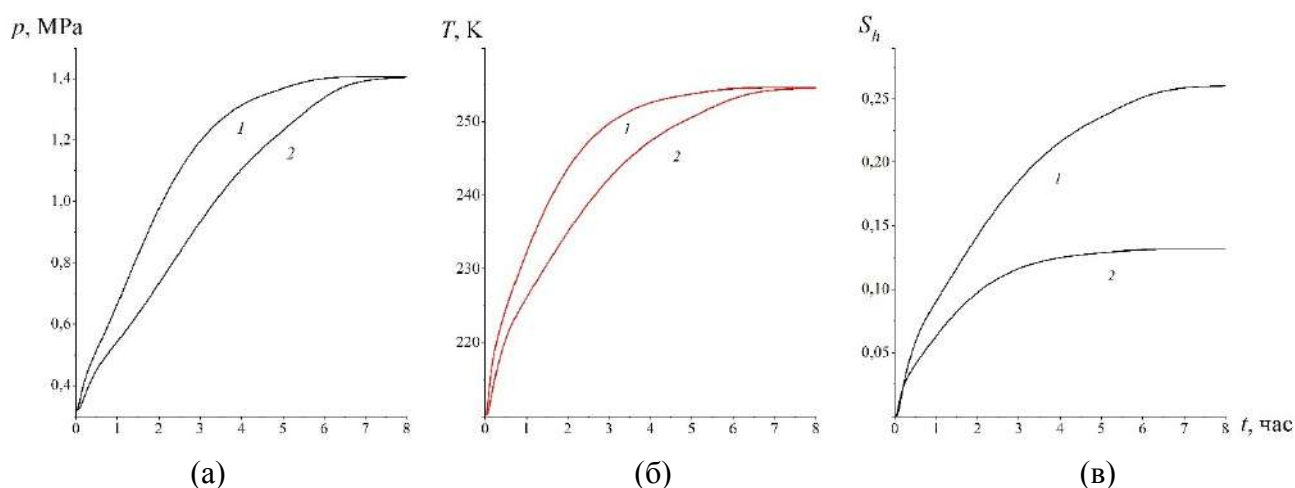


Рисунок 1 – Динамика давления (а), температуры (б), гидратонасыщенности (в) в снежном массиве для равновесного режима при различных начальных значениях снегонасыщенности (1– $S_{i0} = 0.4$ и 2– $S_{i0} = 0.2$).

На основе численного моделирования получены временные распределения ключевых параметров - давления, температуры и гидратонасыщенности при различных начальных значениях снегонасыщенности. Проведенный параметрический анализ выявил влияние начальной снегонасыщенности на кинетику процесса. Установлено, что интенсификация гидратообразования наблюдается при высоких значениях начальной снегонасыщенности.

Список использованных источников:

1. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условия. М.: Недра, 1992. 236 с.
2. Kuhs W. F., Staykova D. K., and Salamatin A. N. Formation of methane hydrate from polydisperse ice powders // J. Phys. Chem. B. 2006. Vol. 110, No. 26. Pp. 13283–13295
3. Шагапов В.Ш., Чиглинцева А.С., Белова С.В. Нагнетание холодного газа в снежный массив, частично насыщенный газом, сопровождаемое гидратообразованием // Инженерно-физический журнал. 2019. Т. 92. № 5 С. 2262–2268.
4. Шагапов В.Ш., Чиглинцева А.С., Белова С.В. Задача об образовании гидрата в слое снега при нагнетании холодного газа // Математическая физика и компьютерное моделирование 2018. Т. 21. № 6. С. 58–72.
5. Belova S.V., Chiglintseva A.S., Khasanov M.K., Shagapov V.S., Dudareva O.V. Simulation of CH₄ recovery from hydrate deposits by injection of CO₂// Thermal Science. 2019. Vol. 23, No. S2. P. S447–S454.
6. Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Гималтдинов И.К., Столповский М.В.. Численное моделирование образования газогидрата в пористом пласте конечной протяженности при продувке его газом // Прикладная механика и техническая физика 2011. Т. 52. № 4 (308). С. 116–126

УДК 504.054

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ И ДИФФУЗИИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ БИОДЕГРАДАЦИИ НЕФТИ В ПОЧВЕ

Л. А. Бигаева

(Бирский филиал Уфимского университета науки и технологий, г. Бирск, доцент)

М. Ф. Садрисламов

(Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, студент гр. 1-1.2.2.-25А)

Аннотация. Статья рассматривает математическую модель диффузионных процессов в биодеградация нефтепродуктов в почве, совмещающую закон Фика с уравнением Моно и

корректировками на кислотность и температуру почвы. Разработанное программное обеспечение визуализирует пространственно-временную динамику процесса.

Ключевые слова: диффузия, биodeградация, нефтяные углеводороды, микробная кинетика, моделирование.

UDC 504.054

Consideration of the influence of external factors and diffusion in modeling oil biodegradation in soil

L. A. Bigaeva

(Birsk branch of Ufa University of Science and Technology in the City of Birsk, assistant professor)

M. F. Sadrislamov

(Ufa University of Science and Technology in the City of Ufa, student gr. 1-1.2.2.-25a)

Abstract. The article considers a mathematical model of diffusion processes in the biodegradation of petroleum products in the soil, combining Fick's law with the Monod's equation and adjustments for soil acidity and temperature. The developed software visualizes the spatial and temporal dynamics of the process.

Keywords: diffusion, biodegradation, petroleum hydrocarbons, microbial kinetics, modeling.

Нефтяное загрязнение почв - глобальная проблема, особенно в добывающих регионах. Традиционные методы очистки дороги и нередко вредны для экосистем, в то время как биodeградация с использованием микроорганизмов - экологичный и экономичный вариант [0]. Однако эффективность зависит от диффузии загрязнителей и бактерий, а также факторов среды (температура, pH).

В данной работе представлена модифицированная модель биodeградации, основанная на уравнении Моно и дополненная учетом влияния температуры и pH. Также важен учет диффузионных потоков для оценки временных шкал очистки и распределения веществ в пространстве. Без адекватного моделирования этих процессов прогнозы остаются неточными, что усложняет планирование. В предлагаемой работе акцент сделан на разработке расширенной модели, где диффузия выступает ключевым компонентом.

В сравнении с полевыми тестами, которые сопряжены с логистическими барьерами и расходами, моделирование облегчает анализ сценариев с разными начальными распределениями загрязнителей, типами почв и микробными консорциями, минимизируя риски и ускоряя оптимизацию [6]. Это особенно полезно для мониторинга удаленных или обширных зон, где прямые измерения затруднены. Базой для модели послужили исследования Компалы Д. С. [4]. Рост биомассы микроорганизмов моделируется через уравнение Моно:

$$\mu = \frac{\mu_{max} * C}{k_C + C} \quad (1)$$

μ - удельный темп роста (час⁻¹)

μ_{max} - максимальная скорость роста микроорганизмов (час⁻¹)

k_C - константа, численно равная концентрации субстрата s , при которой скорость роста равна половине максимальной. ($\frac{\mu}{\mu_{max}} = 0,5$ (г/л))

C - концентрация субстрата (г/л).

Для учета внешних влияний вводятся [2]: гауссовская функция для эффекта pH

$$f(pH) = e^{-0.5 * (pH - pH_{opt})^2} \quad (2)$$

с оптимальным $pH_{opt} = 6,9$.

Температурная зависимость по модели Россо [8]

$$g(t) = \frac{(t - t_{max}) * (t - t_{min})^2}{(t_{opt} - t_{min}) * ((t_{opt} - t_{min}) * (t - t_{opt}) - (t_{opt} - t_{max}) * (t_{opt} + t_{min} - 2 * t))} \quad (3)$$

с параметрами: $t_{min} = 0 - 10^\circ C$, $t_{opt} = 25 - 35^\circ C$, $t_{max} = 40 - 50^\circ C$ [7].

Диффузия загрязнителя и микроорганизмов в почве моделируется по второму закону Фика [5]: изменение концентрации вещества со временем пропорционально второй производной концентрации по пространственной координате.

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D_C \nabla^2 C \quad (4)$$

$$\frac{\partial M}{\partial t} = D_M \nabla^2 M \quad (5)$$

Типичные значения для коэффициентов диффузии нефти в почве $D_C = 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$. Для подвижных бактерий (*Pseudomonas*, *Bacillus*) $D_M = 10^{-10} \text{ м}^2/\text{с}$ [5].

Объединенная система в двумерном пространстве принимает вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial M}{\partial t} = D_M \left(\frac{\partial^2 M}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 M}{\partial y^2} \right) + \frac{\mu_{max} f(pH) g(t) C}{k_C + C} M, \\ \frac{\partial C}{\partial t} = D_C \left(\frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \right) - \frac{\mu_{max} f(pH) g(t) C M}{Y_{M/C} (k_C + C)} \end{cases} \quad (6)$$

Реализация численного решения выполнена в Python с использованием методов конечных разностей для дискретизации диффузионных компонент. Графический интерфейс (Рис. 1) представляет собой карту диффузии: сетка ячеек отображает градиенты концентраций в реальном времени, с цветовой шкалой уровня загрязнения.

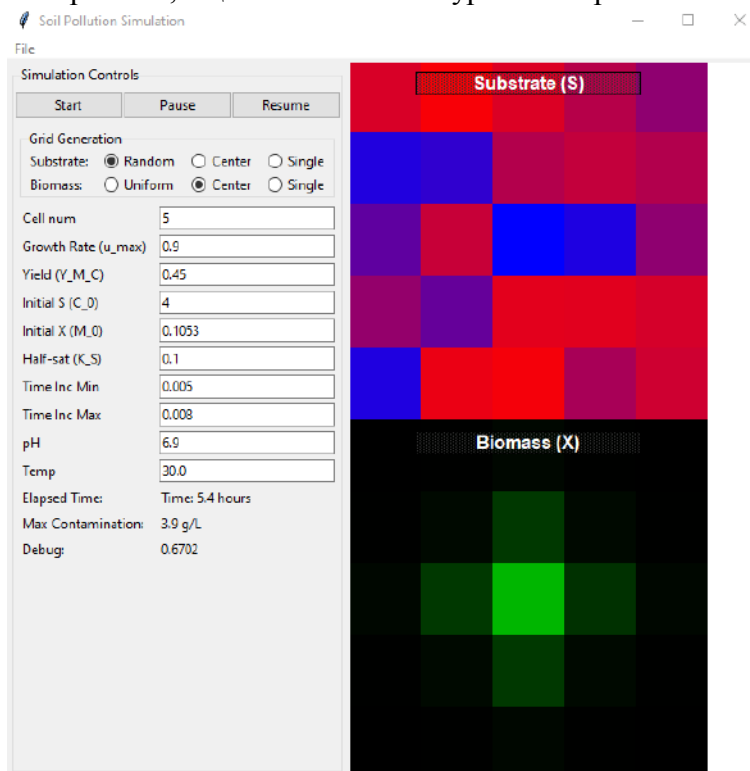


Рисунок 1 – Окно программы

Из [4] были взяты следующие исходные параметры для модели: $\mu_{max} = 0,9 \left(\frac{1}{\text{ч}} \right)$, $M_0 = 0,1053 \text{ (г/л)}$, $C_0 = 4 \text{ (г/л)}$, $Y_{M/C} = 0,45$, $k_C = 0,1 \text{ (г/л)}$.

Данная модель была использована для получения графиков зависимости времени биоремедиации от общего содержания нефтяных углеводородов в почве. Модель была сравнена с результатами работы Компалы [4].

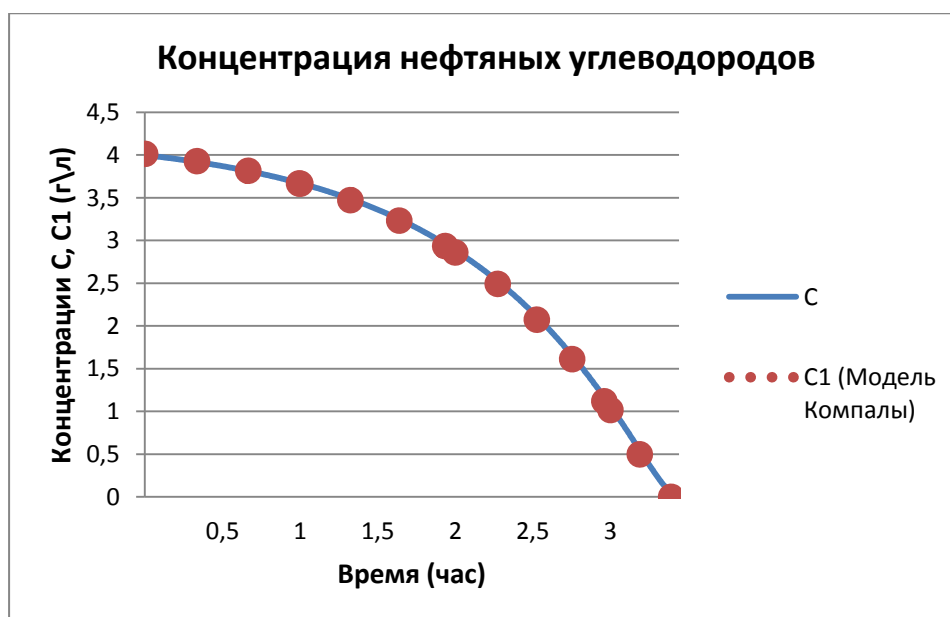


Рисунок 2 – Изменение концентрации нефтяных углеводородов C и C_1 модели Д.С. Компалы в почве с течением времени

Результаты симуляций, представленные выше, демонстрируют согласованность расчетных данных (рис. 2).

В работе представлена усовершенствованная модель биodeградации нефтезагрязненных почв, интегрирующая уравнение для роста биомассы с ключевыми факторами среды (температура, pH) и с учетом диффузии загрязнителей и микроорганизмов.

Список использованных источников:

1. Ахкямова А. И. Микробиологические методы снижения уровня загрязненности почвы нефтепродуктами / А. И. Ахкямова, Л. А. Бигаева // Цифровые и информационно-коммуникационные технологии в образовании и науке: Материалы Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием) (г. Бирск, Р. Б., 27-29 марта 2024 г.). Часть I, Бирский филиал УУНиТ, 27–29 марта 2024 года. – Бирск: УУНиТ, 2024. – С. 31-33.
2. Водопьянов В.В. Математическое моделирование численности микроорганизмов и биodeградации нефти в почве // Вест. УГАТУ. – 2006 – Т.8. – №1(17). – С.132-137.
3. Итем Д. Х., Удех Н. У., Угвоха Э. Моделирование и оптимизация влияния pH на восстановление почвы, загрязненной сырой нефтью, с помощью смеси биоугля. Достижения в области научных исследований (24), 2023. – С. 56-73.
4. Компала Д. С., Рамкришна Д., Янсен Н.Б., Цао Г.Т. Исследование роста бактерий на смешанных субстратах: экспериментальная оценка кибернетических моделей. – М.: Biotechnology and Bioengineering, 1986. – С. 1044-1055.
5. Кох А. Л. Диффузия - важнейший процесс во многих аспектах биологии бактерий. Достижения в области микробной экологии, 1990. – С. 37-70.
6. Латыпов И. И. Компьютерное моделирование / И. И. Латыпов, Л. А. Бигаева. – Бирск : Бирский филиал Уфимского университета науки и технологий, 2023. – 142 с. – EDN RRSXBP.
7. Лихи Дж.Дж., Колвелл Р.Р. Микробиологическая деградация углеводов в окружающей среде. Микробиол, ред., 1990. – С. 305-315.
8. Россо Л., Лобри Дж. Р., Фландруа Ж. П. Корреляция между основными температурами роста микроорганизмов, выявленная с помощью новой модели. Журнал теоретической биологии, 1993. – С. 447-463.

СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бикбов П.А., Габдракипов М.И.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студенты гр. МГРдв-23-11)*

Аннотация. В данной статье рассматривается анализ разработки Ромашкинского месторождения. Месторождение является супергигантским по размерам и находится на поздней стадии разработки. Все объекты Ромашкинского месторождения были введены в разработку в разное время и отличаются на сегодняшний день по многим параметрам.

Ключевые слова: обводненность, КИН, запасы нефти, стадия разработки.

THE STATE OF DEVELOPMENT OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

Bikbov P.A., Gabdrakipov M.I.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
students of group MGRdv-23-11)*

Abstract. This article discusses the analysis of the development of the Romashkinskoye field. The deposit is supergiant in size and is at a late stage of development. All the facilities of the Romashkinskoye field were put into development at different times and differ today in many ways.

Keywords: waterlogging, KIN, oil reserves, development stage.

Ромашкинское нефтяное месторождение, признанное супергигантом и входящее в мировую десятку крупнейших, находится в эксплуатации более шести десятилетий. Сегодня оно достигло финальной стадии разработки, с более чем 92% добытых запасов из продуктивных терригенных отложений пашийского (Д1) и кыновского (До) горизонтов верхнего девона. При текущем коэффициенте извлечения нефти (КИН) в 48,44% и среднегодовой обводненности 86,7%, извлечение оставшихся запасов из этих горизонтов представляет собой серьезную инженерную проблему, требующую максимальной полноты и экономической эффективности.

Добыча нефти из месторождения успешно осуществляется благодаря комплексному влиянию двух групп факторов:

Геологические особенности: Свойства пластов, такие как их проницаемость, однородность, форма (включая наличие линз и разрывов), а также характеристики нефти и закачиваемых жидкостей (вязкость).

Технологические решения: Расположение скважин, соотношение нагнетательных и добывающих скважин, скорость разработки, использование методов увеличения нефтеотдачи (например, закачка воды или газа), методы воздействия на прискважинную зону, выбор оборудования и способов эксплуатации скважин, а также изменения в системе заводнения и режиме работы скважин.

Иными словами, эффективность полного освоения и характер добычи нефтяных запасов в значительной степени определяются применяемой системой разработки. В сложившихся обстоятельствах анализ процесса выработки запасов при использовании текущей системы приобретает особую актуальность. Исследование охватывает как центральные блоки, так и все территории Ромашкинского месторождения.

Объекты Ромашкинского месторождения разрабатываются с разной историей и имеют существенные отличия. Для унификации при анализе все они были приведены к единым условиям. Предполагалось, что текущий дебит по жидкости для каждого объекта сохранится постоянным ($q_{ж} = \text{const}$) в рамках действующей системы разработки. Далее был спрогнозирован объем добычи нефти до достижения обводненности в 90%, 91% и 92%.

Прогнозирование технологических показателей осуществлялось с использованием методов, базирующихся на характеристиках вытеснения. В рамках исследования были оценены 20 различных функциональных зависимостей [3-7]. Выбор периода для

аппроксимации исторических данных (с 1995 по 2010 год) был обусловлен двумя факторами: достижением высокого качества математической аппроксимации и анализом мероприятий, реализованных на объектах. Для отбора наиболее подходящих кривых применялся критерий Тейла [8].

Анализ данных для условий $q_{ж}=const$ и $v=90\%$; $q_{ж}=const$ и $v=91\%$ и $q_{ж}=const$ и $v=92\%$ позволяет сделать определенные выводы.

Как видно из схемы расположения анализируемых объектов с нанесенными значениями КИН (рис. 1), наблюдается рост текущего нефтеизвлечения в юго-восточном направлении, начиная с северной части площади. Для точного объяснения этой выявленной тенденции необходимы дальнейшие исследования.

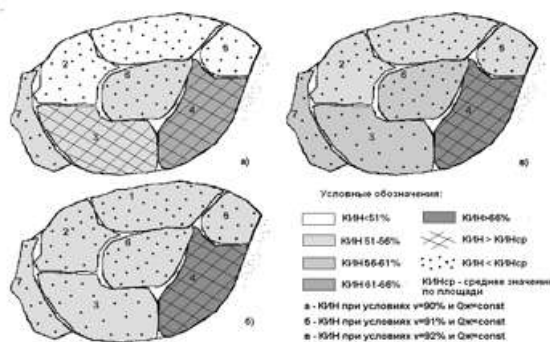


Рисунок 1 – Схема расположения анализируемых объектов

Следует отметить, что коэффициент извлечения нефти на блоках №3 (при заданных условиях $q_{ж}=const$ и $v=90\%$) и №4 оказался выше среднего показателя по площади.

Список использованных источников:

1. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения/ Р. Х. Муслимов [и др.]. - М., ВНИИОЭНГ, 1995. Т.1. - 492с.
2. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / [под ред. проф. Р. Х. Муслимова]. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007.Т.1. - С. 235-254.
3. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. / ВНИИнефть. - М., 1993. - 76 с.
4. Методика оценки эффективности применения технологий увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений Республики Татарстан./ ТатНИПИнефть. - Альметьевск, 1999. - 96 с.
5. Izmaylova G.R. ACOUSTICALLY INDUCED MASS TRANSFER IN SATURATED POROUS MEDIA В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. Ser. "International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering, IPDME 2020" 2021. С. 012073.
6. Хабибуллин А.М., Воробьев Д.А., Измайлова Г.Р. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 401-405.
7. Ишмухаметов Т.Г., Малинин А.С., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Хуснутдинова Р.Р. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ MATLAB/SIMULINK В сборнике: Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 474-480.
8. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Larin P.A., Kuleshova L.S. METHOD FOR SELECTING GEOTHERMAL ENERGY EXTRACTION TECHNOLOGIES USING

NOMOGRAMS В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. The International Conference "Information Technologies in Business and Industry". IOP Publishing, 2019. С. 072006.

9. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417.

10. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

11. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

12. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

13. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

14. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

15. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

УДК 622.276

АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бикбов П.А., Габдракипов М.И.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГРдв-23-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается разработка алгоритма для оптимизации системы заводнения на Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. Алгоритм включает как этапы моделирования так и этапы статической и количественной оценки состояния выработки запасов нефти.

Ключевые слова: обводненность, КИН, запасы нефти, стадия разработки.

UDC 622.276

AN ALGORITHM FOR OPTIMIZING THE FLOODING SYSTEM OF AN OIL FIELD

Bikbov P.A., Gabdrakipov M.I.

Absrtract. This article discusses the development of an algorithm for optimizing the flooding system in the Vostochno-Leninogorskaya area of the Romashkinskoye field. The algorithm includes both modeling stages and stages of static and quantitative assessment of the state of oil reserves production.

Keywords: waterlogging, KIN, oil reserves, development stage.

Целью данного исследования является разработка рекомендаций по усовершенствованию существующей системы закачки воды в пределах Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения с конечной целью повышения эффективности использования неразработанных извлекаемых запасов. Целями исследования являются:

- Для определения областей, в которых система заводнения работает неоптимально.
- Для количественной оценки гидродинамической взаимосвязи между скважинами с использованием корреляционного анализа данных о коллекторах.
- Предложить набор рекомендаций по оптимизации операций закачки воды.

Начальный этап включает в себя построение стабильной геологической и технологической модели коллектора.

Эта модель универсальна и позволяет выполнять задачи от детального геологического картирования до прогнозирования оперативных вмешательств и мониторинга разработки месторождения.

Для решения проблем с коллектором и выбора эффективных решений требуется детальный анализ его эффективности. Этот анализ облегчает быструю идентификацию скважин-кандидатов для последующей оценки эффективности технологии повышения нефтеотдачи пластов.

Гидродинамические взаимосвязи скважин оцениваются с использованием методов математической статистики, позволяющих принимать решения на основе ограниченных текущих геологических данных, с учетом добычи нефти и воды, а также объемов закачиваемой жидкости во время заводнения.

Диагностические критерии применяются при анализе геологических данных и при принятии решений об эффективной настройке систем отбора проб и закачки.

На рисунке 1 показан алгоритм принятия решения с целью оптимизации системы заводнения на выбранном месторождении.

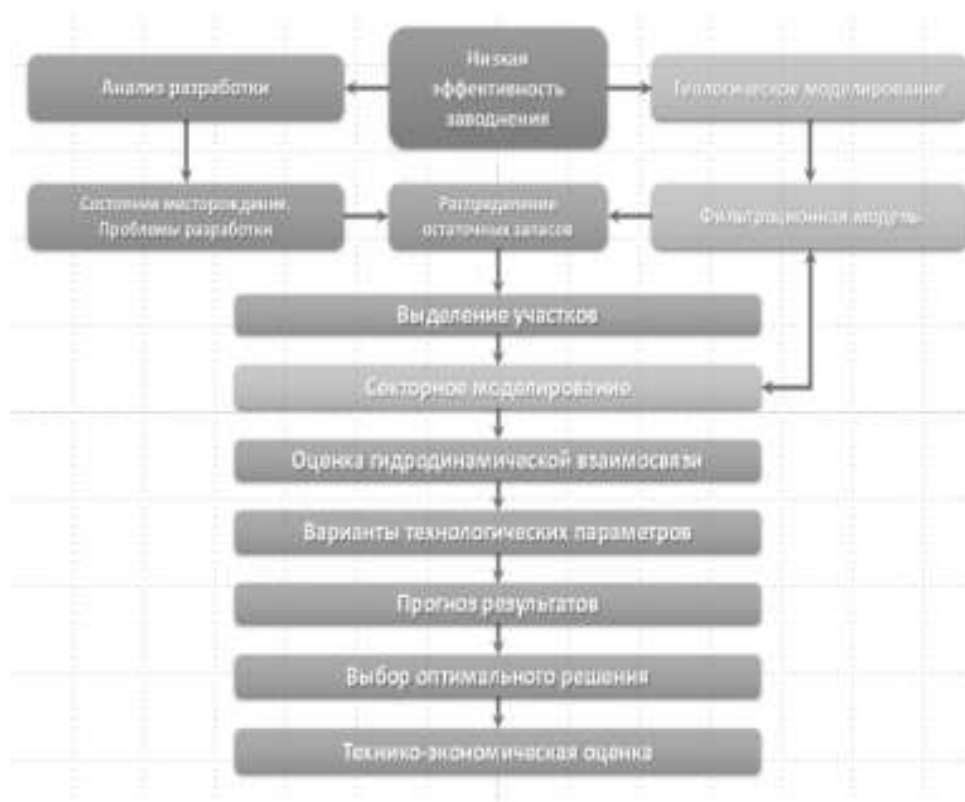


Рисунок 1 Алгоритм оптимизации системы заводнения

Список использованных источников

1. Геологический отчет Ромашкинского месторождения, Елабуга, 2014. – 158 с.
2. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст] / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 331 с.
4. Izmailova G.R., Mugatabarova A.A. Accounting for fluid flow when determining the pressure drop in layers separated by a clayey interlayer Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2024. Т. 58. № 4. С. 1380-1385.
5. Халфин Р.С., Яхин А.Р., Латыпов Б.М., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Юсеф А. Обоснование применения ингибитора гидратообразования в добывающих скважинах западной сибирей Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 5. С. 93-102.
6. Izmaylova G., Yusupova L., Grezina O. Analysis of the application of a chemical method for preventing hydrate formation on the example of the novo-chaselskoye field В сборнике: E3S Web of Conferences. VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024) . Франция, 2024. С. 03036.
7. Izmailova G. Two-stage electromagnetic acoustic heating of an oil reservoir taking into account thermal diffusion В сборнике: III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024). AIP Conference Proceedings. Melville, 2024. С. 20124.
7. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
8. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в

нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

9. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

10. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

11. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

12. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

13. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

14. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

15. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

16. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

17. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

18. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24

ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

19. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

20. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

21. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

22. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

23. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

УДК 622

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕЙ

А.В. Борисов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв-23-11)

Аннотация. В ньютоновских жидкостях, как известно, в условиях спокойного (или ламинарного) потока значение параметра вязкости не изменяется. У структурированных жидкостей в свою очередь наблюдаются отклонения от закона вязкого трения Ньютона.

Ключевые слова: реология, коэффициент вязкости, структурированная нефть, пласт, нефтяная скважина.

UDC 622

FACTORS DETERMINING OIL VISCOSITY ANOMALIES

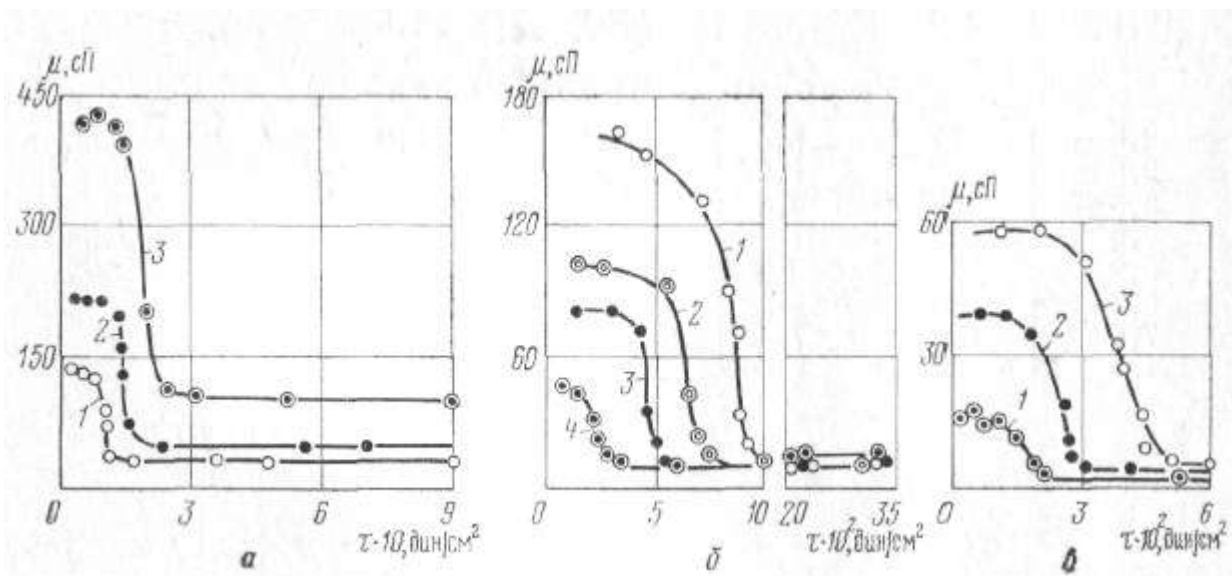
A.V. Borisov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – Master's Degree student gr. MGR12dv.-23-11)

Abstract. In Newtonian fluids, as is well known, the viscosity parameter remains constant under conditions of calm (or laminar) flow. Structured fluids, on the other hand, exhibit deviations from Newton's law of viscous friction.

Keywords: rheology, viscosity coefficient, structured oil, reservoir, oil well.

На рисунке (1) представлена зависимость вязкости жидкости от напряжения сдвига, из которого видно, что у структурированных жидкостей аномалии вязкости проявляются при напряжениях сдвига, меньших значения τ_m (граничное напряжение сдвига предельного разрушения структуры).



а - содержание асфальтенов, % вес.: 1 - 4,4; 2 - 7,3; 3 - 10,1;
 б - газосодержание м³/м³: 1 - 11,6; 2 - 7,9; 3 - 5,6; 4 - 0;
 в - температура, градусов Цельсия: 1 - 39; 2 - 50; 3 - 80

Рисунок 1 – Влияние различных факторов на μ_0 и μ_m аномальных нефтей

Наибольшие значения вязкости углеводородов с практически не разрушенной структурой определяются содержанием смол и асфальтенов, значениями температуры и давления, газосодержанием.

При наличии в нефти асфальтенов растет вязкость как с разрушенной, так и неразрушенной структурой (рисунок 1, а).

При проведении серии экспериментов по дегазированию нефти оказалось, что у нефтей с неразрушенной структурой наблюдается рост вязкости с увеличением количества растворенного газа. Наибольшее влияние на значение параметра вязкости оказывает азот, другие составляющие оказывают гораздо меньшее влияние.

Температура также оказывает сильное влияние на проявление аномальных свойств нефти. При росте температуры вязкость нефти как с неразрушенной, так и разрушенной структурой уменьшается (рисунок 1, в). Однако аномалии наблюдаются и при высоких температурах, как видно из рисунка (1), даже при 80 °С.

При рассмотрении отрезка, на котором проявляются аномалии жидкости, следует отметить, что рост газосодержания приводит к увеличению вязкости, а при больших значениях напряжения сдвига рост растворенных газов снижает вязкость потока. То есть значение вязкости нефти с неразрушенной структурой при растворении метана будет расти, а с разрушенной структурой будет снижаться.

Значение вязкости нефти с неразрушенной структурой связано с коэффициентом θ , так как эти параметры определяются в основном теми же факторами.

Уровень проявления аномалий вязкости можно выразить разностью значений вязкости разрушенной и неразрушенной структуры, либо отношением разности к вязкости разрушенной структуры. Так же оказалось, что разность вязкостей линейно зависит от коэффициента предельного динамического напряжения сдвига:

$$\frac{\mu_0 - \mu_m}{\mu_m} = 17,2 \cdot \theta^{0,53}. \quad (1)$$

Замеры данного параметра для углеводородов залежей Тарарии и Башкирии показали тесную связь, которая записывается следующим уравнением:

$$\tau_m = k \cdot \theta + q. \quad (2)$$

Для нефтей из залежей нижнего карбона Башкирии и Татарии $k=1,12$, $q = 0,0252$ дин/см².

Данное выражение позволяет рассчитать значение коэффициента сдвига, при котором происходит разрушение структуры потока и значение коэффициента вязкости остается постоянным.

Список использованных источников:

1. Девликамов, В. В. Аномальные нефти / В. В. Девликамов, З. А. Хабибуллин, М. М. Кабиров. – М.: НЕДРА, 1975. – 168 с.
2. Мирзаджанзаде, А. Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Ковалев, Ю. В. Зайцев - М: Недра, 1972 – 200 с.
3. Мирзаджанзаде, А. Х. Технологические особенности добычи неньютоновской нефти в Башкирии / А. Х. Мирзаджанзаде, М. Н. Галямов, Р. Г. Шагиев - Уфа: Башкирское книжное издательство, 1978 – 176 с .
4. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
5. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
6. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
7. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
8. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
9. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
10. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

11. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
12. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103.
13. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14.
14. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016.
15. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
16. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
17. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
18. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
19. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
20. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the

УДК 622

ЭМПИРИЧЕСКИЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ

А.В. Борисов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв-23-11)

Аннотация. Важным реологическим параметром углеводородов является параметр вязкости. Вязкость сильно влияет на процесс течения жидкости в пласте. От значения вязкости зависят многие показатели разработки, которые влияют на экономические показатели, такие как производительность скважины, время эксплуатации насыщенного углеводородами пласта, полнота его выработки и другие.

Ключевые слова: реология, коэффициент вязкости, структурированная нефть, пласт, нефтяная скважина.

UDC 622

EMPIRICAL FORMULAS FOR CALCULATING THE VISCOSITY OF ABNORMAL OILS

A.V. Borisov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group MGR12dv-23-11)*

Abstract. Viscosity is an important rheological parameter of hydrocarbons. Viscosity significantly influences fluid flow in the reservoir. Viscosity determines many development parameters that impact economic performance, such as well productivity, the lifespan of a hydrocarbon-saturated reservoir, and the completeness of its production.

Keywords: rheology, viscosity coefficient, structured oil, reservoir, oil well.

При решении задач по фильтрации жидкости с аномальными свойствами необходимо включать в расчет зависимость коэффициента вязкости от градиента давления или напряжения сдвига. Это представляется возможным при представлении результатов опытов в виде зависимостей.

Серии экспериментов продемонстрировали, что зависимость вязкости структурированной нефти от напряжения сдвига похожа на зигзагообразную кривую и имеет некоторые отличающиеся черты (рисунок 1):

1) параметр вязкости нефтей с аномальными свойствами при напряжениях сдвига больше значений τ_m (критического напряжения сдвига предельного разрушения структуры) уменьшается до минимального значения (μ_m);

2) значение вязкости неизменно и равно μ_0 (предельной вязкости практически не разрушенной структуры), если напряжение сдвига меньше τ_r (напряжение сдвига начала разрушения структуры);

3) рассматривая переход от μ_0 к τ_m , следует отметить его незначительный интервал по отношению к напряжению сдвига.

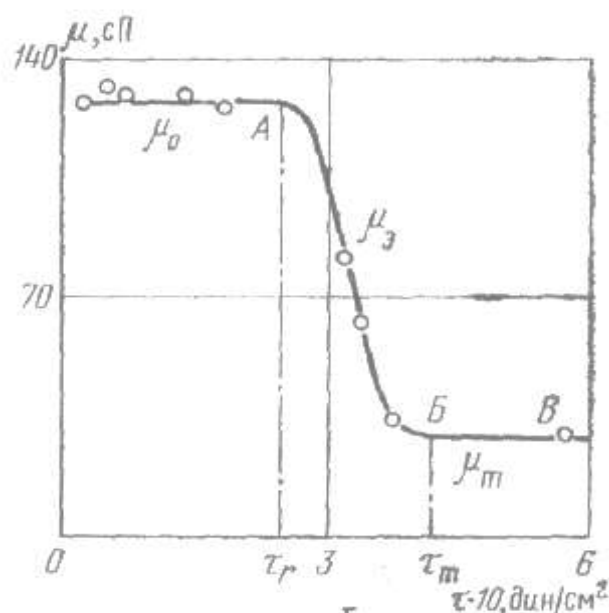


Рисунок 1 – График эффективной вязкости пластовой нефти

Предлагаются несколько формулировок, которые описывают изменения параметра вязкости или изменения текучести аномальных жидкостей в зависимости от напряжения градиента и сдвига:

$$\mu = \mu_m + \frac{\mu_0 - \mu_m}{1 - e^{B \cdot (\tau - \tau_n)}}, \quad (1)$$

$$\mu = \frac{\mu_0 + \mu_m}{2} + \frac{A - \sqrt{A^2 + (\mu_0 + \mu_m)^2 \cdot (\tau - \tau_n)^2}}{2 \cdot (\tau - \tau_n)}, \quad (2)$$

где τ_n - некоторая величина сдвига, которая соответствует начальному отрезку быстрого уменьшения значения функции $\mu(\tau)$, которое связано с периодом начала сильного разрушения структуры;

параметры A и B описывают с какой скоростью разрушаются структурные связи в системе.

Данные коэффициенты принимают различные значения, они зависят от состава углеводородов, температуры, количества растворенного газа.

Список использованных источников:

1. Девликамов, В. В. Аномальные нефти / В. В. Девликамов, З. А. Хабибуллин, М. М. Кабиров. – М.: НЕДРА, 1975. – 168 с.
2. Мирзаджанзаде, А. Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Ковалев, Ю. В. Зайцев - М: Недра, 1972 – 200 с.
3. Мирзаджанзаде, А. Х. Технологические особенности добычи неньютоновской нефти в Башкирии / А. Х. Мирзаджанзаде, М. Н. Галямов, Р. Г. Шагиев - Уфа: Башкирское книжное издательство, 1978 – 176 с .
4. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103.
5. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р.

Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14.

6. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016.

7. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

8. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

9. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

10. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

11. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

12. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

13. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

14. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

В.В. Буравова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Аннотация. Технологии ОРЭ предназначены для реализации многопластовой разработки через единый ствол скважины, что обеспечивает раздельное управление добычей и мониторинг дебита каждого пласта. Модификации данной технологии позволяют осуществлять одновременные операции по закачке жидкости в один пласт и подъему флюидов из другого. Это открывает для нефтедобывающих компаний путь к повышению нефтеотдачи и применению методов поддержания пластового давления без капитальных затрат на бурение дополнительных скважин.

Ключевые слова: конструкция, одновременно-раздельная эксплуатация, пласт, скважина

CRITERIA FOR SELECTING AN OBJECT FOR THE USE OF SIMULTANEOUS- SEPARATE EXPLOITATION OF SEAMS

V.V. Buravova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State**Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)*

Abstract. ORE technologies are designed for multi-zone development through a single wellbore, enabling separate production control and flow rate monitoring for each zone. Modifications of this technology allow for simultaneous fluid injection into one zone and fluid recovery from another. This opens the door for oil companies to enhance oil recovery and employ reservoir pressure maintenance methods without the capital expenditure of drilling additional wells.

Keywords: design, simultaneous-separate operation, formation, well

Технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) обеспечивает комплексный подход к разработке многопластовых месторождений, позволяя эффективно извлекать ресурсы из различных пластов с использованием единой системы скважин. Кроме того, ОРЭ выступает как инструмент управления процессом разработки, способствующий оптимизации затрат и рациональному использованию ресурсов.

Задачами одновременно-раздельной эксплуатации являются:

- Оптимизация работы пластов для увеличения добычи: основная задача – добиться максимальной производительности скважины путем более эффективного управления процессами в пластах.
- Обеспечение сбалансированной выработки и максимальной нефтеотдачи: необходимо гарантировать, чтобы все пласты, с которыми работает скважина, разрабатывались равномерно, и из них извлекалось максимально возможное количество нефти.
- Систематический контроль за ходом разработки: важно постоянно отслеживать и управлять процессом разработки всех объектов, которые обслуживаются данной скважиной.
- Повышение рентабельности за счет расширения охвата: задача заключается в том, чтобы сделать скважину более прибыльной, присоединив к ее работе другие перспективные объекты.
- Эффективное освоение малопродуктивных месторождений: необходимо обеспечить возможность разработки и эксплуатации месторождений с низкой продуктивностью путем их интеграции с более крупными и успешными активами.

Существует два основных типа схем одновременной раздельной разработки пластов, классифицируемых по их функциональности: одновременно-раздельная закачка вытесняющего агента в разные пласты одной скважины (ОРЗ) и одновременно-раздельная добыча запасов из разных пластов одной скважины (ОРД). Первый подход предусматривает нагнетание вытесняющего агента в пласты с различной проницаемостью при дифференцированном давлении закачки. Второй подход предполагает селективный отбор нефти путем создания депрессии, соответствующей продуктивности, проницаемости и пластовому давлению для каждого пласта.

Обоснованность перевода скважин на одновременный отбор нефти из нескольких горизонтов определяется технико-экономическими расчетами и зависит от выполнения следующих условий:

Требования к пластам и условиям разработки:

- Различные характеристики пластов: существенные отличия в давлении, пористости и проницаемости пород, а также в свойствах нефти между разными продуктивными горизонтами.
- Длительный срок эксплуатации: планирование разработки всех продуктивных горизонтов на протяжении продолжительного периода времени.
- Устойчивость пород: нефтесодержащие пласты должны быть сформированы из прочных, не склонных к разрушению пород.
- Изоляция пластов: расстояние между продуктивными пластами должно быть достаточным для создания надежного цементного кольца, предотвращающего переток жидкости между пластами даже при максимальных перепадах давления в течение всего срока службы скважины.
- Экономическая целесообразность: подключение малопродуктивного пласта к разрабатываемому горизонту должно быть экономически оправдано, то есть его эксплуатация должна быть эффективной даже при использовании одной скважины.

Основываясь на опыте эксплуатации, можно выделить следующие основные требования к оборудованию для ОРЭ:

- Надежное разделение и гибкость разработки: оборудование должно обеспечивать надежное разделение и возможность разработки продуктивных пластов в различных режимах эксплуатации, адаптируясь к изменяющимся условиям.
- Контроль за работой каждого пласта: возможность проведения замеров давления и дебита нефти по каждому пласту отдельно.
- Оптимизация добычи: обеспечение необходимого отбора жидкости на всех этапах разработки месторождения.
- Адаптация к изменениям в способе добычи: возможность переоборудования скважин для раздельной эксплуатации при переходе одного или обоих пластов с фонтанного способа добычи на механизированный.
- Простота конструкции и обслуживания: оборудование не должно усложнять конструкцию скважины и процесс проведения ремонтных работ.

Общие требования к скважине для установки:

- **Диаметр эксплуатационной колонны:** Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен быть не меньше 146 мм.
- **Количество вскрытых пластов:** В скважине должно быть как минимум два продуктивных пласта (или других целевых объектов), которые были вскрыты бурением.
- **Расстояние между пластами:** Минимальное расстояние по вертикали между этими двумя вскрытыми объектами должно составлять не менее трех метров.
- **Целостность и изоляция колонны:** Эксплуатационная колонна должна быть герметичной, и не должно быть утечек флюида между вскрытыми объектами через заколонное пространство.
- **Профиль скважины:** Кривизна ствола скважины не должна превышать 2 градуса на каждые 10 метров длины.

- **Отсутствие препятствий в колонне:** Внутри эксплуатационной колонны, в той части, куда будет спускаться подземное оборудование, не должно быть сужений, вызванных, например, остатками цемента или установленными пакерами.

Для одновременной добычи нефти из нескольких пластов с использованием одной скважины чаще всего применяются два типа оборудования: однолифтовые и двухлифтовые установки.

Однолифтовая установка представляет собой насос, разделенный на две секции. В боковой части насоса имеется дополнительный всасывающий клапан, а также пакер, который разделяет пласты. Процесс добычи начинается с нижнего пласта, когда плунжер движется вверх. Затем, при движении плунжера через боковой клапан, начинается забор продукции из верхнего пласта. Клапан закрывается, когда давление в верхнем пласте становится выше, чем в нижнем. При нормальной работе установки на динамограмме максимальная нагрузка фиксируется в начале цикла. По мере прохождения плунжера через боковой клапан и увеличения давления в верхнем пласте, нагрузка снижается.

Двухлифтовая установка имеет следующую конструкцию: она включает в себя устьевую арматуру с двумя стволами, пакеры, которые изолируют пласты друг от друга, а также два штанговых насоса с приводами. Эти насосы работают параллельно, будучи соединенными с двумя колоннами. Изначально такие установки оснащались обычными станками-качалками, но со временем появились и более современные варианты с цепными приводами.

В области ОРЭ активно исследуются две новые конструктивные схемы установок, нацеленные на обеспечение сепарации и раздельного подъема флюидов. Первая из них представляет собой установку с дифференциальным насосом. Ее компоновка включает два цилиндра с различными диаметрами и два синхронизированных плунжера. Нижний насосный механизм обеспечивает извлечение продукции из нижнего пласта через полые штанги, тогда как продукция верхнего пласта транспортируется по стандартной колонне НКТ.

Альтернативная новая схема – это однолифтовая система с сепарационным поршнем. Данная система включает сепарационный поршень с ограничителем, размещенный между главным и вспомогательным всасывающими клапанами. Поршень, достигнув верхнего предела хода, фиксируется на уровне вспомогательного всасывающего клапана. В этот момент нижняя камера заполняется флюидом из нижнего горизонта. После остановки поршня происходит приток флюида из верхнего горизонта. Далее поршень перемещается вниз, и полые штоки осуществляют вытеснение флюида из верхнего горизонта. Плунжер, упираясь в сепарационный поршень, вытесняет флюид из нижнего горизонта в колонну насосно-компрессорных труб.

Эксплуатация двух спаренных насосов создает трудности в независимой регуляции их дебитов. Поскольку соотношение подач остается постоянным при работе, единственным доступным параметром для изменения является общий дебит системы. Для преодоления данного ограничения в нижней части нижнего плунжера предусмотрено технологическое отверстие. При движении подвески штанг вниз, данное отверстие выходит из зоны герметизации нижнего цилиндра. Аналогичный принцип реализован в верхней части насоса посредством боковых отверстий в цилиндре.

Список использованных источников:

1. Технологии и техника эксплуатации нефтяных и газовых месторождений / Ю.А. Балакиров. – М: Недра, 1970. – 192 с.
2. Дияшев, Р. Н. Особенности разработки многопластовых объектов/Р. Н. Дияшев, А. И. Шавалиев и др. // Сер. «Нефтепромысловое дело». -М.:ВНИИОЭНГ, 1987. - Вып. 11 (140). - 63 с.

3. Заббаров Р.Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Дис., канд. техн. наук. Бугульма, 2009. – 130 с.
4. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / В.Н. Ивановский //Инженерная практика. – 2010. - № 1- С. 6 – 15.;
5. Максutow Р. А., Доброскок Б. Е., Зайцев Ю. В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. - М.: «Недра», 1974. - 232 с.
6. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти [Текст]: учеб. пособие для техникумов/ И.Т. Мищенко. - М.: Недра, 1989. -245 с.
7. Хузин, Р. И. Конструкции установок одновременно-раздельной эксплуатации пластов / Р. И. Хузин. - Текст: непосредственный // Молодой ученый. - 2021. - № 4 (346). - С. 50-51. - URL: <https://moluch.ru/archive/346/77984>.
8. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
9. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
10. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95. –
11. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
12. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
13. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
14. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
15. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
16. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh.

Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

17. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

УДК 622.276

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ КОМПОНОВКИ ЭЦН-ШГН

В.В. Буравова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Аннотация. Технология и комплекс оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) позволяет извлекать нефть одновременно из двух пластов с использованием одной колонны НКТ, при этом производить раздельный учет продукции каждого вовлеченного в эксплуатацию пласта. В данной работе представлен обзор конструкции электроцентробежного насоса с штанговым глубинным насосом, технология добычи нефти, а также анализ ее преимуществ и недостатков.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, технология, насос, пласт, установка, показатели

UDC 622.276

SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION: ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE ESP-SHGN CONFIGURATION

V.V. Buravova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

Abstract. The technology and equipment for simultaneous-separate production (SSE) enable the simultaneous extraction of oil from two formations using a single tubing string, while simultaneously accounting for the production of each formation involved. This paper presents an overview of the design of an electric submersible pump with a sucker rod pump, the oil production technology, and an analysis of its advantages and disadvantages.

Keywords: simultaneous-separate operation, technology, pump, reservoir, installation, indicators

На сегодняшний момент множество крупных нефтегазовых месторождений находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим ведется активное освоение новых, более сложных с геологической точки зрения, участков недр. При этом все чаще используются различные технологии, направленные на увеличение объемов извлекаемой нефти. Для того чтобы достичь проектных уровней добычи на месторождениях с несколькими продуктивными горизонтами, применяются различные методы перехода на возвратные объекты разработки.

На многих месторождениях наблюдается постоянное снижение объемов добычи нефти на основных объектах разработки, однако при этом доля остаточных запасов остается значительной. Таким образом, переход на возвратные объекты, которые зачастую имеют низкую продуктивность, представляется нецелесообразным и малоперспективным.

С экономической точки зрения оптимальным решением является вовлечение в разработку дополнительных горизонтов. Однако этот процесс часто затруднен из-за строгих нормативных требований, предъявляемых к многопластовым объектам. В сложившейся ситуации одним из эффективных решений становится разработка и внедрение систем

одновременно-раздельной эксплуатации, которые также применимы и на новых многопластовых месторождениях, подготавливаемых к вводу в эксплуатацию.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) внедряется для улучшения экономико-технических показателей разработки месторождения. Это достигается за счет объединения нескольких эксплуатационных объектов и применения специализированного оборудования. Такое оборудование дает возможность контролировать и регулировать процесс добычи ресурсов, при этом учет ведется отдельно для каждого объекта, а также для того, чтобы оптимизировать инфраструктуру и снизить экологическую нагрузку.

Технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) разработана для извлечения ресурсов из двух или более пластов через одну скважину. Технология ОРЭ призвана повысить эффективность добычи газа за счет увеличения его извлечения и объемов, продления рентабельности скважин и оптимального использования оборудования.

На основе результатов, полученных в ходе опытно-промышленных испытаний, необходимых для реализации методов увеличения нефтеотдачи (МУН), были определены требования к отбору скважин, которые считаются перспективными для применения данных технологий.

Геологические факторы:

- наличие барьера с низкой проницаемостью толщиной свыше 3 метров;
- полнота извлечения запасов;
- неоднородность характеристик пластов-коллекторов, исключая их совместную разработку как единого объекта.

Технические параметры:

- минимально допустимый номинальный диаметр обсадной колонны составляет 147 мм.
- в зоне, где будет устанавливаться оборудование, интенсивность искривления ствола скважины не должна превышать 2° на каждые 10 метров, чтобы обеспечить корректную работу и монтаж.
- необходимо гарантировать полную герметичность обсадной колонны.
- обеспечивается высокое качество сцепления цементного раствора, что гарантирует надежную изоляцию между различными пластами.

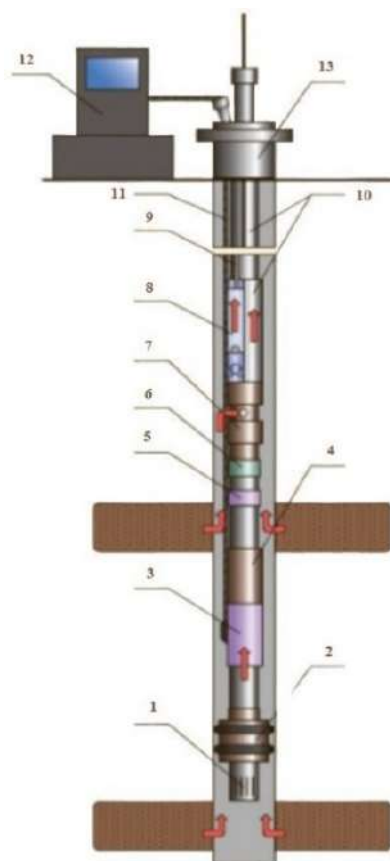


Рисунок 1 – Схема компоновки ОРЭ ЭЦН-ШГН (ЭЦН над пакером)

Предоставленная конструкция функционирует на основе двух распространенных типов насосов: погружного электроцентробежного (ЭЦН) и штангового глубинного (ШГН). Каждый насос обслуживает свой эксплуатационный горизонт: штанговый насос добывает флюид из верхнего пласта, а электроцентробежный – из нижнего. Полученная смесь из скважинного смесителя жидкости подается в общую колонну насосно-компрессорных труб, где происходит объединение продукции обоих пластов. Извлеченная на поверхность жидкость по отводящей линии направляется на групповую замерную установку.

К ряду достоинств можно отнести:

- Автономное использование каждого эксплуатационного объекта с индивидуально подобранной депрессией для достижения максимальной эффективности.
- Наблюдение и регулирование ключевых показателей работы каждого объекта, включая объем добываемой жидкости и нефти, возможность независимого взятия проб и мониторинг давления на забое скважины.
- Возможность осуществления технологических мероприятий с использованием лифтов НКТ и установок штанговых глубинных насосов (ШГН).
- Упрощенная замена ШГН без демонтажа всей системы оборудования.
- Благодаря стандартизации оборудования достигается снижение расходов и упрощается процесс его обслуживания.

Недостатки данной модели включают:

- Отсутствие возможности проведения технологических операций с нижним насосом.
- Нестабильная работа установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) при концентрации попутного газа более 25% на входе насоса.
- Для замеров объема добываемой жидкости и отбора проб с каждого объекта необходимо временно останавливать один из насосов.

Список использованных источников:

1. Ивановский В.Н. ОРЭ и «интеллектуализация» скважин»: вчера, завтра, сегодня. Инженерная практика. 2011.
2. Максutow Р. А., Доброскок Б. Е., Зайцев Ю. В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. -М.: «Недра», 1974.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М. Издательство РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина., 2003.
4. Федоренко Н.В., Кожин В.Н., Хамитов И.Г., Сагитов Д.К., Астахова А.Н. Выбор скважин-кандидатов для применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин // Нефтепромысловое дело, 2015.
5. Хузин, Р. И. Конструкции установок одновременно-раздельной эксплуатации пластов / Р. И. Хузин. - Текст : непосредственный // Молодой ученый. - 2021. - № 4 (346). - С. 50-51. - URL: <https://moluch.ru/archive/346/77984>
6. Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
7. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
8. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
9. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
10. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
11. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
12. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaliev, A. Minnivaliev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

УДК 622.276

РОЛЬ АВТОМАТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.И. Валиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы БМП-22-11)

П.А. Щепотьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы СГР-24-11)

П.К. Кирсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы СГР-24-11)

М.В. Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: В статье рассмотрена роль автоматизации в нефтегазовой промышленности. Описаны основные задачи автоматизированных систем, их применение на этапах добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Особое внимание уделено современным технологиям - цифровым двойникам, системам дистанционного управления и интеллектуальным платформам. Показаны преимущества внедрения автоматизации для повышения эффективности, безопасности и устойчивости производственных процессов.

Ключевые слова: Автоматизация, нефтегазовая промышленность, цифровизация, технологические процессы, безопасность, интеллектуальные системы управления.

UDC 622.276

THE ROLE OF AUTOMATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

I.I. Valiev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group BMP-22-11)*

P.A. Shchepotyeva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group SGR-24-11)*

P.K. Kirsanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group SGR-24-11)*

M. V. Selivanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
assistant professor)*

Abstract. The article examines the role of automation in the oil and gas industry. It outlines the main tasks of automated systems and their application at the stages of extraction, transportation, and processing of hydrocarbons. Special attention is given to modern technologies such as digital twins, remote control systems, and intelligent platforms. The advantages of automation for improving efficiency, safety, and sustainability of production processes are highlighted.

Keywords: Automation, oil and gas industry, digitalization, technological processes, safety, intelligent control systems.

Роль автоматизации в нефтегазовой промышленности

Современная нефтегазовая отрасль является одной из наиболее технологически сложных и капиталоемких сфер промышленности. Успешная разработка месторождений, транспортировка и переработка углеводородов невозможны без применения систем автоматизации. Автоматизация обеспечивает контроль, управление и оптимизацию производственных процессов, повышая их эффективность и безопасность.

Основные задачи автоматизации

В нефтегазовой промышленности автоматизация охватывает широкий спектр процессов. Прежде всего, это мониторинг технологических параметров - давления, температуры, расхода, уровня жидкости в резервуарах и трубопроводах. Автоматизированные системы позволяют оперативно реагировать на малейшие отклонения от нормы, предотвращая аварийные ситуации.

Важную роль играет регулирование режимов работы оборудования. Современные программно-аппаратные комплексы поддерживают оптимальные условия добычи и транспортировки нефти и газа, снижая вероятность простоев и продлевая срок службы

оборудования. Кроме того, автоматизация используется для учёта и анализа производственных данных, что облегчает принятие управленческих решений.

Внедрение современных технологий

На практике применяются различные системы автоматизации - от простейших контроллеров до интегрированных цифровых платформ. Например, на буровых установках датчики и исполнительные механизмы работают в единой сети, что обеспечивает непрерывное наблюдение за процессами бурения. В транспортировке нефти и газа автоматизация применяется для управления насосными станциями и компрессорным оборудованием. На нефтеперерабатывающих заводах она играет ключевую роль в соблюдении технологических режимов и повышении качества продукции.

Особое внимание уделяется системам дистанционного управления и диспетчеризации. Благодаря им оператор может контролировать объект, находящийся за сотни километров, что особенно актуально для удалённых месторождений. Современные решения также включают использование искусственного интеллекта и цифровых двойников, которые позволяют прогнозировать поведение системы и оптимизировать её работу в реальном времени.

Преимущества и перспективы

Главными преимуществами внедрения автоматизации являются снижение производственных рисков, повышение безопасности труда и сокращение эксплуатационных расходов. Автоматизированные системы позволяют минимизировать влияние человеческого фактора, что особенно важно в условиях работы с горючими и токсичными веществами.

В ближайшие годы можно ожидать ещё более активного внедрения интеллектуальных технологий в нефтегазовую отрасль. Развитие Интернета вещей (IoT), облачных платформ и систем больших данных даст возможность создавать полностью интегрированные производственные комплексы, где каждый элемент будет находиться под контролем.

Заключение

Автоматизация является неотъемлемой частью современного нефтегазового производства. Она обеспечивает стабильность технологических процессов, повышает экономическую эффективность и уровень безопасности. Будущее отрасли напрямую связано с цифровизацией и развитием интеллектуальных систем управления, способных сделать нефтегазовую промышленность более устойчивой и конкурентоспособной.

Список использованных источников:

1. Бондарев А.Г. Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 2019.
2. Семенов И.В., Кузнецов П.А. Цифровизация и автоматизация процессов добычи и переработки нефти и газа. - СПб.: Питер, 2020.
3. Широков Ю.Н. Системы управления и диспетчеризации в нефтегазовом комплексе. - Уфа: УГНТУ, 2021.
4. Kumar, S., & Patel, R. Automation in Oil & Gas Industry: Recent Advances and Future Trends. - Journal of Petroleum Science, 2022.
5. Гусев А.П. Интеллектуальные системы управления и цифровые двойники в нефтегазовой отрасли. - Казань: Фэн, 2023.

УДК 622.276.6

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИАКРИЛАМИДА В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТИ РАЗРЫВА ПРИ ГРП

Г.Ю. Валитова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв-23-11)

А.К. Мурадян

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. На сегодняшний день большинство операций ГРП проводятся с использованием жидкостей разрыва на водной основе. Среди них самые распространенные - это полимерные жидкости на основе гуаровой камеди. В результате, при переходе к низкопроницаемым коллекторам, особенно при проведении высокорасходного ГРП, все большее распространение стали получать технологические жидкости на основе синтетических полимеров, прежде всего ПАА, которые обладают рядом преимуществ, описанных в статье.

Ключевые слова: полиакриламид, жидкость разрыва, гидроразрыв, полимер, низкопроницаемый пласт.

UDC 622.276.6

EFFICIENCY OF USING POLYACRYLAMIDE AS A FRACTURING FLUID IN HYDRAULIC FRACTURING

G.Y. Valitova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group MGR12dv-23-11 group)*

A.K. Muradyan

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of group GR 21-11)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. To date, most hydraulic fracturing operations are carried out using water-based fracturing fluids. Among them, the most common are polymer liquids based on guar gum. As a result, during the transition to low-permeability reservoirs, especially during high-flow hydraulic fracturing, process fluids based on synthetic polymers, primarily PAA, which have a number of advantages described in the article, have become increasingly widespread.

Keywords: polyacrylamide, fracturing fluid, hydraulic fracturing, polymer, low-permeability reservoir.

На традиционных месторождениях РФ жидкости ГРП состояли из высоковязкого сшитого соединениями бора гуарового геля с минимальной вязкостью 300-400 мПа*с при скорости сдвига 100 с-1. Для закрепления созданной трещины применяли достаточно крупный керамический пропант (фракции 16/20, 16/30, 12/18 меш) с высокой концентрацией до 1200-1600 кг/м³ геля и суммарным объемом пропанта от 10 до 200-300 тонн. Работы проводились при средней объемной скорости закачки - 3,5-4 м³/мин на вертикальных или наклонных скважинах со средней проницаемостью до 1,5 мД. При переходе к многостадийному гидроразрыву горизонтальных скважин и скважин с менее проницаемой породой, стали применять пропант меньшего размера (20/40, 16/30 меш), при этом максимальная концентрация пропанта могла быть снижена до 800-1000 кг/м³.

В последнее время возросло количество скважин, нетрадиционные коллектора, часто это заглинизированные песчаники, с проницаемостью 0,11,0 мД. В результате стали применять жидкости разрыва на основе гуара, как сшитые, так и несшитые (т.н. «линейные») гели с меньшей вязкостью от 20-30 до 200-300 мПа*с при скорости сдвига 100 с-1.

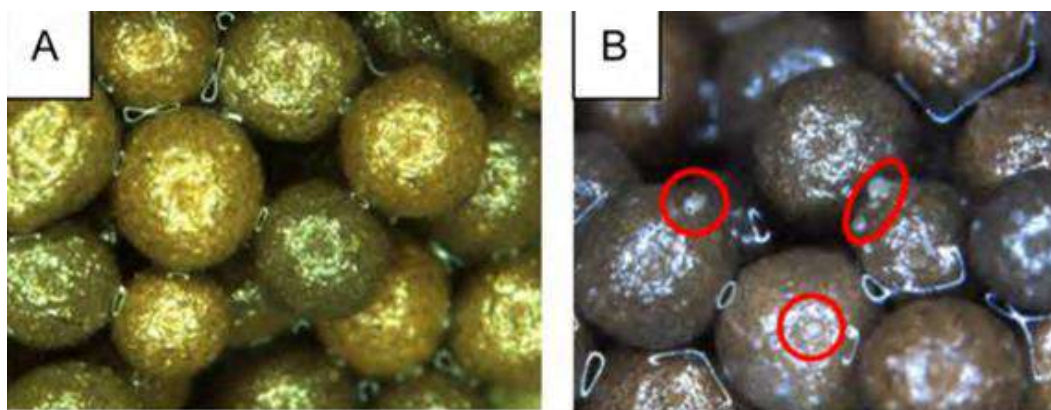
Основной причиной перехода к таким жидкостям стала производственная задача по увеличению длины создаваемой трещины ГРП, при этом снижение вязкости и, соответственно, загрузок реагентов приводило к более «чистой» пропантной упаковке. В некоторых случаях среднюю объемную скорость закачки увеличивали до 816 м³/мин. В результате, при переходе к низкопроницаемым коллекторам, особенно при проведении высокорасходного ГРП, все большее распространение стали получать технологические

жидкости на основе синтетических полимеров, прежде всего ПАА (в иностранной литературе может встречаться как частично гидролизированный полиакриламид НРАМ, высоковязкий понизитель трения HVFR).

Сополимер акриламида одновременно может выполнять несколько функций. Так, при низких концентрациях (до 0,1%) он снижает гидравлические потери давления на трение в трубах НКТ по сравнению с водой на 50-70 %, что позволяет закачивать жидкости ГРП с большим расходом. При высоких же концентрациях (до 0,3-0,4 %) выполняет роль песконесущей жидкости, т.е. способен транспортировать и удерживать в своем объеме пропант в достаточно высоких концентрациях.

Для приготовления жидкости ГРП на промысле используются ПАА в виде суспензии, эмульсии и сухих порошков. В любой коллоидной системе, будь то жидкость ГРП, раствор полимера, эмульсия, буровой или тампонажный раствор, одновременно существует как вязкость - внутренне трение слоев жидкости, так и упругость – упругая деформация коллоидных частиц при приложении нагрузки (движении). Доказано, что у растворов ПАА превалирует роль упругих свойств над вязкостными, что и позволяет значительно менее вязким жидкостям ГРП на ПАА обладать схожей с способностью удерживать и транспортировать пропант по сравнению со сшитыми высоковязкими гуаровыми гелями.

Значительное преимущество жидкостей ГРП на основе полиакриламида заключается также в меньшем загрязнении трещины ГРП и околотрещинной области пласта после деструкции (рисунок 1), что ведет к быстрому выходу скважины на режим.



а – полиакриламидом, б – гуаровой камеди

Рисунок 1 – Вид под микроскопом упаковки пропанта после теста с:

Преимущества применения полиакриламида:

- Повышенная несущая способность по сравнению с суспендированным гуаровым полимером;
- Улучшенная очистка пропантной упаковки и остаточная проводимость;
- Жидкость на основе реагента MEX-FRAC практически не содержит нерастворимого остатка и легко подвергается деструкции под действием окислительных брейкеров без риска кольтматирования пласта и пропантной пачки;
- Реагент MEX-FRAC предназначен не только для обеспечения вязкости при транспортировке пропанта, но также и для работы в качестве высокоэффективного понизителя трения при низких дозировках.
- **Совместимость с условиями пласта:** работает в широком диапазоне pH, температур и солености, улучшая нефтеотдачу в сложных геологических условиях (например, в карбонатных или трещиноватых пластах).

Недостатки применения полиакриламида:

- **Высокочувствительность:** При высоких температурах ($>100^{\circ}\text{C}$) или в присутствии кислорода/солей ПАА может гидротироваться, теряя вязкость и эффективность. Это приводит к потере 10-20% полимера в процессе.
- **Загрязнение пласта:** Остатки ПАА могут адсорбироваться на поверхности пор, снижая проницаемость и вызывая "скин-эффект" (повышение сопротивления потоку).
- **Токсичность и экологические риски:** Хотя ПАА биodeградируем, мономеры (акриламид) токсичны, что требует строгого контроля при утилизации отходов.
- **Ограничения в составе жидкости:** Не совместим с некоторыми добавками (например, сульфатами), что усложняет рецептуру.
- **Затраты на оптимизацию:** Требуется предварительное тестирование (лабораторные и полевые испытания), увеличивая стоимость на 5-10%.

Таким образом, в среднем, ГРП с ПАА повышает дебит на 20-40% (в зависимости от пластовых условий), КИН на 5-10%, а срок окупаемости - на 1-2 года. По расчётам [5], эффективность достигает 70-80% в оптимальных условиях (температура $80-100^{\circ}\text{C}$, солёность <100 г/л). В промысловых тестах на 50 скважинах Западной Сибири эффективность составила 65%, с ростом накопленной добычи на 10 млн т нефти за 5 лет. Однако при гидратации полимера эффективность падает до 40-50%. Экономически, применение окупается при цене нефти >40 USD/баррель, с затратами на ПАА 5-10% от общих расходов на ГРП.

Список использованных источников:

1. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785. – EDN TYKSIH.
2. Баловацкая А.А. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник науки и образования. 2019. №8-1 (62). URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 05.05.2021).
3. Васильев В.А., Верисокин А.Е. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №6. URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 05.05.2021).
4. Байков Н.М. Полимеры в нефтедобыче. М.: Нефть и газ, 2010.
5. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
6. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792.
7. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
8. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции

молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

9. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.

10. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

11. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783. –

12. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

УДК 622.276.054.23

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИН С ЭЦН

А.А. Васильев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студенты группы ГРС-21-11)*

Аннотация/ В статье анализируется влияние обводненности пласта на эффективность эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН). Рассмотрены негативные эффекты высокой обводненности, включая снижение дебита нефти, рост энергопотребления и сокращение межремонтного периода, подтвержденные обзором методов, количественным анализом и анализом реальных месторождений. Предложены стратегии минимизации рисков с использованием частотных преобразователей, цифровых двойников и профилактических мер для повышения энергоэффективности и устойчивости добычи. Перспективы исследований связаны с AI-моделями для предиктивной оптимизации.

Ключевые слова: обводненность пласта, цифровые двойники, дебит нефти, обводненность, энергопотребление, электроцентробежные насосы (ЭЦН), межремонтный период, частотные преобразователи.

UDC 622.276.054.23

ANALYSIS OF THE IMPACT OF RESERVOIR WATER CUT ON THE EFFICIENCY OF ESP WELL OPERATIONS

A.A. Vasilyev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, students of group GRsZ-21-11)*

Abstract. The article analyzes the impact of reservoir water cut on the efficiency of well operations equipped with electric submersible pumps (ESP). The negative effects of high-water cut

are examined, including a decrease in oil production rate, an increase in energy consumption, and a reduction in the mean time between repairs, substantiated by a review of exploitation methods, quantitative analysis, and case studies of real fields. Risk mitigation strategies are proposed, incorporating variable frequency drives, digital twins, and preventive measures to enhance energy efficiency and production sustainability. Future research directions are linked to AI models for predictive optimization.

Keywords: reservoir water cut, digital twins, oil production rate, water cut, energy consumption, electric submersible pumps (ESP), mean time between repairs, variable frequency drives.

Разработка нефтяных месторождений на поздних стадиях неизбежно сопровождается ростом обводненности продукции, что существенно осложняет эксплуатацию скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН). Обводненность, достигающая 80–95%, приводит к изменению свойств флюида, образованию эмульсий, газовыделению и кавитации, снижая эффективность оборудования и повышая эксплуатационные риски.

Методы эксплуатации скважин с ЭЦН при высокой обводненности

Эксплуатация скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), в условиях высокой обводненности требует применения специализированных методов для поддержания эффективности добычи и минимизации рисков. Обводненность продукции часто приводит к снижению дебита нефти, увеличению энергозатрат и преждевременному износу оборудования.

Согласно проведенному анализу, в условиях обводненности свыше 80–90% стандартные режимы работы ЭЦН становятся неэффективными, что требует адаптации технологий [7]. К примеру, на месторождениях с обводненностью до 95% на поздней стадии разработки наблюдается значительное снижение коэффициента извлечения нефти, что требует корректировки параметров насоса [1]. Кроме того, высокая обводненность часто сопровождается газовыделением, что усугубляет проблемы с кавитацией и снижает коэффициент полезного действия (КПД) насоса [4].

Один из ключевых методов – адаптация параметров спуска насоса, которая напрямую влияет на стабильность притока. Рекомендуется погружать ЭЦН под динамический уровень не менее чем на 350–400 м, чтобы минимизировать влияние газовых пробок и эмульсий, образующихся при высокой обводненности. Это позволяет стабилизировать приток жидкости и снизить вероятность кавитации [6]. В дополнение к этому, для скважин с высоким газовым фактором применяются газосепараторы и диспергаторы. Эти устройства, такие как центробежно-вихревые и центробежно-осевые ступени, обеспечивают эффективное отделение газа от жидкости, повышая КПД насоса до 15–20% даже при содержании свободного газа на входе до 70% и более [4]. На практике, как показывают исследования, такие сепараторы позволяют поддерживать непрерывный режим работы в скважинах, где обводненность превышает 90%, предотвращая переход к периодическому режиму работы [2]. К примеру, в работе по оптимизации на одном из месторождений Тимано-Печорской провинции использование газосепараторов в комплекте с ЭЦН меньшей мощности позволило вывести скважину из периодического режима, сохранив дебит на прежнем уровне при обводненности около 80% [2].

Другой подход – это использование комплексных технологий для профилактики осложнений, связанных с обводненностью, таких как образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и эмульсий. На практике применяют тепловые обработки скважин, что позволяет поддерживать проходимость насосно-компрессорных труб (НКТ) и снижать обводненность на 5–10% за счет улучшения фазового разделения [8]. В наклонных и искривленных скважинах, где обводненность усугубляет вибрацию и износ ротора, рекомендуется установка кабеля повышенного сечения

и частотных преобразователей для плавного регулирования оборотов, что продлевает межремонтный период на 20–30% [3, 5]. Кроме того, для скважин с боковыми стволами малого диаметра, часто встречающимися в высокообводненных зонах, используются специальные компактные ЭЦН с улучшенной гидравликой, адаптированные для работы в ограниченном пространстве и с высокой вязкостью эмульсий [8]. Например, на Первомайском месторождении применение ПАВ и обработок для профилактики АСПО в условиях обводненности свыше 70% увеличило межремонтный период на 25% [8].

При эксплуатации в условиях обводненности также важна оптимизация режима работы, включая переход на периодический отбор для накопления жидкости выше приема ЭЦН. Данный метод позволяет уменьшить обводненность добываемой жидкости по сравнению с пластовым флюидом, особенно в скважинах с низким дебитом [2]. Патентные решения подчеркивают, что в скважине выше приема ЭЦН скапливается жидкость, и периодический режим работы помогает снизить нагрузку на насос [1]. Например, на Бобровском месторождении анализ 35 скважин показал, что 20% из них работают вне оптимального режима из-за обводненности, и переход к периодическому отбору с регулировкой частоты позволил оптимизировать подачу, повысив коэффициент извлечения [5].

Также современные методы включают интеграцию эжекторов в компоновку ЭЦН для дегазации и снижения обводненности. Эжектор, размещаемый выше насоса, использует энергию потока для эжектирования газа и жидкости, что позволяет увеличить дебит нефти на 10–20% в скважинах с газовым фактором выше 100 м³/т [4]. Исследования показывают, что такая компоновка особенно эффективна в наклонно-направленных скважинах, где традиционные ЭЦН быстро выходят из строя из-за эмульсий [5].

Анализ влияния обводненности на режимы работы ЭЦН

Высокая обводненность продукции скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, существенно сказывается на гидродинамических и энергетических параметрах эксплуатации, приводя к снижению эффективности и росту эксплуатационных рисков. Обводненность, как правило, возрастает на поздних стадиях разработки месторождений, достигая 80–95%, что вызывает изменение свойств флюида – увеличение вязкости, образование эмульсий и газовыделение. Это приводит к отклонению от оптимальных режимов работы ЭЦН, где номинальный дебит снижается на 20–40%, а энергопотребление растет на 15–30% из-за повышенной нагрузки на насос [7].

Анализ показывает, что при обводненности выше 70% коэффициент подачи насоса часто выходит за пределы 0,75–1,25, что указывает на неэффективную эксплуатацию и необходимость корректировки [1]. Такие изменения подчеркивают важность количественной оценки влияния обводненности на режимы работы ЭЦН для последующего выбора стратегий оптимизации.

Влияние обводненности на дебит скважин проявляется через снижение продуктивности и рост гидравлических потерь. При увеличении доли воды в флюиде плотность смеси растет, что требует большего напора от ЭЦН, но одновременно снижает КПД из-за кавитации и газовых пробок. Согласно исследованию, на месторождениях с обводненностью 90% дебит нефти может падать на 30–50% по сравнению с начальными стадиями, как видно из анализа низкодебитных скважин, где средний дебит жидкости составляет 5–15 м³/сут при обводненности 90–95% [1]. Например, при обводненности 90% дебит нефти Унвинского месторождения снижается до 0,4–0,6 т/сут, в то время как дебит жидкости остается на уровне 14–15 м³/сут, что приводит к неоптимальной загрузке насоса и частым простоям [1]. Данное влияние усугубляется в условиях неоднородных пластов.

Энергопотребление ЭЦН при высокой обводненности возрастает из-за необходимости преодолевать повышенное сопротивление потока и компенсировать снижение КПД. Исследования демонстрируют, что при обводненности свыше 80% удельное энергопотребление на тонну добытой нефти может увеличиваться в 1,5–2 раза, достигая 5–7

кВт·ч/т, по сравнению с 3–4 кВт·ч/т на ранних стадиях [3]. Это связано с ростом потерь мощности в системе "пласт–скважина–насос".

Надежность и межремонтный период (МРП) ЭЦН снижаются при обводненности из-за ускоренного износа компонентов – ротора, подшипников и уплотнений – под влиянием эмульсий и коррозии. При обводненности >70% МРП может сокращаться на 20–40%, с преобладанием отказов по причине АСПО и газовых блокировок [8]. Например, на Бобровском месторождении из 35 скважин 20% работают вне оптимальной зоны из-за обводненности, с коэффициентом подачи <0,75 или >1,25, что приводит к вибрации и перегреву двигателя [5]. Это влияние на режимы работы подчеркивает необходимость интеграции мониторинга, где телеметрия позволяет отслеживать динамику давления и дебита в реальном времени [6].

Опыт применения технологий оптимизации ЭЦН на отечественных месторождениях

Для иллюстрации влияния обводненности на эффективность работы скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), рассмотрим оптимизации ЭЦН на основе реальных объектов: одного из нефтяных месторождений Томской области, Бобровского (Оренбургская область) и Ванкорского месторождения [7].

Данные примеры демонстрируют риски, связанные с высокой обводненностью, включая снижение дебита нефти, рост энергозатрат, преждевременные отказы оборудования и отклонения от оптимальных режимов работы. Анализ включает расчеты коэффициентов подачи насоса (K_n), которые определяются как отношение фактического дебита жидкости к номинальной производительности ЭЦН ($K_n = Q_{\text{факт}}/Q_{\text{ном}}$). Оптимальный диапазон K_n составляет 0,75–1,25; выход за эти пределы указывает на риски неэффективной эксплуатации, такие как кавитация, перегрев или низкая загрузка насоса [5, 6].

На Бобровском месторождении (пласт А4) анализ фонда из 35 скважин показал, что обводненность продукции достигает 70–90%, что приводит к значительным рискам. Распределение скважин по K_n выявило, что 20% (7 скважин) работают вне оптимальной зоны: 4 скважины с $K_n < 0,75$ (низкая загрузка, риск газовых пробок и эмульсий) и 3 с $K_n > 1,25$ (перегрузка, ускоренный износ). Для примера, возьмем скважину №1 с дебитом жидкости 8,1 м³/сут при номинальной производительности ЭЦН 10 м³/сут и обводненности 85%: $K_n = 8,1/10 = 0,81$ (на границе оптимальной зоны). При такой обводненности риск кавитации возрастает на 25–30%, что приводит к росту энергопотребления на 15% из-за нестабильного притока [5]. Аналогично, для скважины №2 с дебитом 14 м³/сут и обводненностью 90% $K_n = 14/10 = 1,4$, что вызывает вибрацию ротора и отказы по АСПО, увеличивая простои на 20%. Общий риск для фонда – потеря 10–15% добычи нефти ежегодно без оптимизации, как показано в распределении (рис. 1), где 28 скважин имеют K_n в пределах нормы, но с тенденцией к ухудшению при росте обводненности [5].

На одном из нефтяных месторождений Томской области обводненность пласта варьируется от 80% до 95%, что усугубляется низкими дебитами (5–15 м³/сут жидкости). Анализ 20 скважин показал средний $K_n = 0,7–0,9$, указывающий на недозагрузку ЭЦН и риски газовыделения. Для скважины № 1910 с дебитом жидкости 14,98 м³/сут, номинальной производительностью 15 м³/сут и обводненностью 90%: $K_n = 14,98/15 \approx 1,0$ (оптимально, но на границе). Однако при росте обводненности до 95% дебит нефти падает до 0,75 т/сут, риск отложений АСПО возрастает, приводя к отказам в 30% случаев. Расчет для скважины №2194: дебит 14,51 м³/сут, $K_n = 14,51/15 \approx 0,97$, но энергопотребление растет на 20% из-за эмульсий [6]. Риски включают переход к периодическому режиму в 15% скважин, с потерей эффективности до 25%, и необходимость замены ЭЦН на модели меньшей мощности для минимизации простоев.

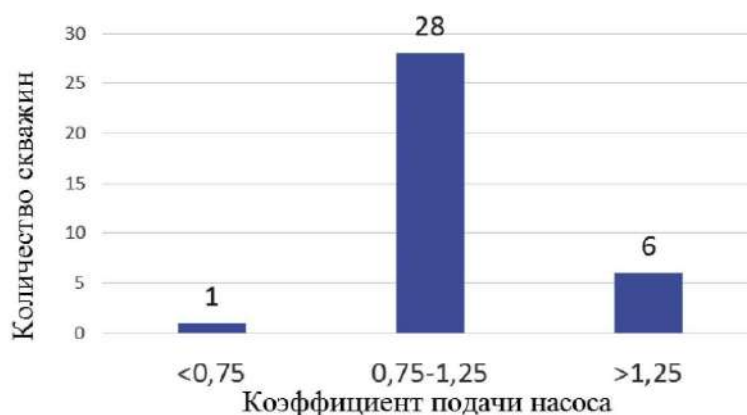


Рисунок 1 – Распределение скважин по коэффициенту подачи насоса

Ванкорское месторождение характеризуется обводненностью 75–90% на поздних стадиях, с фондом скважин, где средний дебит жидкости 10–20 м³/сут. Анализ 15 скважин выявил, что в 25% случаев $K_n < 0,75$, что связано с газовым фактором и обводненностью, приводящим к кавитации и снижению КПД насоса на 20–30% [7]. Для примера, скважина с дебитом 12 м³/сут при номинальной 15 м³/сут и обводненности 85%: $K_n = 12/15 = 0,8$. Риск перегрева двигателя возрастает, а энергозатраты увеличиваются на 18%. В другом случае, при обводненности 90% $K_n = 1,3$, что вызывает вибрацию и отказы по коррозии, с общими потерями добычи 10–12%. Эти риски подтверждаются динамикой отказов, где 35% связаны с обводненностью [7].

Так, анализ показывает, что при обводненности >80% риски включают снижение дебита нефти на 20–40%, рост энергозатрат на 15–25% и сокращение МРП на 20–30%. Расчеты K_n подчеркивают необходимость мониторинга: средний K_n по объектам 0,8–1,1, но отклонения приводят к экономическим потерям до 15% от добычи.

Разработка стратегий минимизации рисков

На основе анализа влияния обводненности и анализа реальных объектов разработаны стратегии минимизации рисков для скважин с электроцентробежными насосами, фокусирующиеся на практических мерах: внедрении частотных преобразователей (ЧП), цифровизации и адаптивном управлении режимами работы. Эти стратегии направлены на поддержание оптимального коэффициента подачи (K_n в диапазоне 0,75–1,25), снижение энергозатрат на 15–25% и продление межремонтного периода (МРП) на 20–30% в условиях обводненности >80% [3, 4, 6]. Подход включает интеграцию оборудования, мониторинга и моделирования, подтвержденную практикой на зрелых месторождениях.

Одна из ключевых мер является применение частотных преобразователей для динамической регулировки оборотов ЭЦН, что позволяет адаптировать производительность к изменяющемуся притоку флюида при росте обводненности. ЧП обеспечивают плавный пуск и контроль частоты (от 30 до 60 Гц), минимизируя вибрацию и перегрев двигателя, что особенно актуально при обводненности 85–90%, когда кавитация приводит к потерям КПД до 20–30% [4]. Расчетная формула для определения оптимальной частоты:

$$f_{\text{опт}} = f_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{Q_{\text{тек}}}{Q_{\text{ном}}} \right)^{\frac{1}{3}},$$

где $f_{\text{опт}}$ – номинальная частота (50 Гц), $Q_{\text{тек}}$ – текущий дебит, $Q_{\text{ном}}$ – номинальный [4].

Например, на скважинах с $K_n < 0,75$ снижение частоты на 10–15% стабилизирует приток, снижая энергопотребление на 15% и риски отказов по АСПО [5]. В комбинации с устьевыми штуцерами эта мера позволяет переходить к периодическому режиму,

накапливая пластовый флюид выше приема насоса и снижая обводненность добычи на 5–10% [4, 6].

Цифровизация с использованием цифровых двойников (ЦД) представляет собой продвинутую стратегию для прогнозирования и минимизации рисков, интегрируя модели "пласт–скважина–насос" с данными телеметрии. ЦД моделируют сценарии обводненности, рассчитывая потери мощности (до 35% от общей) и рекомендуя корректировки в реальном времени, что повышает энергоэффективность на 20–30% [3]. Алгоритм адаптации включает сбор данных от датчиков (давление, дебит, температура) и оптимизацию по критерию энергозатрат и дебита нефти. На одном из нефтяных месторождений Томской области применение ЦД позволило оптимизировать спуск ЭЦН (глубина >350 м под динамический уровень) и замену на модели меньшей мощности, сократив простои на 25% при обводненности 90% [6]. Аналогично, в условиях газовыделения (сопутствующего обводненности) интеграция газосепараторов с ЦД повышает КПД на 15–20%, предотвращая газовые блокировки [3, 4].

Дополнительные практические меры включают профилактику осложнений: обработку ПАВ для снижения эмульсий и АСПО, что продлевает МРП на 20–25% [8], и гибридные системы (ЭЦН + газлифт) для разгрузки насоса от воды в высокообводненных зонах [3]. Для наклонных скважин рекомендуется кабель повышенного сечения и эжекторы для дегазации, увеличивающие дебит нефти на 10–15% [4, 6]. Экономическая оценка: внедрение ЧП и ЦД окупается за 6–12 месяцев за счет снижения удельных затрат на 1–2 кВт·ч/т нефти [3].

Стратегия сочетает в себе аппаратные (ЧП, сепараторы) и цифровые (ЦД) меры, адаптированные к обводненности, что минимизирует риски на 25–40% и поддерживает добычу на уровне 80–90% от потенциала.

Выводы и рекомендации

Анализ влияния высокой обводненности пласта на эксплуатацию скважин с электроцентробежными насосами (ЭЦН) выявил существенные негативные эффекты: снижение дебита нефти, рост энергопотребления и сокращение межремонтного периода, обусловленные кавитацией, эмульсиями и газовыделением. Эти выводы подтверждены обзором методов эксплуатации, количественным анализом гидродинамических и энергетических параметров. На месторождениях поздней стадии разработки с высокой обводненностью дебит нефти заметно снижается, а удельное энергопотребление существенно возрастает.

Стратегии минимизации рисков включают применение частотных преобразователей для динамической регулировки оборотов, цифровых двойников для прогнозирования сценариев и профилактики осложнений (поверхностно-активные вещества, газосепараторы), что повышает энергоэффективность и продлевает межремонтный период, обеспечивая быструю окупаемость. В условиях ультравысокой обводненности ЭЦН демонстрируют эффективность после гидроразрыва пласта, с интеграцией методов машинного обучения для предиктивной аналитики.

Комплексный подход, объединяющий телеметрический мониторинг, адаптивное управление и гибридные системы (ЭЦН с газлифтом), обеспечивает устойчивую нефтедобычу. Перспективы исследований связаны с AI-моделями и программным обеспечением для оптимизации, минимизируя риски и поддерживая добычу на высоком уровне от потенциала, что способствует экономической и экологической эффективности отрасли (таб. 1).

Таблица 1 – Ожидаемый эффект в зависимости от вида оптимизации работы скважин с ЭЦН

Параметр	Влияние обводненности (>80%)	Стратегии минимизации	Эффект
Дебит нефти	Снижение на 20–40% (до 30–50% при 95%)	Частотные преобразователи, газосепараторы, эжекторы	Повышение на 10–20%

Параметр	Влияние обводненности (>80%)	Стратегии минимизации	Эффект
Энергопотребление	Рост на 15–30% (удельное – в 1,5–2 раза)	Цифровые двойники, оптимизация спуска ЭЦН	Снижение на 15–30% (удельное – на 1–2 кВт·ч/т)
Межремонтный период (МРП)	Сокращение на 20–30%	Профилактика АСПО/эмульсий (ПАВ), гибридные системы	Продление на 20–30% (>400 суток)
Коэффициент извлечения	Снижение на 25–35% без корректировки	Периодический режим, машинное обучение	Повышение на 15–25%

Список использованных источников:

1. Лекомцев А.В. и др. К вопросу оптимизации технологических режимов работы низкодебитных добывающих скважин Унвинского нефтяного месторождения // Недропользование. – 2020. – № 5. – 4 с.
2. Шаблий И.И. Оптимизация работы скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, на одном из нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Науки о земле. – 2024. – С. 208–218.
3. Архипов Д. С. и др. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 1. – С. 42–50.
4. Корабельников М. И. Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 29–33.
5. Грибенников О. А. и др. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – С. 144–148.
6. Басенко Д. В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на П нефтяном месторождении (Томская область): бакалаврская работа. – Томск: ТПУ, 2017. – 86 с.
7. Трушин Р. И. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на скважинах Ванкорского месторождения: бакалаврская работа. – Красноярск: СФУ, 2016. – 70 с.
8. Черно книжный Д. В., Савенок О. В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Науки о земле. – 2018. – С. 124–149.
9. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
10. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
11. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
12. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в

нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

13. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

14. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

УДК 622

ТЕРМОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

М.М. Велиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

В.В. Мухаметшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Д.В. Приданников

(НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро, зам. начальника отдела)

Аннотация. В докладе изложены этапы реализации технологий по обработке призабойных зон скважин месторождения «Белый Тигр». Рассмотрены объекты разработки месторождения «Белый Тигр» - нефтяные пластовые залежи в терригенных отложениях нижнего миоцена, нижнего олигоцена и трещиноватого фундамента. Сделаны общие выводы об условиях, целесообразности, масштабах и технологиях искусственного воздействия на продуктивные объекты месторождения «Белый Тигр»

Ключевые слова: фонд скважин, призабойная зона, термохимическое воздействие, температура пласта, технологические решения, этапы реализации, продуктивные объекты, морская среда, технологическая эффект.

UDC 622

THERMOCHEMICAL EFFECT ON THE BOTTOM-HOLE ZONE OF THE WELLS OF THE BELY TIGR DEPOSIT

M.M. Veliyev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

V.V. Mukhametshin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

D.V. Pridannikov

(NIPImorneftegaz JV "Vietsovpetro, Deputy head of department)

Abstract. The report outlines the stages of the implementation of technologies for processing bottom-hole zones of wells in the White Tiger field. The objects of development of the White Tiger field are considered - oil reservoir deposits in terrigenous deposits of the Lower Miocene, Lower Oligocene and fractured basement. General conclusions are drawn about the conditions, expediency, scale and technologies of artificial impact on productive facilities of the White Tiger deposit

Keywords: well stock, bottom-hole zone, thermochemical effect, reservoir temperature, technological solutions, stages of implementation, productive facilities, marine environment, technological effect.

Наряду с систематической работой над фондом действующих и простаивающих скважин, сгущением сетки добывающих скважин, немаловажное значение приобретают

вопросы, связанные с дальнейшим наращиванием ресурсов нефти в пределах месторождения «Белый Тигр». Известно, что в районах с длительно эксплуатирующимися нефтегазовыми месторождениями, характеризующимися систематическим падением уровня добычи нефти, выявление даже небольших по объемам скоплений углеводородов имеет немаловажное значение в связи с геолого-экономической рентабельностью их освоения [3].

На основе подобранных технологий после дополнительного технико-экономического анализа принимается решение о начале опытных работ или (при низкой степени соответствия выбранных технологий условиям) дополнительных (теоретических и промысловых) исследований с целью создания новых более эффективных технологий для условий месторождения «Белый Тигр».

В нефтепромысловой практике существует множество технологических решений, касающихся обработки призабойной зоны пласта, но, как показывает опыт, они не всегда отвечают геолого-промысловым условиям и требованиям конкретного месторождения и имеют ограниченную область эффективного применения. Примером могут служить шельфовое месторождение «Белый Тигр» (Вьетнам), разрабатываемое в условиях температур пласта, значительно превышающих 100°C, и имеющее залежи нефти в кристаллических породах фундамента (гранитах и гранодиоритах) со сложной системой трещиноватости коллектора [2, 7].

Особенность заключается в том, что разнообразный минеральный состав пород кристаллического фундамента в термальных условиях взаимодействия с реагентами композиций, применяемых при обработках призабойных зон, способствует образованию гелеподобных веществ, ухудшающих фильтрационные свойства пласта и стимулирующих осадкообразование в скважинах и оборудовании. Например, на крупнейшем нефтяном месторождении шельфа Вьетнама «Белый Тигр» традиционные солянокислотные обработки скважин фундамента приводят к образованию циолитовых осадков. Возникают и другие виды осложнений, связанные с закачкой морской воды, с сероводородным заражением, парафинообразованием и др. [1, 8, 6, 9].

Предусматривается несколько этапов реализации технологий по обработке призабойных зон скважин месторождения «Белый Тигр».

1 Подбор аналогов технологий с учетом конкретных условий объекта на основе баз данных и экспертных оценок. Для этого используется критериальный принцип, изложенный в работе [5]. Технологии подбираются с учетом не только особенностей месторождения, но и наличия реагентной базы и технических средств.

2 Отработка технологии в лабораторных условиях с имитацией условий возможных осложнений. Уточняется рецептура композиционных систем с учетом потерь реагентов на сорбцию, химическую несовместимость с попутно добываемыми водами, оценивается термостойкость.

3 Апробация технологии в промысловых условиях и ее опытно-промышленное применение, поэтому особое внимание уделялось вопросу оценки эффективности. За критерий эффективности технологии принимался прирост дополнительной добычи нефти (технологический эффект) с учетом затрат на ее реализацию со стоимостью химических реагентов в соответствии с текущими мировыми ценами на нефть.

Объекты разработки месторождения «Белый Тигр» - нефтяные пластовые залежи в терригенных отложениях нижнего миоцена и нижнего олигоцена, а также массивная залежь в трещиноватых гранитоидах фундамента - резко различаются по геологическому строению и условиям разработки, включая применяемые методы увеличения нефтеотдачи.

Можно сделать следующие общие выводы об условиях, целесообразности, масштабах и технологиях искусственного воздействия на продуктивные объекты месторождения «Белый Тигр» [4].

1 Относительно высокие затраты на подготовку запасов и обустройство морского месторождения, ограниченные сроки службы нефтепромыслового оборудования и

трубопроводов в морской среде экономически оправдывают широкие масштабы применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

2 Все залежи на месторождении «Белый Тигр» разрабатываются с заводнением. Однако этот метод воздействия различается по целям для разных залежей. По залежам миоцена и олигоцена, где установлена их гидродинамическая связь с законтурной областью и отмечается активность контурных вод, заводнение выступает главным образом как метод интенсификации, обеспечивая поддержание пластового давления и относительно высокие темпы разработки в условиях низкопродуктивного коллектора.

3 Для фундамента с учетом его фильтрационно-емкостные свойства, трещинно-кавернозного типа коллектора, массивного строения и большой высоты залежи (более 1,5 км) в условиях подошвенного заводнения определяющими направлениями увеличения нефтеотдачи должны стать регулирование подъема искусственного водонефтяного контакта с целью достижения максимального охвата заводнением продуктивного объекта.

4 По объектам миоцена и олигоцена, разрабатываемым с заводнением по площадной семиточечной схеме, применение гидродинамических МУН представляется наиболее перспективным, на начальных стадиях заводнения.

Поскольку в условиях рассматриваемых залежей заводнение выступает в основном как метод интенсификации разработки, очень важно провести дополнительные мероприятия с целью придания ему функций метода увеличения нефтеотдачи. Один из таких методов является термогазохимического воздействия на пласт. Однако имеющиеся разработки не позволяют напрямую применять термогазохимическую технологию в конкретных условиях месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро». Требуется разработка методик, обоснования применения имеющихся теплогенераторов с учетом тепловых потерь в скважинах с обычными и теплоизолированными насосно-компрессорными трубами, методик расчета основных периодов циклического воздействия (интервала закачки теплоносителя, времени паротепловой пропитки, активного периода добычи разогретой нефти). И, наконец, для экономической оценки результатов применения технологии необходимо разработать методики прогнозирования интенсификации добычи и расчета технологического эффекта.

Опыт внедрения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от правильного выбора объекта воздействия, т.е. учета конкретных геолого-физических и экономических аспектов внедрения метода. В связи с этим большое значение приобретает знание основных факторов, определяющих область эффективного применения той или иной технологии.

Список использованных источников:

1. Велиев, М.М., Бондаренко, В.А., Зунг Л.В. и др. Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро» [Текст] / М.М. Велиев, В.А. Бондаренко, Л.В. Зунг Л.В. и др. // Санкт-Петербург: Недра. – 2019. – 512 с.

2. Велиев М.М., Мухаметшин В.В., Приданников Д.В. и др. Некоторые аспекты применения термохимического метода обработки призабойных зон скважин месторождения «Белый Тигр» / М.М. Велиев, В.В. Мухаметшин, Д.В. Приданников // SOCAR Proceedings. - Baku, 2023 № 3, С. 93-101.

3. Велиев М.М., Приданников Д.В. К вопросу применения термохимического воздействия на призабойную зону скважин месторождения «Белый Тигр» / М.М. Велиев, Д.В. Приданников // Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче: сб. тезисов Международной научно-практической конференции для студентов, молодых ученых, преподавателей, аспирантов и специалистов нефтегазовой отрасли, посвященный памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде / редкол.: Р.Н. Бахтизин, А.М. Шаммазов и др.; под общ. ред. проф. Бахтизина Р.Н. - Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. С. 143-144.

4. Донг Ч.Л., Белянин Г.Н., Мартынцев О.Ф., Туан Ф.А. Перспективы и основные направления работ по повышению нефтеотдачи на месторождении «Белый Тигр» / Ч.Л.

Донг, Г.Н. Белянин, О.Ф. Мартынцив, Ф.А. Туан // М.: Нефтяное хозяйство. - 1996. - № 8. - Стр. 66-68.

5. Жданов С.А., Малютина Г.С. Информационно-системный подход к выбору технологий увеличения нефтеотдачи и стратегий их реализации / С.А. Жданов, Г.С. Малютина // Нефтяное хозяйство. - 1993. № 3. - Стр. 59-62.

6. Мирзаджанзаде А.Х. Принятие решений в нефтедобыче / А.Х. Мирзаджанзаде // М.: Изд-во ЦП НТО НГП, 1987. - 47 с.

7. Шан Н.Т., Маслянец Ю.В., Кащавцев В.Е. и др. Системный подход к интенсификации добычи нефти в условиях моря / Н.Т. Шан, Ю.В. Маслянец, В.Е. Кащавцев // М.: Нефтяное хозяйство. - 1995. - № 12. - Стр. 19-22.

8. Ты Тхань Нгия, Велиев М.М., Ле Вьет Хай, Иванов А.Н. Разработка шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» [Текст] / // СПб.: Т.Т. Нгия, М.М. Велиев, Л.В. Хай // Санкт-Петербург. - Недра, 2017. – 386с.

9. Шахвердиев А.Х. Концептуальная модель системного подхода при разработке нефтяного месторождения / А.Х. Шахвердиев // Тр. ин-та ВНИИ. - 1990. - Вып. 7. - Стр. 150-155.

УДК 622.276.66

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ИМИЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.М. Велиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

С.А. Шайбулатов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГРсз21-14)

Аннотация. Технология гидравлического разрыва пласта – это один из методов стимуляции скважины (интенсификации притока), заключающийся в закачке под высоким давлением «жидкости гидроразрыва», в основном состоящую из воды, песка или других проппантов, загустителей в ствол скважины, создании проводимых трещин, через которые может продвигаться флюид. Данная технология является наиболее подходящей для скважин с маленькой и умеренной проницаемостью, которые являются экономически невыгодными, но также она может использоваться для пластов с большими показателями проницаемости, если это является экономически обоснованным решением. Помимо увеличения дебита флюида данная технология позволяет увеличить нефтеотдачу, так как образуемые трещины способны уйти глубоко в пласт и затронуть целиковые зоны, не охваченные другими методами разработки.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нефть, месторождение, добыча, дебит, скважина, проппант.

UDC 622.276.66

JUSTIFICATION OF THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING AT THE IMILORSKOE FIELD

M.M. Veliev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)

S.A. Shaibulatov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-14)

Abstract Hydraulic fracturing is a well stimulation method (intensification of well flow) that involves pumping a «fracturing fluid» – primarily consisting of water, sand, or other proppants and viscosifiers – into the wellbore under high pressure, creating fractures through which the fluid can flow. This technology is most suitable for wells with low and moderate permeability, which are economically unviable, but it can also be used in formations with higher permeability values if this

is an economically feasible solution. In addition to increasing fluid flow rate, this technology can enhance oil recovery, as the fractures created can extend deep into the formation and reach intact zones not reached by other development methods.

Key words: hydraulic fracturing, oil, field, production, flow rate, well, proppant

Гидравлический разрыв пласта в нефтедобывающем секторе является одной из наиболее эффективных технологий, направленных на интенсификацию работы ПЗП. Применение данного метода способствует увеличению продуктивности как нефтяных, так и газовых МР, повышению приемистости нагнетательных скважин. Кроме того, он используется при мероприятиях по предотвращению проникновения грунтовых вод в продуктивные горизонты.

Суть ГРП заключается в формировании новых или расширении существующих трещин в породе вокруг ствола за счет подачи жидкости под контролируемым давлением. Изменяя параметры давления и объема рабочей жидкости, удается управлять процессом развития трещин.

Такая обработка позволяет получить доступ к запасам углеводородов, расположенным на значительном удалении от основной оси скважины.

Метод ГРП не является универсальным, и необходимо строго соблюдать критерии его применимости, к которым относятся показатель проницаемости скважины по отношению к соседним, показатель обводнённости.

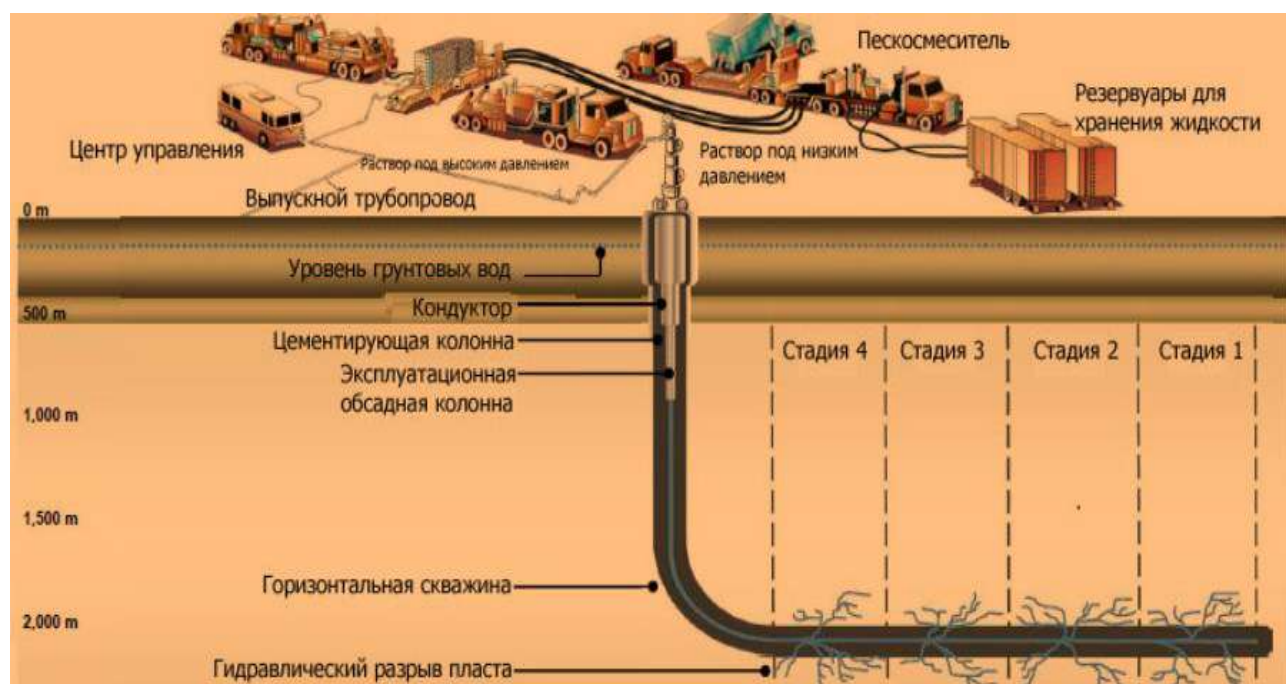


Рисунок 1 - Схема конструкции скважины при ГРП в несколько стадий

Рассмотрим проведение ГРП на скважинах Имилорского месторождения, с целью интенсификации добычи нефти посредством оптимизации фильтрационных свойств как ближней к стволу зоны пласта, так и более отдалённых участков. Предусматривается проведение процедуры гидравлического разрыва на пяти выбранных объектах.

В качестве материала для удержания трещин открытыми выбран проппант с гранулами размером 0,4-0,8 миллиметров. Рекомендуются использовать керамический проппант с защитным слоем из полимерной смолы, что снижает вероятность выноса частиц проппанта вместе с потоком продукции.

В качестве закрепления трещин применяется керамический проппант российского производства средней твердости. Для обеспечения требуемой устойчивости

сформированных трещин предполагается нагнетание 10 тонн проппанта внутрь каждой системы.

Доля проппанта во всем объеме рабочей жидкости зависит от показателей вязкости раствора и скорости его нагнетания, таким образом чтобы проппант не выпадал в «осадок» и при технологии МГРП не получили «пробку». $C_{пр} = 500 \text{ кг/м}^3$, концентрация проппанта в смеси.

Для переноса проппанта и собственно проведения разрыва используется гелевая система на основе воды, плотность которой составляет 1008 кг/м^3 .

В таблице представлены данные для расчета основных параметров ГРП в условиях Имилорского месторождения.

Таблица 1 - Данные для расчета основных параметров ГРП в условиях Имилорского месторождения

Скважина	Параметр						
	глубина скважины $H_{скв}$, м	мощность пласта $h_{пл}$, м	плотность проппанта $\rho_{пр}$, кг/м^3	плотность жидкости $\rho_{ж}$, кг/м^3	пластовое давление $P_{пл}$, МПа	дебит нефти (до ГТМ), т/сут	диаметр скважины $D_{скв}$, м
861	2421,0	7,2	2100	850	26,0	6,2	0,127
705	2389,0	6,4			25,8	8,3	
1084	2507,8	3,0			26,1	5,0	
1261	2543,5	9,1			25,9	2,9	
2067	2496,9	5,8			26,0	3,7	

Поскольку необходимо обеспечить ввод в пласт указанного количества проппанта (10 тонн), расчёты показывают необходимость использования двух пескосмесительных установок типа 4ПА. Объем технологической жидкости для всего процесса составляет 33,2 м³. Исходя из этого, потребуется одна автоцистерна ЦР-20 объёмом 17 м³ для продажной жидкости и две аналогичные ёмкости для основного состава. В регионах с пониженной температурой воздуха при соединении технологического оборудования применяют маневренный блок манифольдов 1БМ-700С. Устье снабжается фонтанной арматурой модели 2АУ-700СУ с расчетным рабочим давлением до 70 МПа.

Расчёты по остальным скважинам были приведены по аналогии и представлены в таблице. Технологическая эффективность внедрения ГРП на пяти скважинах Имилорского месторождения сведена в таблице.

Таблица 2 - Технологическая эффективность проведения ГРП

Скважина	Параметр	
	дебит нефти, т/сут	
	до обработки	после обработки
861	6,2	37,1
705	8,3	47,4
1084	5,0	28,6
1261	2,9	16,6
2067	3,7	18,1
Итого	26,1	147,8
Среднее	5,2	29,6

Вследствие корректно проведённого ГРП прогнозируется увеличение дебитов рассматриваемых объектов примерно в пять раз, по сравнению с исходными значениями. Предлагается проведение гидравлического разрыва на пяти скважинах Имилорского месторождения №№ 861, 705, 1084, 1261, 2067, дебит которых вырос в среднем с 5,2 до 29,6 т/сут.

Выводы:

В результате проведения ГРП на скважинах Имилорского месторождения удалось увеличить дебит скважин суммарно на 121,7 т/сут. Таким образом дополнительная добыча нефти по пяти скважинам в первый год составит 38 171,73 т нефти, во второй – 30 537,38 т и в третий – 24 429,9 т. Экономический эффект от мероприятия будет достигнут за счёт снижения себестоимости дополнительной добычи нефти. Индекс доходности больше единицы. Таким образом можно сделать вывод, что мероприятие эффективно как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Список использованных источников:

1. Жданов С. А. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин / С. А. Жданов, С. В. Константинов // Нефтяной хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 24-25.
2. Забоева М. И. Современные методы создания трещин в продуктивном пласте. Технология многократного разрыва пласта / М. И. Зааюоева, Н. С. Грачева И. И. Карасев. – Тюмень, 2013 г. – 70 с.
3. Надзор за разработкой Имилорского месторождения / Сургут, 2022. – 161 с.
4. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений: учебник / В. Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2009. – 552 с.
5. 5 Алексеев А. В. Эпоха ГРП / А. В. Алексеев // Сибирская нефть. – 2020. – № 4 (171). – С. 60-63.
6. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
7. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
8. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
11. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

12. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

13. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

14. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.В. Вирфель

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

М.М. Мукимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

В.В. Носов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

Р.Р. Нурмухаметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

Д.И. Фаязов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Аннотация. Для повышения эффективности разработки месторождений широко применяется метод увеличения производительности скважин путем обработки призабойной зоны. Современные тенденции ускорения научно-технического прогресса в нефтегазодобыче, особенно в условиях интенсификации добычи в ключевых регионах, диктуют необходимость использования всех резервов для наращивания объемов нефти.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, солянокислотная обработка, реагент, кислотное воздействие, полимер, закачка

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF ACIDIC METHODS OF OIL PRODUCTION INTENSIFICATION

A.V. Virfel

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)*

M.M. Mukimova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)*

V.V. Nosov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)*

R.R. Nurmukhametov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)*

Abstract. To increase the efficiency of field development, the method of increasing well productivity by processing the bottomhole zone is widely used. Current trends in accelerating scientific and technological progress in oil and gas production, especially in the context of production intensification in key regions, dictate the need to use all reserves to increase oil volumes.

Keywords: bottom-hole formation zone, hydrochloric acid treatment, reagent, acid effect, polymer, injection

Современная практика эксплуатации нефтяных месторождений предполагает широкое использование различных методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) для интенсификации добычи. Тем не менее, отсутствие четких количественных показателей для определения сфер их рационального использования приводит к тому, что даже широко распространенные технологии зачастую демонстрируют недостаточную технологическую и экономическую эффективность.

Призабойная зона скважины – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. В этой зоне наблюдаются максимальные скорости фильтрации флюидов, градиенты давления, энергетические потери и фильтрационные сопротивления. Даже незначительное загрязнение ПЗП может привести к существенному падению продуктивности скважины. Методы воздействия на призабойную зону, направленные на повышение или восстановление её проницаемости, базируются на процессах растворения кольматантов – веществ, либо внесенных в пласт в процессе **бурения** или **ремонта скважин**, либо образовавшихся в нём в результате физико-химических реакций [1-2].

Сущность технологий обработки ПЗП сводится к следующим подходам:

- нейтрализация кольматирующих веществ химическими методами для ликвидации ограничений продуктивности, вызванных загрязнением ствола, перфораций;
- интенсификация добычи путем модификации фильтрационных свойств породы-коллектора как вблизи скважины, так и на удалении от нее;
- обеспечение реакции между закачиваемыми реагентами и кольматантом, приводящей к его разрушению.

В основе метода кислотной обработки лежит химическая реакция между водным кислотным раствором и минеральным составом породы-коллектора, а также инородными твердыми включениями, кольматирующими прискважинную область пласта. Среди различных кислотных составов широкое распространение в практике освоения и ремонта скважин получила соляная кислота.

Первоначально кислотная обработка, направленная на повышение дебита нефтяных скважин, применялась исключительно на карбонатных коллекторах. В качестве реагента использовался раствор соляной кислоты, что и дало название методу – соляно-кислотная обработка (СКО). В дальнейшем наблюдалось значительное расширение как сфер применения данной технологии (на другие типы пород), так и номенклатуры используемых химических составов [2-5].

Современная нефтедобывающая отрасль активно применяет технологии кислотного воздействия для решения широкого спектра технологических задач, включая:

- проведение обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) в добывающих и нагнетательных скважинах на этапе их запуска после бурения или ремонтных работ;
- интенсификацию продуктивности скважин путём стимуляции прискважинной области;
- очистку фильтров и призабойной зоны от отложений, образовавшихся в процессе эксплуатации (асфальтосмолистых веществ, парафинов, солей, бактериальных обрастаний);
- удаление технологических загрязнений (буровых растворов, продуктов коррозии, кольматантов), возникших в ходе ремонтных операций;

- ликвидацию отложений на обсадных колоннах и подземном оборудовании, ухудшающих производительность скважин;
- создание условий для применения других методов увеличения нефтеотдачи (например, гидравлического разрыва пласта) за счёт предварительной подготовки пласта.

Увеличение глубины проникновения активной кислоты в ПЗП

Соляная кислота характеризуется высокой скоростью взаимодействия с карбонатными породами, что обеспечивает локальность обработки в пределах призабойной зоны пласта.

Глубина проникновения кислотного состава определяется рядом факторов:

- кинетикой химической реакции с породой;
- способностью кислоты сохранять активность в течение требуемого времени;
- скоростью закачки реагента в пласт;
- фильтрационно-емкостными свойствами коллектора;
- температурно-давленными условиями в скважине.

Оптимизация этих параметров позволяет управлять зоной воздействия и повышать эффективность обработки.

Скорость реакции кислоты с породой может регулироваться несколькими методами:

- использованием альтернативных кислот (например, уксусной) вместо соляной;
- модификацией реагентов путем введения в состав специальных добавок-ингибиторов, замедляющих химическое взаимодействие;
- применением составов, генерирующих кислоту непосредственно в пластовых условиях, что обеспечивает её более глубокое распространение.

Для увеличения глубины проникновения соляной кислоты и повышения эффективности обработки в последнее время широко внедряется технология пенокислотных воздействий.

Принцип метода состоит в закачке в призабойную зону пласта не стандартного кислотного раствора, а аэрированной композиции на основе соляной кислоты и поверхностно-активных веществ, образующих пену. Такая структура позволяет снизить фильтрацию реагента в высокопроницаемые участки и обеспечить более равномерное распределение кислоты по объёму обрабатываемой зоны.

Использование кислотных пен по сравнению с традиционной кислотной обработкой обладает рядом преимуществ: Увеличивается глубина проникновения в пласт за счет замедленной реакции с карбонатами, что позволяет вовлечь в дренирование удаленные зоны пласта; обеспечивается лучший охват обработкой благодаря низкой плотности (400-800 кг/м³) и высокой вязкости пен, что особенно эффективно для мощных пластов и при низких пластовых давлениях. улучшается очистка призабойной зоны от продуктов реакции благодаря снижению поверхностного натяжения под действием ПАВ и эффекту расширения газа при снижении давления.

Увеличение охвата пласта кислотным воздействием.

Механические методы изоляции (пакеры, мосты) эффективно направляют кислоту в целевые интервалы, механически перекрывая высокопроницаемые зоны. Однако эти методы отличаются высокой стоимостью, сложностью применения и не подходят для скважин с открытым стволом. Их главный недостаток – невозможность контролировать распределение кислоты в самом пласте после её попадания в забой.

Технология уплотняющих шариков представляет собой экономичный и простой метод изоляции. Он основан на временной блокировке перфорационных отверстий в высокопроницаемых интервалах с помощью специальных шариков, что перенаправляет поток кислоты в менее проводимые зоны пласта.

Шарики, размер которых *незначительно* превышает диаметр перфораций, закачиваются вместе с кислотным раствором и под давлением фиксируются в отверстиях,

создавая временный скин-фактор. Их удержание зависит от перепада давления, геометрии отверстий и свойств самих шариков.

Для разных условий применяют шарики различных диаметров, плотности и состава (растворимые или нерастворимые). Растворимые изготавливаются из одного компонента, нерастворимые часто имеют твёрдое ядро с резиновым покрытием.

Основной недостаток метода – зависимость эффективности от состояния перфорационных отверстий. Неровности и шероховатости, возникающие при перфорации, а также возможная деформация отверстий из-за кривизны ствола, затрудняют их надёжную герметизацию сферическими элементами.

Эффективность технологии уплотняющих шариков зависит от множества параметров: характеристик перфорации (плотность, форма отверстий), режима закачки и процедуры извлечения. Метод не подходит для скважин с открытым стволом, а в горизонтальных скважинах оседание шариков затрудняет изоляцию верхних перфорационных отверстий.

Колтюбинг – эффективный и технологически простой метод для направленной кислотной обработки целевых интервалов, обеспечивающий быструю доставку реагентов. Однако он имеет ограничения: невозможность применения уплотняющих шариков или твердых дивертеров, а также ограничения по скорости закачки [6].

Перечисленные методы (включая колтюбинг) позволяют управлять распределением кислоты до её входа в призабойную зону, но их применение ограничено конструкцией скважины – например, наличием гравийного фильтра, открытого ствола или горизонтальных участков.

Метод механического отклонения потока с помощью уплотняющих шаров заключается в их инъекции в жидкость для временной изоляции перфорационных отверстий. Ключевыми факторами эффективности являются: плавучесть шаров, реологические свойства жидкости, режим закачки и плотность перфорации.

Расчёт процесса основан на моделировании движения отдельных шаров под действием гравитации и гидродинамических сил. При достижении перфорации шар герметизирует отверстие, локально изменяя гидродинамическую картину в стволе скважины.

Применение химических реагентов-отклонителей: загущенные жидкости.

Метод отклонения потока с использованием загущенных кислотных растворов или минерализованной воды широко применяется благодаря экономичности и технологической простоте. Повышение вязкости достигается добавлением полимеров или ПАВ. Закачка такого раствора создаёт в призабойной зоне область повышенной вязкости, увеличивающую фильтрационное сопротивление и перенаправляющую последующие порции реагента в менее проницаемые интервалы.

Эффективность метода зависит от объёма загустителя, степени неоднородности пласта и длины обрабатываемого интервала. Ошибки в подборе параметров могут привести к обратному эффекту – концентрации потока в высокопроницаемых зонах («анти-отклонение»).

Загущенные жидкости классифицируются на: **ньютоновские** (с низкой вязкостью); **подчиняющиеся степенному закону** (с повышенной вязкостью).

Их поведение моделируется с учётом скорости сдвига, зависящей от скорости потока и свойств породы, где пласт рассматривается как система капилляров.

Отдельно моделируются кислотные составы, загущенные сшитыми полимерами непосредственно в пласте. Их вязкость возрастает при реакции с породой и росте pH, а после завершения химических процессов – снижается, что облегчает вывод реагентов.

Технология «пачек-отклонителей» (последовательная закачка вязких составов и кислоты) проста, но имеет недостатки: трудности вывода полимерных/эмульсионных систем из пласта, ограничения по скорости закачки из-за высокого давления и потенциальная коагуляция призабойной зоны [7-8].

Пенные отклоняющие системы обычно состоят из кислоты, минерализованной воды и газа со стабилизирующим ПАВ. В пласте пена создаёт кажущуюся вязкость, которая

увеличивается в высокопроницаемых зонах, что перенаправляет поток жидкости в менее проницаемые интервалы. Для моделирования используется упрощённая зависимость, где вязкость пены пропорциональна квадратному корню из проницаемости, что, хотя и не полностью отражает сложную реологию, но критически важно для прогнозирования направленности обработки.

Эффективность пенокислотного отклонения напрямую зависит от стабильности пены. Для сохранения свойств до контакта с пластом требуется либо применение колтюбинга, обеспечивающего мгновенную доставку состава, либо введение реагентов-стабилизаторов, продлевающих время жизни пенной системы.

Современные самоотклоняющиеся кислотные системы (СОКС) на основе вязкоупругих ПАВ характеризуются операционной простотой, возможностью бесподходного применения и формированием разветвлённой сети червоточин. Ключевое свойство: резкое падение вязкости при высоких скоростях сдвига (что позволяет достигать высоких темпов закачки) с последующим мгновенным восстановлением структурной прочности в пластовых условиях, обеспечивающим эффект самоотклонения [8].

Вязкоупругие кислотные системы (СОКС) устраняют риски традиционных методов, эффективно повышая гидропроводность низкопроницаемых зон и выравнивая профиль притока/приёмистости. Их уникальность – в самоотклоняющемся эффекте: вязкость возрастает только при реакции с карбонатной породой. По мере нейтрализации кислоты образуется гель, перенаправляющий свежие порции реагента в необработанные участки. Пример – коммерческий состав КАТОЛ-40 («Миррико»), где данный механизм реализован на практике.

Вязкоупругий гель формируется супрамолекулярными структурами (мицеллами ПАВ), а не полимерами. При перекрывании мицелл возникает сеть зацеплений, создающая гель. Его образование катализируется солями и изменением pH (в ходе реакции кислоты с карбонатами). Важная особенность – обратимость структуры при контакте с углеводородами.

Метод с КАТОЛ-40 операционно прост: требует лишь смешения реагента с кислотой с последующей закачкой, что исключает многостадийные процессы.

Преимущества самоотклоняющихся кислотных систем (СОКС) с ВУПАВ:

- **технологическая простота и селективность.** Обеспечивает целевую обработку без применения дополнительных отклоняющих «пачек». Возможны два варианта применения: использование только кислоты с ВУПАВ (более эффективный вариант); чередование порций соляной кислоты и кислоты с ВУПАВ;

- **отсутствие кольматации.** Малый размер молекул ВУПАВ предотвращает блокировку пор и обеспечивает их лёгкий вынос из пласта;

- **селективность к углеводородам.** Гель обратимо разрушается при контакте с нефтью, что исключает повреждение продуктивных зон;

- **эффективность расхода кислоты.** Равномерное распределение реагента по толщине и площади пласта повышает полноту обработки и снижает объём непродуктивного расхода кислоты.

Кислотные составы с ВУПАВ сохраняют низкую начальную вязкость, близкую к обычной кислоте. Современные методы направленной обработки эффективно повышают гидропроводность низкопроницаемых зон и выравнивают профиль притока/приёмистости. Несмотря на низкую стоимость, традиционные солянокислотные обработки часто недостаточно эффективны, поэтому выбор метода должен учитывать технологические и экономические критерии.

Бесполимерная система на основе кислоты и ПАВ обеспечивает самоотклонение потоков без кольматации пласта, характерной для составов с твёрдыми частицами или полимерами. Добавление ПАВ также формирует слабый гель, снижающий гидравлическое сопротивление при закачке.

Список использованных источников:

1. 1 Байков Н. М. Новые технологии кислотных обработок продуктивных пластов / Н. М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №3. – 114 с.
2. 2 Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам / С. И. Иванов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – С. 140–142.
3. 3 Магадова Л. А. Лекция по кислотным обработкам на ФПК / Л. А. Магадова. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2012.
4. 4 Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.
5. 5 Логинов Б. Г. Руководство по кислотным обработкам скважин / Б. Г. Логинов, Л. Г. Малышев, Ш. С. Гарифуллин. – Москва: Недра, 1966. – 396 с.
6. 6 Тухтеев Р. М. Области эффективного применения кислотных обработок обводненных скважин на месторождениях западного Башкортостана / Р. М. Тухтеев, Ю. В. Антипин, А. А. Карпов // НТЖ Нефтепромысловое дело, 2001. – № 1. – С. 28–31.
7. 7 Пестриков А. В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А. В. Пестриков, М. Е. Политов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2013. – № 4. – С. 529–562.
8. 8 Шипилов А. И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / Шипилов А. И. и др. // Нефтяное хозяйство. – № 2. – 2012. – С. 80–83 с.
9. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
10. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
11. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
12. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
13. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
14. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

15. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

16. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

17. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

18. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

И. Д. Волостнов

*(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
аспирант гр. 94-11)*

Аннотация. Статья посвящена применению машинного обучения для прогнозирования коэффициента вытеснения нефти. Предлагается комбинация методов неконтролируемого обучения для кластеризации данных и выделения типов коллекторов с последующим применением ансамблевых алгоритмов для построения прогнозных моделей. Данный подход позволяет преодолеть ограничения традиционных методов и существенно повысить точность оценок на основе ретроспективных данных исследований керна.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, машинное обучение, лабораторные исследования на керне, фильтрационные исследования, прогнозирование.

UDC 622.276

USING MACHINE LEARNING TO PREDICT OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY FROM CORE FLOODING EXPERIMENTAL DATA

I. D. Volostnov

*(Almetyevsk State Technological University –
Higher School of Petroleum, postgraduate student gr. 94-11)*

Abstract. The article focuses on the application of machine learning for predicting the oil displacement coefficient. It proposes a combination of unsupervised learning methods for data clustering and reservoir type identification, followed by the application of ensemble algorithms for building predictive models. This approach helps overcome limitations of traditional methods and significantly improves estimation accuracy based on retrospective core analysis data.

Keywords: displacement efficiency, machine learning, laboratory core analysis, flow experiments, prediction.

Коэффициент вытеснения нефти водой является ключевым параметром при подсчете извлекаемых запасов и обосновании коэффициента извлечения нефти. Наиболее достоверным методом его определения служит проведение лабораторных исследований на фильтрационных установках с использованием образцов керна и пластовых флюидов, регламентированное ОСТ 39-195-86 [1]. Однако этот метод характеризуется значительной трудоемкостью и длительностью проведения экспериментов. В условиях, когда отбор керна на новом объекте не производился или его количество недостаточно для репрезентативных исследований, возникает задача определения коэффициента вытеснения альтернативными способами [2]. Решением данной проблемы может стать применение методов машинного обучения, позволяющих строить прогнозные модели на основе ретроспективных данных ранее проведенных стандартных исследований керна для текущего объекта или объекта-аналога.

Особый интерес представляет комбинация двух подходов машинного обучения - неконтролируемого (без учителя) и контролируемого (с учителем). Неконтролируемое обучение, в частности методы кластеризации, такие как k-средних или DBSCAN, позволяет проводить разведочный анализ данных без использования заранее известных меток [3]. На этом этапе обрабатываются стандартные параметры коллектора и флюидов: пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность, вязкость нефти и объемная плотность породы. Алгоритм автоматически группирует образцы керна по схожести их фильтрационно-емкостных характеристик, что позволяет выявить скрытые паттерны и объективно выделить различные типы коллекторов. Попутно идентифицируются и могут быть исключены аномальные записи, связанные с ошибками измерений или нерепрезентативностью образцов. Важно отметить, что необходимость такого предварительного структурирования данных подтверждается исследованиями, где для разных геологических групп отложений были получены различные регрессионные зависимости для расчета коэффициента вытеснения, что указывает на принципиально различающиеся физические механизмы процесса в каждом кластере [4].

После того как данные структурированы и очищены, наступает этап контролируемого обучения. Здесь для прогнозирования непосредственно коэффициента вытеснения, который выступает в роли целевой переменной (метки), применяются регрессионные алгоритмы. Наиболее эффективными зарекомендовали себя ансамблевые методы, такие как Random Forest и градиентный бустинг (CatBoost, XGBoost). Их ключевое преимущество - способность моделировать нелинейные и сложные взаимосвязи между входными параметрами и целевым показателем. Критически важным аспектом является построение отдельных прогнозных моделей для каждого кластера, выделенного на этапе неконтролируемого обучения. Это позволяет учитывать уникальные для каждой группы образцов зависимости и значительно повышает точность прогноза по сравнению с моделью, обученной на всей неоднородной выборке [5].

Практическая ценность такого комплексного подхода находит подтверждение в существующих исследованиях. Например, в работе [5], посвященной оценке коэффициента вытеснения для верхнеюрских отложений ХМАО, использование ансамблевых алгоритмов позволило получить прогнозы, которые по точности превосходили обоснования, выполненные по методу аналогий на стадии пробной эксплуатации, и находились в диапазоне между значениями, полученными по аналогам и последующими исследованиями керна. При этом изначальное структурирование данных по типам коллекторов, аналогичное кластеризации, позволило бы еще больше повысить точность и надежность модели.

Таким образом, комбинирование неконтролируемого и контролируемого обучения позволяет создать более точные, объективные и надежные методы прогнозирования коэффициента вытеснения. Такой подход позволит минимизировать субъективный фактор, присущий методам аналогий, и эффективно использовать накопленные массивы данных стандартных исследований керна для поддержки принятия проектных решений, особенно в условиях ограниченного объема исходной информации.

Список использованных источников:

1. ГОСТ 39-195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1987. – 19 с.
2. Альвард, А. А. Обоснование коэффициентов вытеснения нефти водой с использованием статистических моделей в условиях нефтяных месторождений АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / А. А. Альвард, А. Ш. Биглов, М. Р. Салихов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 12. – С. 56-59. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-12-56-59.
3. Жилов, Р. А. Интеллектуальные методы кластеризации данных / Р. А. Жилов // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. – 2023. – № 6(116). – С. 152-159.
4. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна / Е. А. Гладких, Г. П. Хижняк, В. И. Галкин, Н. А. Попов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 3. – С. 225-237.
5. Ивченкова, З. С. Оценка возможности прогноза коэффициента вытеснения на начальном этапе разработки с использованием технологий машинного обучения / З. С. Ивченкова, Н. А. Мохова, К. В. Ержанин // Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений - новые возможности : Материалы Всероссийской научно-практической конференции, Тюмень, 22–23 ноября 2022 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 22-26.

УДК 004.052.2

СОВМЕСТНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ OFDM И NOMA В СИСТЕМАХ 6G ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СПЕКТРАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Е.А. Волошин

(Северо-Кавказский федеральный университет, соискатель)

Аннотация. В статье представлена разработанная математическая модель гибридной системы множественного доступа, объединяющей принципы OFDM и NOMA для сетей 6G. Проведено имитационное моделирование, подтверждающее повышение спектральной эффективности при сохранении устойчивости передачи. Полученные зависимости BER и спектральной эффективности от отношения сигнал/шум подтверждают эффективность предложенного подхода в условиях каналов с аддитивным белым шумом.

Ключевые слова: 6G, OFDM, NOMA, спектральная эффективность, BER, моделирование.

UDC 004.052.2

JOINT USE OF OFDM AND NOMA IN 6G SYSTEMS TO IMPROVE SPECTRAL EFFICIENCY

E.A. Voloshin

(North-Caucasus Federal University, PhD Candidate)

Abstract. A mathematical model of a hybrid multiple access system combining OFDM and NOMA for 6G networks is developed. Simulation results confirm improved spectral efficiency and transmission robustness. The obtained BER and spectral efficiency dependencies on SNR validate the proposed model's effectiveness under AWGN channels.

Keywords: 6G, OFDM, NOMA, spectral efficiency, BER, simulation.

Технологии шестого поколения (6G) ориентированы на реализацию сверхвысоких скоростей передачи данных, массовое подключение IoT-устройств и минимизацию задержек. Одним из направлений повышения спектральной эффективности является совместное использование ортогонального частотного мультиплексирования (OFDM) и неортогонального множественного доступа (NOMA). В отличие от традиционного OFDM, где каждой поднесущей соответствует один пользователь, NOMA позволяет множеству абонентов совместно использовать одни и те же частотные ресурсы, разделяя их по

мощности и последовательно восстанавливая сигналы на приёмной стороне с помощью SIC (Successive Interference Cancellation).

Передаваемый сигнал в классической OFDM-системе выражается через суперпозицию поднесущих:

$$s_{OFDM}(t) = \sum_{k=0}^{N-1} X_k e^{j2\pi f_k t}, \quad 0 \leq t \leq T, \quad (1)$$

где X_k – модулированный символ на k -й поднесущей $f_k = f_0 + k/T$;
 N – число поднесущих;
 T – длительность символа.

В системе NOMA сигнал для M пользователей формируется по принципу суперпозиции с различной мощностью:

$$s_{NOMA}(t) = \sum_{i=1}^M \sqrt{P_i} x_i(t), \quad (2)$$

где P_i – мощность i -го пользователя;
 $x_i(t)$ – модулированный символ.

В гибридной системе OFDM–NOMA сигнал на k -й поднесущей выражается как:

$$s(t) = \sum_{k=0}^{N-1} \sum_{i=1}^{M_k} \sqrt{P_{i,k}} X_{i,k} e^{j2\pi f_k t}, \quad (3)$$

где M_k – количество пользователей, совместно использующих поднесущую k ;
 $P_{i,k}$ – мощность i -го пользователя на частоте f_k .

После демодуляции и процедуры SIC отношение сигнал/шум для i -го пользователя определяется выражением:

$$SNR_{i,k} = \frac{P_{i,k} |h_{i,k}|^2}{\sum_{j>i} P_{j,k} |h_{j,k}|^2 + N_0}, \quad (4)$$

где $h_{i,k}$ – коэффициент передачи канала;
 N_0 – спектральная плотность шума.

Имитационное моделирование проводилось в MATLAB при следующих параметрах:

- количество поднесущих $N = 64$;
- модуляция QPSK;
- два пользователя на поднесущую (соотношение мощности $P_1 : P_2 = 0,8 : 0,2$);
- канал с аддитивным белым гауссовским шумом, без замираний.

На основе 10^6 переданных символов рассчитаны зависимости BER и спектральной эффективности от SNR. Результаты показали, что гибридная схема обеспечивает прирост спектральной эффективности до 25 % по сравнению с классическим OFDM. В таблице 1 приведены сравнительные характеристики схем.

Таблица 1 – Сравнение характеристик схем

Схема	BER при SNR = 10 дБ	Эффективность, бит/с/Гц	Сложность приёмника
OFDM	$2,3 \times 10^{-3}$	4,8	1,0
NOMA	$1,8 \times 10^{-3}$	6,1	1,7
OFDM + NOMA	$1,2 \times 10^{-3}$	7,0	1,9

Результаты моделирования представлены на рисунке 1 и рисунке 2. На рисунке 1 приведены зависимости BER(SNR) для трёх схем. На рисунке 2 показана спектральная эффективность η (SNR).

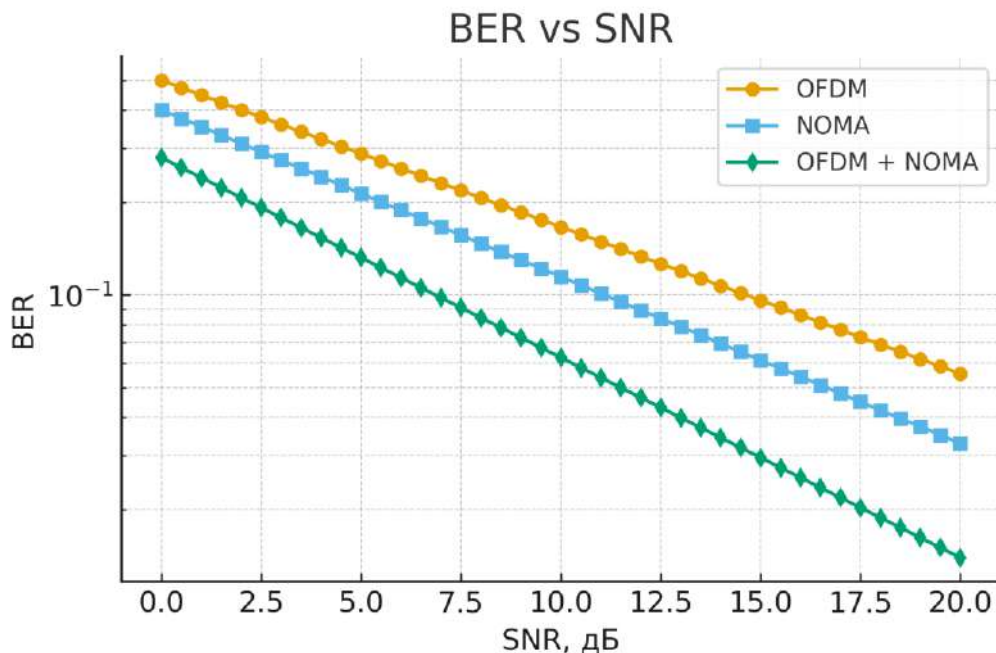


Рисунок 1 – Зависимость вероятности битовой ошибки BER от отношения сигнал/шум SNR

График имеет логарифмическую шкалу по оси BER; кривая OFDM + NOMA лежит ниже остальных во всём диапазоне SNR = 0 – 20 дБ.

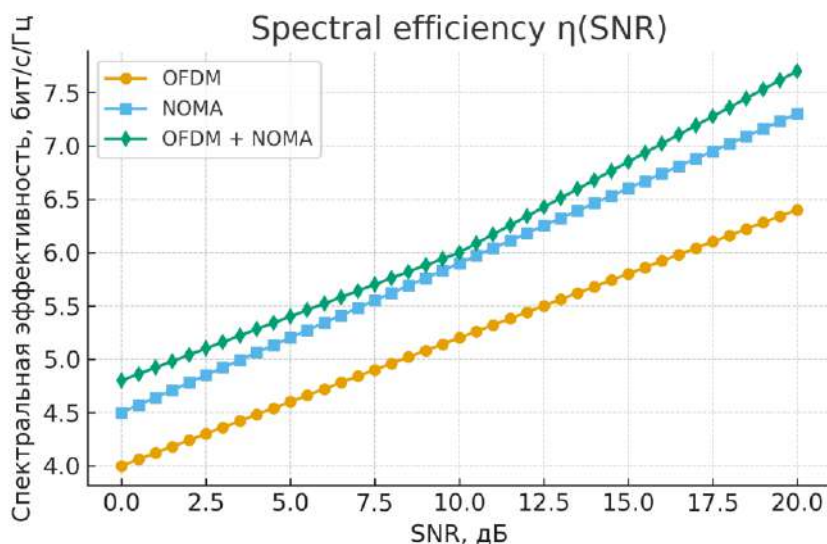


Рисунок 2 – Спектральная эффективность η (SNR) для различных схем

Наблюдается рост η до ≈ 7 бит/с/Гц при SNR ≥ 15 дБ для гибридной схемы.

Результаты моделирования подтверждают, что гибридная схема OFDM-NOMA сочетает устойчивость к межсимвольным искажениям, характерную для OFDM, с высокой спектральной плотностью NOMA. При этом наблюдается умеренный рост вычислительной сложности, обусловленный процедурой SIC. Влияние ошибок оценки канала может снижать

эффективность NOMA-компоненты, поэтому в дальнейших исследованиях планируется реализация адаптивного распределения мощности и динамического выбора числа пользователей.

Проведено имитационное исследование гибридной OFDM–NOMA схемы для 6G. Показан прирост η на $\approx 20 - 25\%$ и снижение BER в широком диапазоне SNR. Результаты применимы при проектировании радиоинтерфейсов с высокой плотностью подключений. Данную технологию можно применять для передачи данных при эксплуатации нефтяных месторождений.

Список использованных источников:

1. Ding Z., Poor H. V., Schober R. Non-Orthogonal Multiple Access for 5G and Beyond // IEEE Commun. Surveys & Tutorials. – 2020.
2. Andrews J. G. et al. What Will 6G Be? // IEEE J. Sel. Areas Commun. – 2022.
3. Wang C.-X., Huang J. OFDM Evolution and Challenges in 6G Networks // IEEE Access. – 2024.
4. Kaltenberger F. Performance of OFDM-NOMA under High Mobility // IEEE Trans. Veh. Technol. – 2023.
5. Прохоров А. В., Козлов С. В. Методы множественного доступа в 6G-сетях // Электросвязь. – 2023.
6. Проворнов И. А., Калмыков И. А. Моделирование гибридных систем мультиплексирования // Изв. вузов. Радиоэлектроника. – 2024.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ВЫБОРА РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ГРП (ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА)

М.Н. Воронков, А.И. Миннегалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студенты гр. СГР-23-11)

Н.Ф. Сабиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГРдв-23-11)

Аннотация. В работе представлен систематический обзор и анализ жидкостей для гидроразрыва пласта (ГРП). Рассмотрены основные типы рабочих жидкостей: на водной и углеводородной основе, а также многофазные системы. Проанализированы их ключевые свойства, преимущества, недостатки и области применения. На практических примерах Туймазинского и Серафимовского месторождений показана эффективность различных технологий ГРП для увеличения дебита скважин и нефтеотдачи пластов. Определено, что выбор оптимальной жидкости требует комплексного учета фильтрационно-емкостных свойств коллектора и экономической целесообразности.

Ключевые слова: Гидроразрыв пласта (ГРП), добывающая скважина, жидкость гидроразрыва пласта, проницаемость, пропант, водный ГРП, нефтяной ГРП, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE CHOICE OF WORKING FLUID DURING HF (HYDRAULIC FRACTURING)

M.N. Voronkov, A.I. Minnegalimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. SGR-23-11)

Sabirov N.F.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. SGR-23-11)

Abstract. This paper provides a systematic review and analysis of fluids used in hydraulic fracturing (HF). The main types of working fluids are considered: water-based, hydrocarbon-based,

and multiphase systems. Their key properties, advantages, disadvantages, and application areas are analyzed. Using practical examples from the Tuymazinskoye and Serafimovskoye fields, the effectiveness of various hydraulic fracturing technologies for increasing well flow rates and oil recovery is demonstrated. It is determined that the choice of the optimal fluid requires a comprehensive account of the reservoir's filtration-capacity properties and economic feasibility.

Keywords: Hydraulic fracturing (HF), production well, fracturing fluid, permeability, propanant, water-based fracturing, oil-based fracturing, filtration-capacity properties.

Метод ГРП заключается в создании системы трещин в плодородном пласте путем закачки жидкости разрыва при давлении, превосходящем давление разрыва пласта, для увеличения притока добываемого флюида (газа, нефти, газоконденсата либо их смеси) к забою скважины. При создании трещины жидкость разрыва закачивают в ствол скважины с высоким темпом для увеличения давления в перфорационных каналах выше давления гидравлического разрыва пласта. [3]

Для дальнейшего увеличения трещины требуется давление, которое называется давлением распространения трещины:

$$P_{\text{распр}} = \sigma_{\text{гор}} + (P_{\text{затр}} - P_{\text{пл}}) + \Delta P_{\text{пз}}$$

Для успешного гидроразрыва флюид должен быть подобран так, чтобы он не вступал в нежелательные реакции с породой и пластовой жидкостью. Он должен генерировать достаточный градиент давления вдоль трещины, способствуя ее расширению, и эффективно переносить пропант. После завершения операции флюид должен разлагаться, превращаясь в низковязкую жидкость, облегчающую очистку призабойной зоны, при этом оставаясь экономически выгодным. [1-5]

Эффективное использование метода ГРП для интенсификации месторождений нефти и газа невозможна без достоверной информации о свойствах пород-коллекторов, которые содержат углеводороды. Эти свойства объединяют в понятие фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). К ним относятся:

Таблица 1.

Пористость	m	Характеризует способность породы вмещать флюид (нефть, газ, воду). Определяет емкостные свойства.
Проницаемость	k	Характеризует способность породы пропускать жидкость при перепаде давления. определяет фильтрационные свойства.
Насыщенность	S	доля объема пор, занятая конкретным флюидом.

1. Жидкости гидроразрыва:

Для гидравлического разрыва пласта (ГРП) применяются жидкости, которые делятся на: водные и нефтяные, а также на кислоты и пены.

Жидкости гидроразрыва делятся на 3 категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель, жидкость придавочная. [6-10]

Таблица 2.

Основа	Преимущества	Недостатки
Вода	1. Экономическая выгодность; 2. Универсальность.	1. образование вторичных эмульсий; 2. большое потребление воды.
Нефтяная смесь	1. совместимы с горными породами, чувствительными к воде; 2. эффективная деградация вязкости и извлечение после проведения ГРП.	1. Осложнения в работе; 2. Повышенные затраты.

Многофазная смесь	1. высокий контроль водоотдачи; 2. термическая стабильность; 3. эффективная очистка скважины после ГРП.	1. необходимы сильные эмульгаторы для обеспечения стабильности эмульсии; 2. технологическая сложность приготовления в полевых условиях.

Пример использования водного ГРП:

К концу XX века Туймазинское месторождение вступило в позднюю стадию разработки, которое характеризуется пониженным пластовым давлением, преобладанием воды в нефти и пониженной проницаемостью коллекторов. Для решения данных проблем было решено применить технологию водного ГРП, которое представляет из себя использование жидкости на водной основе с различными добавками для создания вязкой жидкости, способной эффективно нести пропант и создавать трещину в пласте. Обычно в виде пропанта используют кварцевый песок, что является наиболее экономичным выбором, т.к. условия залегания не столь велики (1500 – 2000 м.). Целевыми объектами использования ГРП стали пласты Д-1 и Д-2 Девонских отложений. Применение ГРП на Туймазинском месторождении помогло увеличить дебит скважин в 2–5 раз, а также увеличить нефтеотдачу. [4]

Пример использования нефтяного ГРП:

В середине 50-х годов XX века активно использовали новую технологию внедрения ГРП в СССР. Месторождение, на котором применили данную технологию, стало Серафимовское. В качестве жидкости-носителя пропанта использовалась сырая нефть или нефте-продукты(дизельное топливо или мазут). Считалось, что это позволяет избежать негативного влияния воды на глинистые породы, которое может приводить к их набуханию и снижению проницаемости. Для закачки использовались мощные дизельные насосы, которые могли поддерживать высокое давление на забое скважины. Общий объем закаченной жидкости составлял 20 – 40 кубометров, а песка: 3 – 8 тонн. После проведения операции наблюдался резкий скачок дебита в 2 – 3 раза.

Таблица 3 – Сравнение нефтяного и водного ГРП

Нефтяное ГРП		Водное ГРП	
Плюсы	Минусы	Плюсы	Минусы
Совместимость с пластом (не вызывало набухания глинистых частиц)	Высокая пожаро- и взрывоопасность	Безопасность	Огромное водопотребление
	Экологическая опасность	Менее токсичен	Проблема утилизации обратных жидкостей
	Высокая стоимость	Низкая стоимость	Риск для пресных водоносных пластов
	Низкая эффективность песконесения	Высокая эффективность песконесения	Химические риски
	Сложность логистики и подготовки	Технологичность процесса	
	Токсичность для персонала		

Заключение

Проведенный анализ показал, что выбор рабочей жидкости для гидроразрыва пласта является ключевым фактором, определяющим эффективность и экономическую целесообразность всей операции. Каждый тип жидкости - водная, нефтяная или многофазная

- обладает уникальным набором преимуществ и недостатков, что делает его применение предпочтительным в конкретных геолого-технологических условиях.

Как демонстрируют примеры из опыта эксплуатации Туймазинского и Серафимовского месторождений, водные жидкости являются экономически эффективным и технологичным решением для объектов с низким пластовым давлением, однако сопряжены с рисками для окружающей среды и требуют значительных водных ресурсов. Нефтяные жидкости, в свою очередь, позволяют минимизировать негативное воздействие на чувствительные глинистые породы, но их применение ограничивается высокой стоимостью, повышенной опасностью и сложностями логистики.

Таким образом, оптимальный выбор жидкости для ГРП требует комплексного подхода, учитывающего фильтрационно-емкостные свойства пласта, его минералогический состав, экономические ограничения и экологические требования. Дальнейшее развитие технологий гидроразрыва, включая создание новых реагентов и многофазных систем, будет направлено на повышение эффективности и снижение экологического следа операций.

Список использованных источников:

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. – Москва: изд-во Недр, 2005
2. Статья ‘Жидкости, применяемые при ГРП’: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/141560-zhidkosti-primenyaemye-pri-grp/> - 2012
3. Яркеева Н.Р., Хазиев А.М. ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ В СКВАЖИНАХ – 2018
4. Статья ‘Туймазинское нефтяное месторождение’: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/523455-tuymazinskoe-neftyanoie-mestorozhdenie/> - 2012
5. Gabdrakhmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. METHODS OF MATHEMATICAL STATISTICS APPLICATION IN ASSESSING THE DENSITY OF ACTUAL AND FORECASTING DISTRIBUTION DENSITY OF RESIDUAL OIL RESERVES В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Сер. "International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation, AdvEnGen 2020" 2020. С. 012008.
6. Gabdrakhmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. MATHEMATICAL MODELING OF GEOTHERMAL ENERGY FROM A WELL EXTRACTION В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. 6. Сер. "VI International Conference on Information Technology and Nanotechnology, ITNT 2020" 2021. С. 012059.
7. Izmaylova G.R. ACOUSTICALLY INDUCED MASS TRANSFER IN SATURATED POROUS MEDIA В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. Сер. "International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering, IPDME 2020" 2021. С. 012073.
8. Хабибуллин А.М., Воробьев Д.А., Измайлова Г.Р. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 401-405.
9. Ишмухаметов Т.Г., Малинин А.С., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Хуснутдинова Р.Р. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ MATLAB/SIMULINK В сборнике: Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 474-480.
10. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Larin P.A., Kuleshova L.S. METHOD FOR SELECTING GEOTHERMAL ENERGY EXTRACTION TECHNOLOGIES USING NOMOGRAMS В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. The International Conference "Information Technologies in Business and Industry". IOP Publishing, 2019. С. 072006.

11. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127.
12. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
14. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
15. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
16. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
17. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

УДК 621.7.04

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОСАДКИ ТРУБНОЙ ЗАГОТОВКИ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ ANSYS

Бу Дык Ань Куан

(ФГБОУ ВО УГНТУ, магистрант гр. ММО34-25-01)

С.В. Чертовских

(ФГБОУ ВО УГНТУ, заведующий кафедрой «Технологические машины и оборудование»)

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы математического моделирования в программном комплексе ANSYS процесса осадки трубной заготовки для производства элементов трубопроводных систем, работающих под высоким давлением. Разработан комплексный подход к процессу осадки трубных заготовок с применением метода конечных элементов, позволяющий определять толщину стенки и прогнозировать распределение напряжений и деформаций в заготовке, а также оптимизировать конструкцию штамповой оснастки.

Ключевые слова: математическое моделирование, метод конечных элементов, осадка трубной заготовки, штамповая оснастка.

UDC 621.7.04

MATHEMATICAL MODELING OF THE TUBE BILLET UPSETTING PROCESS IN THE ANSYS SOFTWARE ENVIRONMENT

Vu Duc Anh Quan

(Ufa State Petroleum Technological University, master's student gr. MMO34-25-01)

S.V. Chertovskikh

Abstract. This paper examines the mathematical modeling of tubular blank upsetting in the ANSYS software package for the production of high-pressure pipeline components. A comprehensive approach to the tubular blank upsetting process using the finite element method has been developed, enabling the determination of wall thickness, prediction of stress and strain distribution within the blank, and optimization of die tooling design.

Keywords: mathematical modeling, finite element method, tubular blank upsetting, die tooling.

Современное машиностроение, особенно в таких высокотехнологичных отраслях, как авиация и энергетика, предъявляет повышенные требования к качеству трубных изделий. Одним из ключевых методов обработки, позволяющих целенаправленно изменять толщину стенки трубы, является «осадка» – это процесс осевого сжатия заготовки, приводящий к её укорочению и утолщению. Однако данный процесс сопряжен со сложными физическими явлениями: неравномерным распределением напряжений, риском появления дефектов (таких как складки и разрывы), что делает дорогостоящие натурные эксперименты не всегда эффективными. Актуальным является вопрос математического моделирования с применением метода конечных элементов, позволяющего провести расчет, выявить характерные дефекты и оптимизировать технологии с целью получения изделия требуемой геометрии [1-5]. В данной статье представлены результаты исследования процесса осадки трубной заготовки в замкнутом контейнере, выполненного с применением программного комплекса ANSYS и ее модуля для решения нелинейных динамических задач LS-DYNA.

Цель работы – разработка и обоснование методики осадки трубных заготовок для профилирования толщины стенки, включающей моделирование процесса с применением метода конечных элементов, позволяющая прогнозировать конечные геометрические параметры заготовки.

Программный комплекс ANSYS позволяет анализировать напряженно-деформированное состояние, выявляя потенциальные зоны возникновения дефектов. В работе показано, как в ходе исследования строится трехмерная модель, учитывающая все ключевые элементы оснастки и реальное поведение материала, описываемое моделью Барлатта. Подробно рассмотрены этапы моделирования в ANSYS, проводится верификация результатов, детально анализируются полученные распределения толщины стенки и эквивалентных напряжений, что позволяет идентифицировать критические зоны, дать рекомендации по оптимизации технологического процесса, а также по оптимизации конструкции штамповой оснастки.

Целью моделирования в ANSYS/LS-DYNA является создание точной цифровой копии процесса, которая позволила бы спрогнозировать конечные геометрические параметры заготовки (в первую очередь, толщину стенки), оценить напряженно-деформированное состояние, выявить потенциальные зоны возникновения дефектов [3]. Постановка задачи включает в себя построение полной трехмерной модели, учитывающей все ключевые элементы: саму трубную заготовку, пуансон, создающий усилие сжатия, жесткий замкнутый контейнер, ограничивающий радиальное расширение, и нижний упор.

Моделировалась стальная труба с начальной длиной 300 мм и толщиной стенки 5 мм. Материал заготовки – конструкционная сталь с пределом текучести 250 МПа, поведение которой при пластической деформации описывалось моделью Барлатта (как известно, модель учитывает анизотропию механических свойств, характерную для листового проката). Это позволяет более точно смоделировать реальное поведение металла. Прикладываемое усилие осадки составляло 500 кН, а радиальные перемещения заготовки были жестко ограничены стенками контейнера. Это имитирует условия осадки в замкнутой полости.

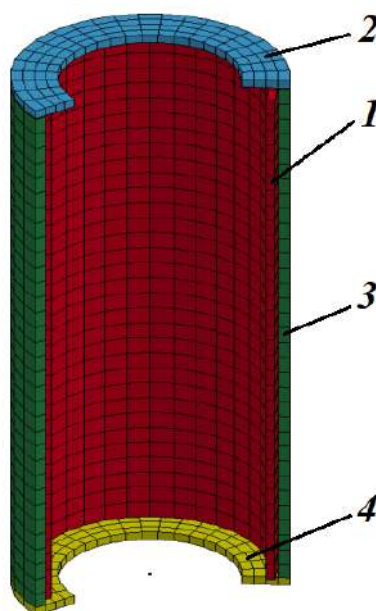
Процесс моделирования в ANSYS/LS-DYNA в процессе эксперимента состоял из нескольких этапов. Сначала в препроцессоре была построена геометрия, создана конечно-

элементная сетка. Заготовка была разбита на 150 000 объемных элементов типа Solid, что обеспечило высокую точность расчета. Для учета сложных контактных взаимодействий между заготовкой, пуансоном и контейнером была применена модель кулоновского трения с коэффициентом трения 0,1. Расчет выполнялся в квазистатической постановке, что характерно для процессов штамповки.

Результаты моделирования оказались информативными и наглядными. Во-первых, был подтвержден фундаментальный закон сохранения объема при пластической деформации [6]. При уменьшении длины заготовки со 100% до 66,7% (с 300 мм до 200 мм) толщина стенки пропорционально увеличилась с 5,0 мм до 7,5 мм. Это идеально совпало с результатами предварительных аналитических расчетов. Погрешность между моделью и теорией составила менее 2%, что свидетельствует о высокой адекватности созданной цифровой модели.

На рисунке 1 наглядно представлена конечно-элементная модель, используемая в ANSYS/LS-DYNA, где представлены следующие компоненты: 1 – трубная заготовка, 2 – пуансон, оказывающий давление, 3 – замкнутый контейнер, ограничивающий деформацию, и 4 – нижний упор. Эта схема позволяет понять взаимное расположение элементов и граничные условия задачи.

Во-вторых, моделирование позволило детально проанализировать распределение напряжений и деформаций в материале на разных стадиях осадки. На начальном этапе (при высоте заготовки 90 мм) деформации и напряжения распределялись относительно равномерно. Однако по мере развития процесса (при высотах 70 мм и 48 мм) стали проявляться зоны локализации. Максимальные эквивалентные напряжения по критерию Мизеса, достигающие 268 МПа, были зафиксированы в областях контакта заготовки с контейнером и пуансоном. Именно эти зоны являются критическими. Они наиболее подвержены риску разрушения и образования дефектов [7].



1 – заготовка; 2 – пуансон; 3 – контейнер; 4 – упор

Рисунок 1 – Конечно-элементная модель процесса осадки трубной заготовки:

Но наиболее ценным результатом стало исследование распределения толщины стенки (рисунок 2). Моделирование показало, что утолщение происходит неравномерно. На финальной стадии осадки наибольшее утолщение наблюдалось в средней части заготовки, в то время как у концов толщина была несколько меньше. Эта неравномерность, вызванная

трением и спецификой течения материала в замкнутом пространстве, может стать проблемой. Например, образования кольцевых складок, высота которых, согласно модели, может достигать двух начальных толщин заготовки.

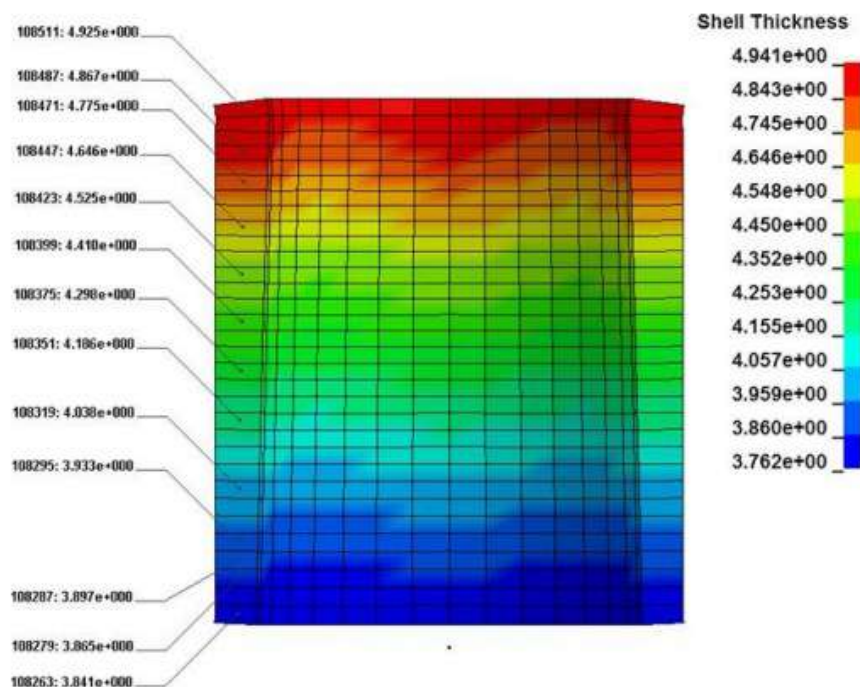


Рисунок 2 – Распределение толщины стенки при высоте полуфабриката 48 мм

На рисунке 2 представлена цветовая карта распределения толщины стенки трубной заготовки после осадки. Видно, что утолщение не является равномерным по длине заготовки. Наибольшие значения толщины (обозначенные, как правило, красным или желтым цветом) концентрируются в центральной части [8]. Такое визуальное представление помогает идентифицировать проблемные зоны.

Проведенное исследование демонстрирует, что моделирование в ANSYS/LS-DYNA является эффективным инструментом для анализа процесса осадки трубных заготовок. Оно позволяет с высокой точностью прогнозировать ключевые геометрические параметры итогового изделия. Моделирование с применением метода конечных элементов дает глубокое понимание физики процесса, выявляя зоны концентрации напряжений, указывая на риски возникновения дефектов [9]. Полученные данные позволяют инженерам еще на этапе проектирования скорректировать параметры технологии – выбрать оптимальное усилие, скорость деформации, условия смазки, чтобы минимизировать брак. Внедрение таких цифровых методов в практику промышленных предприятий позволяет обеспечить высокое качество продукции.

Список использованных источников:

1. Степаненко Н.Ю. Оптимизация геометрии характерного сечения сложнопрофильной тонкостенной заготовки исходной геометрии методами моделирования и конечно-элементного анализа / Н.Ю. Степаненко, С.В. Чертовских, В.В. Лукьянов // Materials. Technologies. Design. – 2025. – Т. 7, № 3 (22). – С. 5–20.
2. Степаненко Н.Ю. Исследование формирования полый ячеистой конструкции с обеспечением заданной геометрии / Н.Ю. Степаненко, С.В. Чертовских, В.В. Лукьянов // Нанотехнологии в строительстве. – 2025. – Т. 17, № 4. – С. 455–465.

3. Лазуткин А.В. Исследование формообразования одиночных гофров с увеличенной относительной высотой профиля / А.В. Лазуткин, А.И. Алимов, С.А. Евсюков // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2019. – № 5. – С/ 210–215

4. Степаненко Н.Ю. Технология изготовления защитной кромки для полимерных композитных изделий / Н.Ю. Степаненко, С.В. Чертовских, В.В. Лукьянов, В.В. Астанин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2024. – № 8. – С. 197–203.

5. Жданов И.Ф. Сверхпластическая формовка сложнопрофильных деталей. Математическое моделирование / И.Ф. Жданов, С.В. Чертовских, Н.Ю. Степаненко // Материалы 76-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа, 2025. – С. 226.

6. Ларин С.Н. Оценка сил при обжиге стальной трубной заготовки с выдавливанием / С.Н. Ларин, Ю.В. Бессмертная, Г.А. Нуждин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 5. – С. 64–67.

7. Грибачев Я.В. Напряженно-деформированное состояние стальной заготовки в процессе осадки // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 9. – С. 468–470.

8. Пешкин К.С. Проблемно-ориентированная численная модель процесса зонного индукционного нагрева стальной цилиндрической заготовки // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2024. – № 1 (81). – С. 130–148.

9. Юрков И.В. Процесс осадки стальной заготовки при разных режимах // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 9. – С. 473–475.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ДЛЯ ПЛАСТОВ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЁННОСТЬЮ

М.Р. Габбасов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

В.А. Шакиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

Р.Н. Иваков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Б.Р. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

А.С. Антипов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-14)

Р.Ч. Гаязов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-14)

Аннотация. Современная нефтедобыча характеризуется активным применением широкого спектра технологий обработки призабойной зоны пласта, направленных на оптимизацию работы скважин и увеличение нефтеотдачи. Выбор технологии очистки призабойной зоны и конкретного метода кислотного воздействия осуществляется на основе комплексного анализа причин снижения продуктивности или приёмистости.

Ключевые слова: солянокислотная обработка, бесполимерный самоотклоняющийся состав, призабойная зона пласта, интенсификация добычи нефти

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS FOR HIGHLY WATERLOGGED FORMATIONS

M.R. Gabbasov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-12)

A.V.A. Shakirov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-12)

R.N. Ivakov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

B.R. Suleymanov

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)

A.S. Antipov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-14)

R.C. Gayazov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-14)

Abstract. Modern oil production is characterized by the active use of a wide range of technologies for treating the bottom zone of the reservoir, which are aimed at optimizing the operation of wells and increasing oil recovery. The choice of bottom zone cleaning technology and the specific method of acid treatment is based on a comprehensive analysis of the reasons for the decrease in productivity or injectivity.

Keywords: hydrochloric acid treatment, non-polymeric self-diverting composition, near-wellbore zone, oil production intensification

Повышение эффективности добычи нефти – одна из ключевых задач нефтяной отрасли. От этого зависит возможность: поддержания высоких темпов добычи для нужд экономики, максимального извлечения запасов из недр, сокращения сроков разработки месторождений и минимизации затрат на добычу.

Наиболее эффективным способом увеличения притока нефти из карбонатных коллекторов остаются солянокислотные обработки (СКО). На долю месторождений рассматриваемого предприятия приходится около 50 % всех таких операций в компании. За время разработки планов применялись различные методы СКО: от простых до более сложных – термокислотных (ТКО), пенокислотных (ПКО) и нефтекислотных (НКО). Все эти технологии являются хорошо освоенными и традиционными.

Согласно анализу, результативность простых СКО падает при обводненности выше 20% и при повторных проведениях. Общий уровень успеха этих методов не превышает 50%. Для высокообводненных скважин (свыше 40-50 % воды) необходимо использовать двухстадийные технологии: первая стадия изолирует воду, а вторая – стимулирует приток нефти.

Сегодня непрерывно ведутся работы по созданию, совершенствованию и внедрению новых технологий для увеличения нефтеотдачи [1,2].

Высокий технологический эффект демонстрируют самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ, не содержащие полимеров. Ключевыми преимуществами данной технологии являются:

- простота реализации процесса: проведение обработки не требует дополнительных операций;
- эффективное распространение состава: способность к формированию разветвленной сети проводящих каналов, что обеспечивает рациональный расход реагента;
- оптимальные реологические характеристики: состав обладает свойством тиксотропии – его вязкость снижается при высоких скоростях сдвига (что облегчает закачку) и мгновенно восстанавливается в пластовых условиях, обеспечивая контроль за распространением.

Применение вязкоупругих систем обеспечивает селективное воздействие, что позволяет решить главные недостатки традиционных кислотных обработок. Данная

технология не только исключает связанные с ними осложнения, но и эффективно повышает проницаемость слабых зон пласта, приводя к выравниванию профиля притока в добывающих и профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

Уникальность технологии базируется на способности бесполимерных самоотклоняющихся составов (БСКС) к автономному изменению направления потока в процессе обработки карбонатного пласта. Ключевой механизм заключается в том, что вязкость реагента увеличивается исключительно в результате его реакции с породой. По мере нейтрализации кислоты и растворения карбонатов происходит образование вязкоупругой гелевой структуры. Этот гель перенаправляет поток свежей кислоты в неизменные, низкопроницаемые зоны пласта [3].

Формирующийся вязкоупругий гель по своим структурно-реологическим свойствам аналогичен полимерному. Принципиальное отличие состоит в основе его структуры: вместо длинноцепочечных макромолекул полимеров ее формируют супрамолекулярные ансамбли – червеобразные мицеллы, состоящие из молекул ПАВ. При достижении критической концентрации, обеспечивающей их перекрывание и взаимодействие, эти динамические образования создают объемную сетку зацеплений, обуславливающую гелеобразное состояние системы. Кинетика образования и роста мицелл критически зависит от таких факторов, как ионная сила раствора (наличие солей), уровень кислотности (pH) и присутствие косурфактантов. Реакция соляной кислоты с карбонатами породы, сопровождающаяся генерацией хлорида кальция и ростом pH, создает оптимальные условия для протекания этого процесса, инициируя постепенное структурообразование.

Ключевой преимущественной особенностью является селективность геля, обусловленная обратимостью образования червеобразных мицелл: они распадаются при контакте с нефтью. Хотя и существуют различные технологии для направленной доставки кислоты, применение БСКС остается наиболее простым в реализации методом. Его суть заключается в смешивании кислоты с вязкоупругим ПАВ и нагнетании готового состава в пласт [4,5].

Резюмируя вышеизложенное, ключевые преимущества самоотклоняющихся кислотных систем (БСКС) выходят далеко за рамки простоты приготовления состава. К ним относятся:

- селективность и технологическая гибкость. Состав обеспечивает автономное отклонение потока без применения механических изоляторов, что значительно упрощает процесс. Обработка может проводиться как непрерывной закачкой кислоты с БСКС, так и чередованием с чистым кислотным раствором, причем первый вариант демонстрирует более высокую эффективность;

- низкий риск кольтатации призабойной зоны пласта (ПЗП). Благодаря малым размерам молекул вязкоупругого ПАВ по сравнению с размером пор, система не блокирует каналы и легко выносится из коллектора;

- обратимость структуры геля. При контакте с углеводородами гель разрушается, что предотвращает его негативное воздействие на нефтенасыщенные пропластки и упрощает последующую очистку скважины;

- равномерность охвата интервала. Технология способствует формированию разветвленной сети проводящих каналов (червоточин) по всему вскрытому интервалу, исключая образование единых доминирующих проводящих каналов;

- оптимизация распространения кислоты. Равномерное распространение реагента по объему пласта приводит к более эффективному и рациональному его использованию по сравнению с традиционными СКО;

- благоприятные реологические свойства. Начальная вязкость состава крайне низка и сопоставима с вязкостью соляной кислоты (1–1,4 мПа·с), что не создает дополнительных гидравлических сопротивлений при закачке.

Таким образом, несмотря на широкий арсенал существующих методов и кажущуюся экономическую привлекательность простых СКО, их низкая эффективность часто не

оправдывает затрат. Выбор технологии воздействия должен основываться на комплексном анализе технологических и экономических критериев, где БСКС представляются высокоэффективным решением для селективного и равномерного воздействия на неоднородный пласт [6].

Бесполимерная самоотклоняющаяся кислотная система представляет собой состав на основе соляной кислоты и специального поверхностно-активного вещества (ПАВ), обеспечивающего автономное перенаправление потоков кислоты в пласте. В отличие от технологий с применением твердых частиц или полимерных гелей, данная система исключает риски кольматации порового пространства и необратимого повреждения коллектора.

Добавление ПАВ способствует формированию низковязкой гелевой структуры, которая не только обеспечивает эффект самоотклонения, но и значительно снижает гидравлические сопротивления при закачке за счет уменьшения трения. Это позволяет проводить обработки при более высоких расходах без увеличения давления на устье скважины.

«СУРФОГЕЛЬ» марка А, представляющий из себя вязкую прозрачную жидкость от жёлтого до коричневого цвета плотностью при 20 °С в пределах 1,00-1,05 г/см³. Имеет кажущуюся вязкость по Брукфильду при 20 °С и скорость сдвига 68 с⁻¹ в пределах 50-110 мПа·с. Кинематическая вязкость состава при 20 °С составляет в пределах 60-140 мм²/с.

Принцип стадийной бесполимерной самоотклоняющейся кислотной обработки (БОСКО) реализуется следующим образом: общий объём кислотного состава разделяется на несколько порций (оторочек), которые последовательно закачиваются в пласт попеременно с блокирующим агентом. Данный подход обеспечивает перенаправление каждой последующей кислотной оторочки в слабодренированные (низкопроницаемые) участки пласта. Таким образом, процесс представляет собой циклическую инжекцию технологических жидкостей (кислотных и блокирующих составов), направленную на последовательное и равномерное воздействие на всю толщину продуктивного интервала.

Ключевые аспекты технологии: использование самоотклоняющихся кислотных систем на основе ПАВ вместо полимерных агентов; отсутствие риска кольматации порового пространства; селективное воздействие на низкопроницаемые зоны; снижение гидравлических сопротивлений при закачке.

Применение технологии стадийной БОСКО обеспечивает следующие технологические преимущества: селективное воздействие на низкопроницаемые интервалы. Состав целенаправленно распределяется в слабодренируемые пропластки, что повышает охват пласта воздействием; оптимизация расхода реагентов. Технология позволяет достичь более рационального использования кислотной композиции за счет целенаправленного воздействия на целевые интервалы; контроль обводнённости. Метод способствует вовлечению в разработку ранее не дренируемых нефтенасыщенных зон, что снижает риски преждевременного обводнения продукции скважины; выравнивание профиля приёмистости/притока. Снижается неоднородность фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП), что приводит к более равномерному распределению потока жидкости по всей толщине продуктивного интервала.

Таким образом, использование стадийной БОСКО направлено не только на увеличение продуктивности скважины, но и на улучшение эксплуатационных показателей за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием и управления направлением фильтрационных потоков.

Список использованных источников:

1. Байков Н. М. Новые технологии кислотных обработок продуктивных пластов / Н. М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №3. – с. 114.
2. Бронштейн И. Н. Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов/ И. Н. Бронштейн, К. А. Семендяев, – Москва: Наука, 1980. – 706 с.

3. Горниковский И.Т. Краткий справочник по химии / И.Т. Горниковский и др. – Киев: Наукова думка, 1974. – 990 с.
4. Дерябин В. В. Биополимеры для нефтяной промышленности / В. В. Дерябин, В. И. Титов, А. З. Гарейшина и др.// (Обзор. информ.) Сер. «Техника и технология добычи и обустройство нефтяных месторождений». – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 39 с.
5. Ибатуллин Р. Р. Биополимеры – полисахариды для увеличения нефтеотдачи пластов / Р. Р. Ибатуллин, И. Ф. Глумов, М. Р. Хисаметдинов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006 – №3. – С. 46–47
6. Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам / С. И. Иванов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – с. 140–142, 146
7. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
8. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
9. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
10. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
11. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
12. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
13. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
14. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
15. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
16. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

17. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliye, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

18. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

УДК 622.276

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЛЯ ПЛАСТА
С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ
ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО-
МАЛЫБАЛЫКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Гаврилов А.В.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, гр. ГРсз-21-11)

Измайлова Г.Р.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассматривается применение выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины Западно-Малыбалыкского месторождения. Оценивается технологическая эффективность применения силиката кальция на добывающей скважине №18643.

Ключевые слова: обводненность, КИН, запасы нефти, стадия разработки.

UDC 622.276

**INCREASING THE OIL RECOVERY COEFFICIENT FOR THE RESERVOIR USING
THE TECHNOLOGY OF LEVELING THE INTAKE PROFILE OF INJECTION WELLS
AT THE ZAPADNO-MALYBALYKSKOYE FIELD**

Gavrilov A.V.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsz-21-11)*

Izmailova G.R.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article discusses the application of leveling the intake profile of the injection well of the Zapadno-Malybalykskoye field. The technological efficiency of using calcium silicate at production well No. 18643 is being evaluated.

Keywords: waterlogging, KIN, oil reserves, development stage.

В настоящее время интенсивно разрабатываются и применяются на практике физико-химические технологии, направленные на регулирование заводнения путем снижения проводимости высокопроницаемых каналов и трещин пласта с использованием осадко-гелеобразующих составов, эмульсионных и суспензионных систем. Однако эту задачу нельзя считать окончательно решенной, поскольку реализация применяемых на практике технологий часто не приводит к положительным результатам, особенно при учете их технико-экономических показателей.

Процесс выравнивания профиля осуществляется для того, чтобы:

- Повысить эффективность очистки пласта за счет изменения направления потока закачиваемого фильтрующего агента, тем самым подавляя поток в каналах с низким сопротивлением.

- Обеспечить постепенную добычу углеводородов из ранее не очищенных объемов пласта.

- Снизить эксплуатационные расходы, связанные с добычей попутной воды.

Рабочей областью для этой процедуры является нагнетательная скважина, функционирующая в качестве источника обводнения определенной зоны в продуктив-ном коллекторе, расположенная вблизи начального ряда эксплуатационных скважин с реактивной нагрузкой.

Рассмотрим применение методов ВПП (закачка силиката кальция) на примере Западно-Малыбалыкского месторождения.

В настоящее время Западно–Малобалыкское месторождение находится на третьей стадии разработки. За 2014 год на месторождении добыто 597,3 тыс.т. нефти и 8 121,7 тыс.т. жидкости.

Средняя обводненность продукции составила 92,6 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 1,4 %, от текущих – 2,5 %. Среднесуточный дебит действующих скважин по нефти составил 11,2 т/сут, по жидкости – 152,2 т/сут.

Рассмотрим технологическую эффективность мероприятия на примере нагнетательной скважины № 18644, состоящей из трех окружающих добывающих скважин №№ 18643, 18645, 6111 (рисунок).

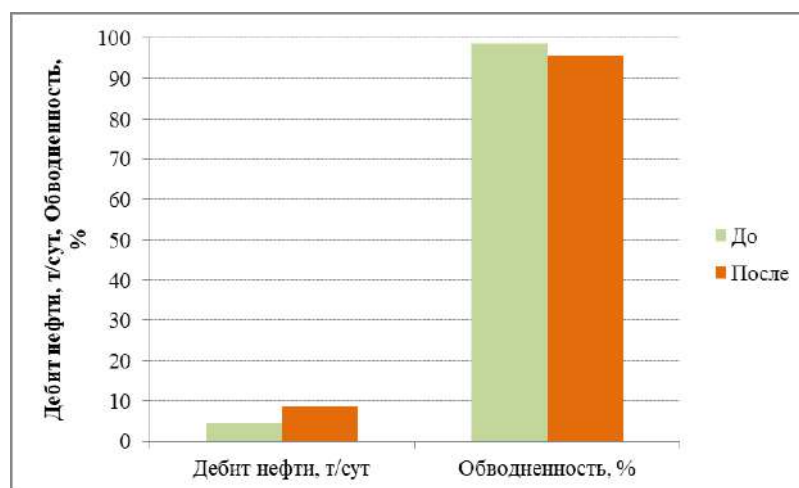


Рисунок 1 – Технологическая эффективность мероприятия ВПП реагирующей добывающей скважины №18643.

По состоянию на 1 марта 2019 года внедренная технология позволила добыть дополнительно 16 608 тонн нефти. Объем гелевой композиции, используемой на метр толщины пласта, варьировался от 7 до 46 кубических метров. Перед закачкой раствора в скважины были выполнены все необходимые подготовительные этапы, описанные ранее. Непрерывная работа насосного оборудования на этапе закачки предотвращала образование гелеобразных отложений в скважинах и поддерживала высокую скорость всасывания раствора. В целом, после введения гелеобразующих веществ наблюдалось снижение скорости отбора во всех нагнетательных скважинах.

Список использованных источников:

1. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения/ Р. Х. Муслимов [и др.]. - М., ВНИИОЭНГ, 1995. Т.1. - 492с.
2. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / [под ред. проф. Р. Х. Муслимова]. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007.Т.1. - С. 235-254.
3. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. / ВНИИнефть. - М., 1993. - 76 с.

4. Методика оценки эффективности применения технологий увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений Республики Татарстан./ ТатНИПИнефть. - Альметьевск, 1999. - 96 с.
5. Izmaylova G.R. ACOUSTICALLY INDUCED MASS TRANSFER IN SATURATED POROUS MEDIA В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. Сер. "International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering, IPDME 2020" 2021. С. 012073.
6. Хабибуллин А.М., Воробьев Д.А., Измайлова Г.Р. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 401-405.
7. Ишмухаметов Т.Г., Малинин А.С., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Хуснутдинова Р.Р. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ MATLAB/SIMULINK В сборнике: Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 474-480.
8. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Larin P.A., Kuleshova L.S. METHOD FOR SELECTING GEOTHERMAL ENERGY EXTRACTION TECHNOLOGIES USING NOMOGRAMS В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. The International Conference "Information Technologies in Business and Industry". IOP Publishing, 2019. С. 072006.
9. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
10. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
11. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
12. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
13. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
14. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

15. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

16. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

17. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

18. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

УДК 553.9

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЗОВАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

И.Н. Гайсин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация. Механические примеси оказывают разрушительное воздействие на работу скважинного оборудования при механизированной добыче нефти. Наиболее выражено это на глубинных насосах, где засорение твёрдыми частицами нарушает работу и может вызывать отказ оборудования. Последствия затрагивают весь комплекс устройств в стволе скважины.

Если профилактика засорений предотвращает критические отказы, абразивный износ оборудования остаётся необратимым и может лишь замедляться. Для снижения негативного влияния применяются механические методы фильтрации твёрдых частиц и химические методы, модифицирующие свойства примесей или уменьшающие их агрессивное воздействие. Проблема особенно актуальна для месторождений на поздних стадиях разработки, где накопление механических включений ограничивает ресурс оборудования и эффективность добычи.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефтяная скважина, механические примеси, Разрушение стенок, трещины, уровень добычи нефти.

UDC 553.9

COMPLICATIONS IN THE EXTRACTION OF HYDROCARBONS ASSOCIATED WITH THE FORMATION OF MECHANICAL ADDITIVES

I.N. Gaisin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)*

Abstract. Mechanical impurities as a complicating factor in the operation of all well equipment in mechanized oil production have a very serious and detrimental effect. First of all, this is the failure of deep-well pumping equipment due to clogging. It is also not only the wear and tear of the pumping equipment itself, but also of everything that surrounds it inside the well. While the first group of consequences can be prevented in most cases, the wear and tear of the equipment can

only be reduced or slowed down. The methods of dealing with mechanical impurities can be divided into mechanical and chemical methods. This problem is relevant for fields that are in the late stages of development.

Keywords: reservoir bottom zone, oil well, mechanical impurities, wall destruction, cracks, and oil production level.

Механические включения представляют собой твёрдые частицы, присутствующие в пластовом флюиде и формирующие осадочные слои на поверхности оборудования нефтяного промысла. Повышенная концентрация таких примесей является критическим фактором, осложняющим механизированную добычу, так как они способствуют образованию песчаных пробок, засорению забоя и нарушению нормальной работы скважины.

Для электроцентробежных насосов (УЭЦН) механические включения остаются основной причиной аварий и повреждений конструкции. Частицы крупного размера, как правило, вызывают заклинивание и критические отказы, тогда как мелкодисперсные абразивные элементы провоцируют повышенную вибрацию и ускоренный износ рабочих органов. Анализ статистических данных, собранных на различных месторождениях за последние годы (таблица 1), показывает, что поломки центробежных насосов, обусловленные механическими примесями, существенно превышают влияние таких факторов, как коррозия или образование солевых отложений.

Эффективное управление эксплуатационными рисками требует комплексного подхода: контроля концентрации механических примесей в добываемой жидкости, применения фильтровальных систем и, при необходимости, химических средств для модификации свойств включений. Такой подход позволяет не только снизить частоту отказов насосного оборудования, но и повысить общую надёжность и долговечность работы скважин.

Таблица 1 – Основные причины отказов УЭЦН (01.01.2022 год) на рассматриваемом месторождении

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа	Единица измерения
Механические примеси	%	35-50
Коррозия	%	20-25
Солеобразование	%	15-20
Прочие	%	5-30

Эксплуатационные осложнения скважин нередко проявляются через ухудшение гидродинамических свойств продуктивного пласта, главным образом из-за закольматирования призабойной зоны и образования песчаных пробок в забое. При значительных скоростях фильтрации мелкодисперсные частицы механических примесей активно транспортируются вместе с потоковым флюидом, что приводит к постепенному перекрытию поровых каналов и снижению проницаемости пласта в непосредственной близости от ствола скважины. В результате наблюдается существенное ухудшение фильтрационных характеристик и снижение эффективности добычи, что делает контроль и минимизацию механических включений критически важной задачей для рациональной эксплуатации месторождения.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
10. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
11. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
12. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

13. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

14. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

15. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

УДК 553.9

ПРИРОДА ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

И.Н. Гайсин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-23-11)*

Аннотация. На заключительных этапах освоения нефтяного месторождения добываемая скважинная продукция нередко характеризуется высоким содержанием воды, что существенно усложняет поддержание стабильного дебита нефти. Для компенсации обводнения требуется повышение скорости фильтрации, что провоцирует разрушение слабосцементированных коллекторов в призабойной зоне. При этом стенки поровых каналов и трещин подвергаются непрерывной эрозии, а механические примеси, включая обломки породы, активно выносятся в поток добываемого флюида. Этот процесс носит постоянный характер, так как разрушение коллектора и перенос твёрдых частиц в скважину происходят одновременно, что формирует устойчивый поток абразивных включений. Данный механизм объясняет часто наблюдаемое явление: концентрация механических примесей в добываемой жидкости резко возрастает при забойном давлении, находящемся ниже давления насыщения пласта, усиливая гидродинамические осложнения в призабойной зоне.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефтяная скважина, механические примеси, Разрушение стенок, трещины, уровень добычи нефти.

UDC 553.9

THE NATURE OF MECHANICAL IMPURITIES

I.N. Gaisin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)*

Abstract. The late stage of oil field development is usually accompanied by significant water cut in the produced well production. In order to maintain the level of oil production, it is necessary to increase the well flow rates, which inevitably leads to high filtration rates that contribute to the removal and transport of mechanical impurities from the poorly cemented reservoirs in the near-wellbore zone due to the destruction of the walls of cracks and pore channels. In this case, the erosion of the reservoir will be continuous due to the continuous removal of debris

and particles of eroded rock into the well. The intensification of these processes explains the common effect of increased mechanical loss at a bottomhole pressure below the saturation pressure.

Keywords: reservoir bottom zone, oil well, mechanical impurities, wall destruction, cracks, and oil production level.

При эксплуатации нефтегазовых месторождений с продуктивными слоями из рыхлых и слабосцементированных пород неизбежно наблюдается деградация призабойной зоны, сопровождающаяся поступлением в забой скважины обломков породы. Эти процессы создают серьёзные эксплуатационные трудности и негативно влияют на надёжность оборудования.

Механические примеси в добываемой жидкости формируются из различных источников. Основную долю составляют песчаные частицы слабосцементированных коллекторов, выносимые преимущественно через высокопроницаемые каналы, сформированные трещинами и слоями напластования. Дополнительными источниками включений являются продукты коррозии элементов скважинного оборудования, остатки проппанта после гидравлического разрыва пласта, а также фрагменты разрушенной породы. На завершающих стадиях ГРП в стволе скважины неизбежно сохраняется часть проппанта, не проникшего в пласт, объём которой может колебаться от сотен килограммов до десятков тонн.

Наибольшая концентрация механических включений, вызывающих поломки насосного оборудования и снижение эффективности добычи, фиксируется в вновь введённых скважинах после бурения, реализации второго ствола, подземного ремонта и проведения ГРП - она достигает порядка 80 % от общего числа случаев.

Вынос песчаных частиц и других абразивных включений из призабойной зоны провоцируют несколько факторов: прорыв воды, превышение допустимой депрессии на забое, аномальное распределение вертикальных напряжений в пласте, резкие перепады давления из-за частых остановок скважины, а также истощение продуктивного горизонта. Эти механизмы действуют комплексно, формируя непрерывный поток абразивных компонентов в скважину и существенно осложняя эксплуатацию оборудования.

Разрушение коллектора и перенос механических включений в ствол скважины обусловлены комплексом факторов, которые условно подразделяются на три категории: геологические, технологические и конструктивно-технические.

Геологические факторы определяются природными характеристиками продуктивного пласта. Среди них ключевое значение имеют пластовое давление, глубина залегания и горизонтальная составляющая горного давления, степень цементации и плотность пород, а также их естественная проницаемость. Существенно влияют фазовое состояние добываемого флюида и физико-химические свойства песчаных частиц, включая угловатость и содержание глинистых примесей. Не менее важны процессы взаимодействия с подошвенными водами, приводящие к растворению цементирующих компонентов, а также продолжительность естественного выноса песка из пласта.

Технологические факторы связаны с эксплуатационными режимами скважины и включают величину депрессии и репрессии на пласт, дебит скважины, снижение естественной проницаемости, проявление скин-эффекта, увеличение фильтрационной нагрузки и разрушение капиллярного сцепления песчаных частиц. Эти параметры напрямую влияют на скорость разрушения призабойной зоны и интенсивность переноса механических включений в ствол скважины.

Конструктивно-технические причины обусловлены устройством забоя и его характеристиками. К ним относятся состояние поверхности забоя, открытость или закупоренность перфорационных каналов и протяжённость интервала вскрытия продуктивного пласта, которые определяют возможности выноса твёрдых частиц и распределение потока жидкости.

Основной количественной характеристикой механических примесей в добываемой жидкости является концентрация взвешенных частиц (КВЧ), выражаемая в миллиграммах на литр. Динамика изменения КВЧ определяется сложным взаимодействием геологических, гидродинамических и эксплуатационных параметров. На величину концентрации частиц существенно влияют глубина залегания и пластовое давление, проницаемость пород, физико-химические свойства добываемого флюида, уровень обводнённости, а также конфигурация и плотность перфорации. Дополнительно на КВЧ влияют дебит скважины, величина депрессии и характеристики рабочей жидкости, применяемой в ходе ремонтно-восстановительных операций.

Механические включения представляют собой критический фактор, значительно осложняющий эксплуатацию скважинного оборудования при механизированной добыче нефти. Наиболее заметное проявление их действия наблюдается через засорение и выход из строя глубинных насосов, однако разрушительное влияние распространяется и на сопутствующие элементы ствола скважины. Постоянная абразивная нагрузка ускоряет износ оборудования, снижает его надёжность и повышает вероятность возникновения внеплановых простоев, оказывая прямое влияние на эффективность добычи и экономику эксплуатации месторождения.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
10. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
11. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
12. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
14. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

УДК 665.6:621.6

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ШЛАМОВЫХ ПРОБОК ПО ТРУБОПРОВОДАМ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ УТИЛИЗАЦИИ НА ПОВХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Э.В. Гайфуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГР 21-11)

Аннотация. В статье рассматриваются сложности, связанные с перекачкой нефти и отходов бурения по трубам в районе Повховского месторождения. Изучены способы уменьшения затрат энергии, включая нагрев, добавление химикатов и их комбинации. Для выбора лучшей скорости потока, при которой расходы энергии будут минимальны, применены гидравлические расчёты. Выяснено, что совместное использование снижения давления и поддержания температуры на уровне 28–30 °С даёт возможность уменьшить затраты энергии по сравнению с обычным способом. Также предложена технология переработки отходов бурения, позволяющая извлекать до 85% нефтепродуктов.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, шламовые пробки, транспорт, энергопотребление, оптимизация, депрессорные присадки, утилизация шламов, Повховское месторождение, гидравлический расчет.

OPTIMIZATION OF HIGH-VISCOSITY OIL AND SLUDGE PLUG TRANSPORTATION MODES THROUGH PIPELINES TO MINIMIZING ENERGY CONSUMPTION AND SUBSEQUENT DISPOSAL AT THE POVKHOVSKOE FIELD

E.V. Gaifullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GR 21-11)

Abstract. This article examines the challenges associated with pumping oil and drilling waste through pipelines in the Povkhovskoye field area. Energy reduction methods are explored, including heating, chemical addition, and their combinations. Hydraulic calculations are used to select the optimal flow rate to minimize energy consumption. It is found that the combined use of pressure reduction and maintaining a temperature of 28–30°C reduces energy consumption compared to conventional methods. A drilling waste processing technology is also proposed, allowing for the recovery of up to 85% of petroleum products.

Keywords: High-viscosity oil, sludge plugs, transport, energy consumption, optimization, pour point depressants, sludge disposal, Povkhovskoye field, hydraulic calculation.

Основная трудность при эксплуатации Повховского месторождения – сильная обводненность, достигающая 80-85%. Ещё одна проблема – наличие асфальто-парафиновых отложений в нефти в пределах 18-22%. Подобные факторы приводят к изменению свойств жидкости в пластах, из-за чего формируются плотные шламовые пробки. Эти пробки мешают поддерживать стабильную добычу нефти.

Шламовые пробки состоят из воды, нефти, парафина и разных механических примесей. Для их транспортировки нужно много энергии, что снижает экономическую выгоду от добычи. Обычно для борьбы с пробками используют продувку труб разными теплоносителями, но это дорого. Кроме того, этот способ не решает вопрос утилизации самих шламов.

В этой статье мы попытаемся решить эти проблемы, разработав комплексный подход. Он нацелен на то, чтобы сделать транспортировку высоковязкой нефти и шламовых пробок более эффективной с точки зрения энергозатрат. Также мы предлагаем экологически чистый способ переработки шламовых пробок.

Объектом исследования является участок сбора нефти КНС-1 Повховского месторождения. Этот участок включает трубопровод длиной 4,7 км и диаметром 159 мм. Свойства транспортируемой продукции и характеристики шламовых пробок приведены в таблице 1.

Таблица 1 – свойства транспортируемой продукции и шламовых пробок

Показатель	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Обводненность, %	78	82	85	ГОСТ 2477-65
Содержание парафина, % масс.	16.5	18.8	21.5	ГОСТ 11851-85
Вязкость при 20 °С, сПз	145	188	255	Вискозиметр Ротационный
Температура застывания, °С	+12	+15	+18	ГОСТ 20287-91
Интенсивность отложений, т/год	45	58	72	По данным очистки трубопроводов

Для расчета гидравлических потерь давления будем использовать уравнение Дарси-Вейсбаха, предназначенного для многофазного потока:

$$\Delta P = \lambda \cdot (L/D) \cdot (\rho \cdot v^2/2), \text{ где:}$$

ΔP – потери давления на трение, Па; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, рассчитываемый в зависимости от режима течения (критерий Рейнольдса); L – длина трубопровода, м; D – диаметр трубопровода, м; ρ – плотность транспортируемой жидкости, кг/м³, v – скорость потока, м/с.

Мощность, затрачиваемая на перекачку, рассчитывалась по формуле:

$N = (Q \cdot \Delta P) / \eta$, где:

N – мощность, Вт; Q – объемный расход жидкости, м³/с; η – КПД насосного агрегата ($\eta = 0.75$).

На основании геофизических данных были предложены и проанализированы следующие методы:

1. Базовый (термический): Продукция нагревается до 40°C на входе в БКНС.
2. Химический: Вводится депрессорная присадка "Флоуэнхансер-ДП" в количестве 150 г/т, подогрев не нужен.
3. Комбинированный (оптимизированный): Вводится депрессорная присадка в дозировке 75 г/т и производится поддержание температуры на уровне 28-30 °С.

Проведенные расчеты гидравлического сопротивления и требуемой мощности для различных сценариев позволили получить сравнительные данные, представленные в Таблице 2.

Таблица 2. Сравнительные показатели эффективности различных режимов транспорта.

Показатель	Базовый (подогрев до 40°C)	Химический (только присадка)	Комбинированный (оптимизированный)
Температура транспорта, °С	40	20	28
Вязкость потока, сПз	45	65	38
Перепад давления ΔP , МПа	2.8	3.9	2.3
Требуемая мощность N , кВт	185	255	150
Удельные энергозатраты, кВт·ч/т	5.95	8.20	4.82
Затраты на реагенты/нагрев, руб/т	120	85	105

Расчет для комбинированного метода:

1. Исходные данные: $Q = 35$ м³/сутки ≈ 0.000405 м³/с, $L = 4700$ м, $D = 0.159$ м, $\rho = 890$ кг/м³, $v = 0.0204$ м/с, $\nu = 38$ сПз = 0.000038 м²/с.

2. Число Рейнольдса $Re = (v \cdot D) / \nu = (0.0204 \cdot 0.159) / 0.000038 \approx 85.4$. Режим ламинарный.

3. $\lambda = 64 / Re = 64 / 85.4 \approx 0.749$.

4. Потери давления:

$\Delta P = 0.749 \cdot (4700/0.159) \cdot (890 \cdot 0.0204^2 / 2) \approx 2\,300\,000$ Па = 2.3 МПа.

5. Рассчитываем требуемую мощность:
 $N = (0.000405 \cdot 2\,300\,000) / 0.75 \approx 1242$ Вт ≈ 150 кВт (с учетом запаса на КПД насоса и двигателя).

Из таблицы 2 видно, что комбинированный метод даёт оптимальные результаты. Затраты на нагрев и тесты при его применении средние. Расход энергии меньше на 19%, чем при использовании стандартного метода, и на 41.2%, чем при химическом.

Ещё один плюс такого подхода - хорошее влияние на шламовые блоки. Волокна становятся рыхлыми, и их проще перевозить и перерабатывать. После обработки связность шлама падает на 30%, а количество нефти, которую можно достать, увеличивается на 10%. Для переработки таких шламов можно использовать передвижную установку, работающую по принципу отмывки:

1. Шлам измельчается и смешивается с горячей водой (60-70°C) и моющим реагентом.
2. В барабанном отделе происходит отделение твердой фазы (песка, глины).
3. Из водно-нефтяной суспензии на центрифуге извлекается нефтяная фаза, которая возвращается в трубопровод.
4. Обезвреженная твердая фаза (с содержанием нефтепродуктов < 0.1%) может быть использована для отсыпки внутрипромысловых дорог.

Анализ подтвердил серьёзный рост проблем с реологией на Повховском месторождении, проявляющийся в увеличении вязкости добываемой продукции и скоплении шлама. Расчеты показали, что комбинированный способ транспортировки является самым лучшим из трёх предложенных. Он включает в себя добавление присадки (75 г/т) и поддержание температуры потока на уровне 28-30°C. Применение такого режима даёт возможность снизить расход энергии на перекачку на 19% по сравнению с текущим способом нагрева. Это экономит около 4.5 млн рублей в год только на участке КНС-1.

Предложенная технология утилизации шламовых пробок методом отмывки позволяет извлекать до 85% нефтепродуктов и переводить твердый остаток в категорию малоопасных отходов, пригодных для хозяйственного использования, что снижает экологическую нагрузку и затраты на захоронение. Реализация разработанного комплекса мер обеспечивает синергетический эффект, направленный на повышение энергоэффективности и экологической безопасности эксплуатации трубопроводного транспорта на поздней стадии разработки месторождения.

Список использованных источников:

1. Леонов Е.Г., Крылов В.И. Транспорт высоковязких и застывающих нефтей. – М.: Недра, 2018. – 255 с.
2. Юфин В.А. Технологии борьбы с парафиноотложениями и шламами. – СПб.: ООО "НПО "Профессионал", 2020. – 312 с.
3. РД 39-30-1146-82. Методические указания по расчету гидравлических сопротивлений в нефтепроводах. – М., 1983.
4. Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки Самотлорского месторождения на основании решения протокола ЦКР Роснедра № 4806 от 24.12.2009 г. / ООО «Тюменский нефтяной научный центр». – 2009.
5. Дополнение к Уточненному проекту разработки Самотлорского месторождения (л.у. ОАО «Самотлорнефтегаз», л.у. ОАО «ТНК-Нижневартовск») на основании решения протокола ЦКР Роснедра № 4806 от 24.12.2009 г. / ООО «Тюменский нефтяной научный центр». – 2009.

УДК 621.317

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

Э. В. Гайфуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском, студент гр. ГР-21-11)

А.Г. Лебедев, Р.Р. Салахов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВОУГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-22-11)

М.В. Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВОУГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрены факторы, влияющие на работу штанговых скважинных насосных установок, а также вкратце описаны методы борьбы с ними.

Ключевые слова: насосные установки, штанговые насосы, факторы работы штанговых установок, штанговые установки.

UDC 621.317

FACTORS AFFECTING THE OPERATION OF DOWNHOLE DRIVE PUMPING UNIT

E. V. Gayfullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. GP-21-11)

A.G.Lebedev, R.R.Salakhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. BGR-22-11)

M.V Selivanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article discusses the factors that affect the operation of sucker rod pumping units, as well as briefly describes the methods of dealing with them.

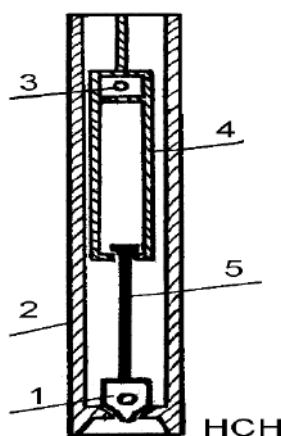
Keywords: pumping units, rod pumps, factors of operation of rod units, rod units.

В продукциях, проходящих через насос, содержится большое количество песка, а также сама продукция может обладать высокой вязкостью. Также в приёме насоса содержится большое количество газа. Ствол скважины может быть сильно искривлен. Благодаря нефтяному газу мы можем поднимать жидкость с забоя на поверхность. Но это может привести к значительному уменьшению коэффициента наполнения насоса из-за большого количества свободного газа. При добыче парафиновой нефти на стенках труб происходит отложение парафина.

Все эти факторы осложняют работу штанговых скважинных насосных установок.

Чтобы избавляться от свободного газа в насосах применяют следующие методы: применение НСН, НСВ, увеличение длины хода плунжера (применяется также одновременно с уменьшением диаметра насоса).

НСН (насос скважинный невставной) – это невставной трубный насос с седлом (всасывающим клапаном). С помощью цилиндра опускается в скважину. Плунжер опускается в скважину перед всасыванием, после чего заходит в цилиндр, что происходит благодаря штангам. Плюсом НСН является высокая пропускная способность. Минусами НСН являются: сложный процесс сборки и долгий подъём устройства на поверхность. Чтобы ликвидировать данные минусы, придумали НСВ (см. рис. 1).



1 – всасывающий клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан; 4 – плунжер;
5 – захватный шток

Рисунок 1 – Невставной скважинный насос

НСВ(насос скважинный вставной) – это вставной трубный насос с седлом(всасывающем клапаном). Данные насосы обладают высокой скоростью подъёма на поверхность и относительно несложную сборку, но теряют преимущество перед НСН из-за малой пропускной способности, что объясняется фиксированным диаметром труб. [9]. НСВ в основном применяются, когда скважина обладает малым дебитом (см. рис. 2).

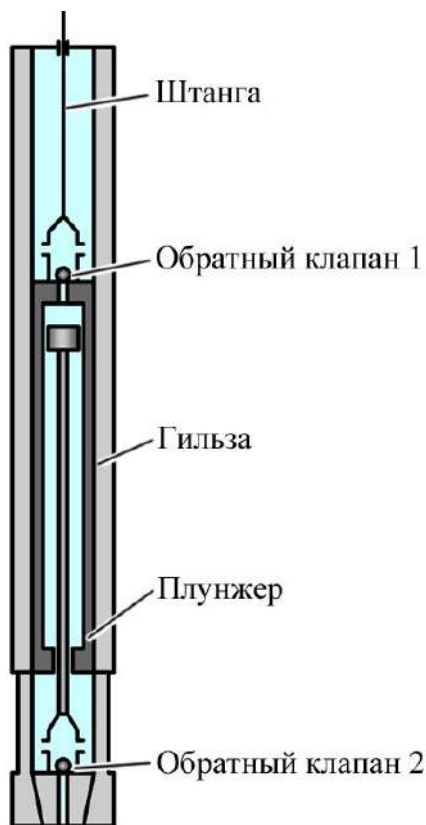


Рисунок 2 – Вставной скважинный насос

Принцип работы НСН и НСВ: плунжер, двигаясь вниз, открывает первый обратный клапан, что позволяет жидкости из скважины попасть в область над плунжером. Далее, плунжер движется вверх и первый обратный клапан закрывается. Плунжер, продолжая движение вверх, вытесняет жидкость. Второй обратный клапан в этот момент открыт. Жидкость попадает в пространство скважины. [8]. Далее жидкость двигается по трубам.

Самый эффективный и популярный способ – избавление от газа в жидкости непосредственно перед её поступлением в насос. Перед этим делают сепарацию, то есть отделение жидкости от газа. После чего газ пропускают в отдельную трубу, а оттуда в выкидную трубу. В результате этого часть газа не участвует в подъёме жидкости.

С песком в штанговых скважинных насосных установках борются из-за того, что при малейшей негерметичности скважины он размывает места протекания нефти, изнашивает муфты и поверхности скважин, особенно в искривленных пространствах.

Самый эффективный и популярный метод борьбы с песком – контроль поступления песка из пласта в скважину. Это делают за счёт установки фильтров на забое и уменьшения подвода нефти. Помимо фильтров применяют так называемые песочные якоря(сепараторы), устанавливаемые у входа насоса. [10]. Песочные якоря работают благодаря гравитации: направление жидкости быстро меняют, и песок вследствие инерции отделяется от неё (см. рис. 3).



Рисунок 3 – Песочный якорь

Однако полного избавления от песка добиться не удаётся. Некоторая его часть остаётся в насосе и изнашивает приборы, из-за чего применяют специальные песочные насосы.

Поскольку месторождений с маловязкими нефтями становится все меньше, в настоящее время начали использовать месторождения с высоковязкими нефтями. На них применяют так называемый штанговый скважиннонасосный способ подъема нефтей. Также при откачке такой нефти используют двухпланжерные насосы, увеличиваются диаметры НКТ и сечений других насосов. Однако, эти способы не позволяют избежать различных аварий, возникающих в скважине. Например, при откачке нефти с высокой вязкостью (более 600 МПа * с) может происходить так называемое «провисание» штанги при её движении в жидкости.

Также можно избавиться от высокой вязкости нефти путём добавления в неё какой-либо другой жидкости, например, воды. После этого можно работать с месторождением традиционным НСВ, или НСН при больших дебитах [6].

Также можно подогревать саму откачиваемую жидкость, за счёт чего будет уменьшаться её вязкость.

Если нефть является парафинистой, то на стенках труб будет откладываться парафин. Это может привести к уменьшению пропускной способности труб из-за изменения их поперечного сечения, что чревато прорывом трубы. Также, если парафин будет попадать в насос, он может нарушить его герметичность. С парафином можно бороться по-разному в зависимости от конкретной ситуации: если парафин откладывается небыстро, то при подъемах штанг можно ремонтировать трубы. Если же парафин откладывается быстро, то трубы пропаривают: с помощью паровой установки в трубы запускают пар. Трубы нагреваются, благодаря чему парафин слезает с них и уходит потоком жидкости. Иногда вместо пара могут подавать нагретую жидкость, например, нагретую воду.

Таким образом, вопрос вреда для штанговых скважинных установок на пластах стоит остро. С каждым годом методы увеличиваются и улучшаются. Соответственно, приходится тратить на это ресурсы и деньги [7]. Если посмотреть на статистику цены на нефть, то можно увидеть резкий скачок увеличения с 2000-х годов. Это отчасти зависит от факторов, влияющих на штанговые скважинные установки.

Список использованных источников:

1. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров. Москва: ООО ЛЕНАНД, 2008, 668 с.
2. Как применяются штанговые скважинные насосы в сфере нефтедобычи? [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://pknm.ru/press-centr/stati/kak-primenyayutsya-shtangovye-skvazhinnye-nasosy-v-sfere-neftedobychi>.
3. В. В. Тетельмин, В. А. Язев. Основы бурения на нефть и газ. Москва: Интеллект, 2014, 296 с.
4. Р. И. Вяхриев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. Москва: Недра-Бизнесцентр, 2002, 880 с.
5. В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. Подземная гидравлика. Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001, 736 с.
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020611252 Российская Федерация. "Мониторинг и Диагностика насосных агрегатов "ДИАНасос" : № 2020610214 : заявл. 14.01.2020 : опубл. 28.01.2020 / Р. Н. Сулейманов, А. С. Галеев, О. В. Филимонов, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».
7. Разработка интерактивного приложения для изучения азбуки Морзе с применением межпредметных связей в системе компьютерной алгебры "Maple" / А. А. Оленев, А. В. Назаренко, А. Р. Лепشوкова [и др.] // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 806-811.
8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019663502 Российская Федерация. Система мониторинга и интерпретации характеристик работы узлов и агрегатов станции системы городских водоканалов\теплосетей "Мониторинг КНС Водоканал" : № 2019617431 : заявл. 20.06.2019 : опубл. 17.10.2019 / Р. Н. Сулейманов, А. С. Галеев, О. В. Филимонов, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ).
9. Реализация математических операций над двоичными числами в системе компьютерной алгебры Maple / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, А. А. Оленев, Е. А. Воротынцева // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием : в 2-х томах, Октябрьский, 26 апреля 2019 года / ответственный редактор: В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 47-54.
10. Селиванова, М. В. Особенности оценивания средств контроля и диагностики / М. В. Селиванова, А. А. Оленев, А. А. Найденик // Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2018 : материалы Всероссийской научно-технической конференции , Октябрьский, 01 июня 2018 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 49-51.

УДК 622.276

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НАСОСОВ ОТ ДРЕВНОСТИ К СОВРЕМЕННОСТИ

В. С. Галактионова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы гр. БГР-23-11)*

З. Л. Зайнаглина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: В статье рассмотрена общая история развития насосов от одних из первых до современных. Приведены примеры насосов разных временных линий. Перечислены насосы, применяемые в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: Насос, изобретение, история, эволюция, насосные системы, многоступенчатые насосы.

UDC 622.276

THE HISTORY OF PUMP DEVELOPMENT FROM ANCIENT TO MODERN TIMES

V. S. Galaktionova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-23-11)

Z. L. Zainagalina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article examines the general history of pump development from the earliest to the most modern. Examples of pumps from different time periods are provided. Pumps used in the oil and gas industry are listed

Keywords: Pump, invention, history, evolution, pumping systems, multi-stage pumps.

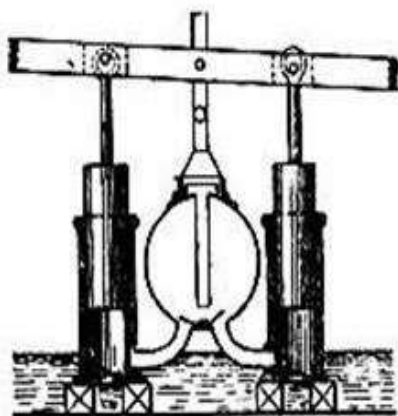
В нефтегазовой отрасли нашли применение множество видов насосов. В сфере добычи нефти наибольшее распространение получили погружные электроцентробежные, винтовые и штанговые насосы. Также различные типы насосных агрегатов применяются для транспортировки нефти и нефтепродуктов. Гидравлические машины имеют достаточно богатую и интересную историю.

Трудно сказать однозначно, какой из насосов был первым, ведь развитие и история насосных устройств начинается ещё задолго до нашей эры.

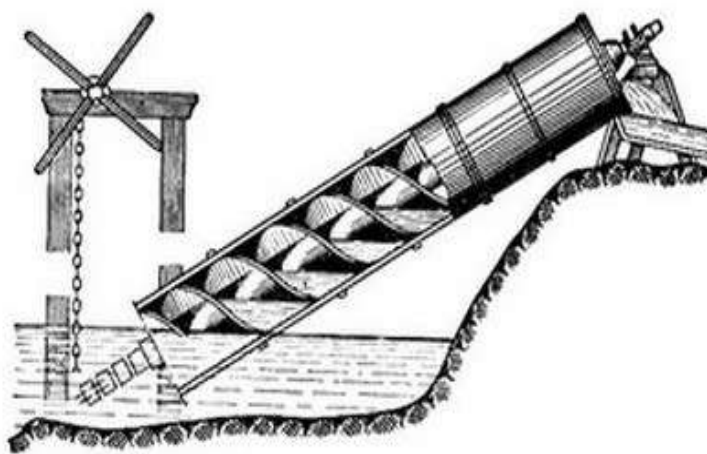
Одни из первых насосов использовались ещё в XVII веке до нашей эры в Месопотамии и Древнем Египте. Ими были цепные насосы, которые, при помощи закрепленных на бесконечной цепи сосудов или ковшей, поднимали воду из колодцев достаточно большой глубины, до 90 метров. Другой насос, более примитивный, который древние египтяне использовали для подъема воды из реки, представлял собой вырезанную в камне пирамидальную форму. Такой насос работал за счет рабов, которые крутили большие колеса, с приделанными к ним ковшам[1].

Чуть позже, в III веке до нашей эры, был создан более известный насос - «архимедов винт» или винтовой насос. Изобретение Архимеда представляло собой спираль, помещенную в длинный цилиндр. Вращением спиральной трубы достигался подъем воды, а от угла наклона винта зависела его производительность (Рисунок 1).

Многие древние насосы использовались в основном для подъема воды. Однако, около 285-222 гг. до нашей эры, было изобретено одно из первых механических устройств для подачи воды и тушения пожаров - насос Ктесибия. Он представлял собой двухцилиндровую поршневую систему, которую изобрел древнегреческий ученый и механик Ктесибий Александрийский (Рисунок 1).



Насос Ктесибия



Винт Архимеда

Рисунок 1 – Первые насосы

В Средневековье насосы применялись в гидравлических машинах. Один из первых центробежных насосов со спиральным корпусом и четырехлопастным рабочим колесом был изобретен французским ученым Дени Папеном. (Рисунок 2) В историю центробежных насосов внес свой вклад и Леонардо да Винчи, разработав несколько инновационных проектов насосных систем.

В Средние века использовались не только центробежные насосы, но и винтовые и поршневые.

В XII веке арабский инженер Ибн аль-Хайсам изобрел сложные водяные насосы с водяными колесами и поршнями. Его вклад оказал огромное влияние на развитие механики и гидравлики в Европе. [2-3]

В Средневековье поршневые насосы были основным инструментом для подачи воды и откачки её из шахт. Первые насосы были одноцилиндровыми и двухцилиндровыми, но поршень только одной стороной соприкасался с жидкостью, а другой – с воздухом. Затем появился двухсторонний насос, который имел две пары клапанов и рабочие цилиндры с обеих сторон поршня. Для возрастания количества подачи и уменьшения её неравномерности стали делать многоцилиндровые насосы, а для повышения напора - многоступенчатые, когда выход одного цилиндра соединен с выходом последующего [4-5].

Один из первых центробежных насосов со спиральным корпусом и четырехлопастным рабочим колесом был изобретен французским ученым Дени Папеном в XVII веке (Рисунок 2). Он создал практическую конструкцию, в то время как, в XIX веке, благодаря развитию металлообработки и электродвигателей, наладилось массовое применение.

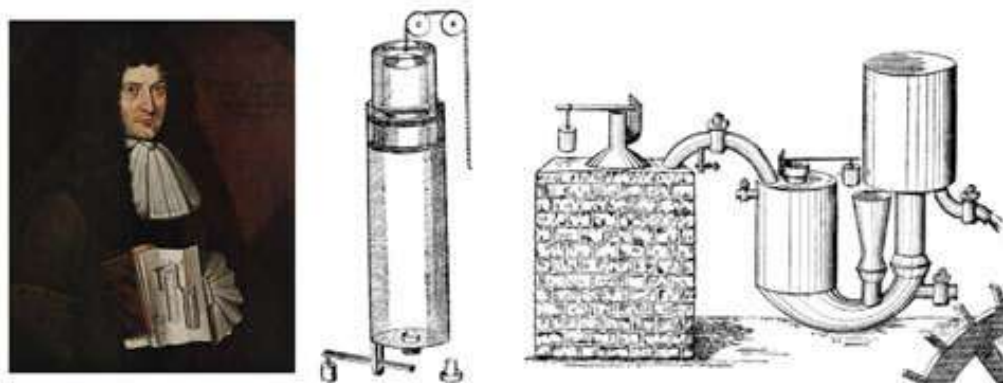


Рисунок 2 – Паровая машина Папена и его центробежный насос

Новое время – это эпоха масштабных открытий, которые легли в основу развития насосов. Благодаря созданию парового двигателя Томасом Ньюкоменом и его усовершенствованию Джеймсом Уаттом у насосов появился достаточно мощный и универсальный источник энергии.

Важным этапом стало изобретение многоступенчатых насосов, позволивших достигать значительно более высокого давления при меньших габаритах оборудования [6].

Истоки появления тех или иных изобретений – это наше прошлое, на котором строится будущее.

Список использованных источников:

1. https://kairosmart.ru/company/news/interesnye_fakty_o_nasosnom_oborudovanii_ot_drevnosti_do_nashikh_dney/
2. https://armarost.ru/blog/history_nasos/
3. <https://wwtec.ru/index.php?id=237>
4. <https://ru.ruwiki.ru/wiki/Насос>
5. <https://www.livelib.ru/book/179770/readpart-istoriya-nauki-i-tehniki-energomashinostroenie-uchebnoe-posobie-shejpak-aa/~5>
6. <https://ki-paris.ru/blog/nasosy-znachenie-istoriya/>

УДК 622.276

АКУСТИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА РЕЗЕРВНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

А. С. Галеев

(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая Школа Нефти»,
профессор)

Е. Н. Седышев

(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая Школа Нефти»
студент гр. 74-42)

Аннотация. Диагностика находящихся в резерве насосных агрегатов с помощью виброакустических методов является важной задачей. Для того что бы рассмотреть, как состояние креплений влияет на распространение вибрации по конструкции насосного агрегата было проведено исследование на испытательном стенде.

Ключевые слова: Насосный агрегат, крепления, вибрация, центровка, виброускорение.

UDC 622.276

ACOUSTIC DIAGNOSTICS OF RESERVE PUMP UNITS

A. S. Galeev

(Almetyevsk State Technological University «Petroleum high school», professor)

Abstract. Diagnosing pumping units in reserve using vibroacoustic methods is an important task. To find how the condition of fasteners affects vibration propagation through the structure of a pump unit, research was conducted on a test bench.

Keywords: Pump unit, fastenings, vibration, alignment, vibroacceleration.

Задача исследования состоит в том, чтобы рассмотреть, как состояние креплений на лапах насосного агрегата влияет на распространение вибрации. Измерения проводились на испытательном стенде насосного агрегата Д-200 с помощью виброакустических датчиков ВК-310 и переносного многоканального синхронного анализатора «Камертон» при различных состояниях креплений - как затянутых, так и незатянутых. Для проведения замеров объект был условно разделен на элементы, в каждом из которых был расположен датчик. Колебания появлялись в системе в результате ударного воздействия по выбранному элементу, после чего проводилась регистрация значений виброускорения.

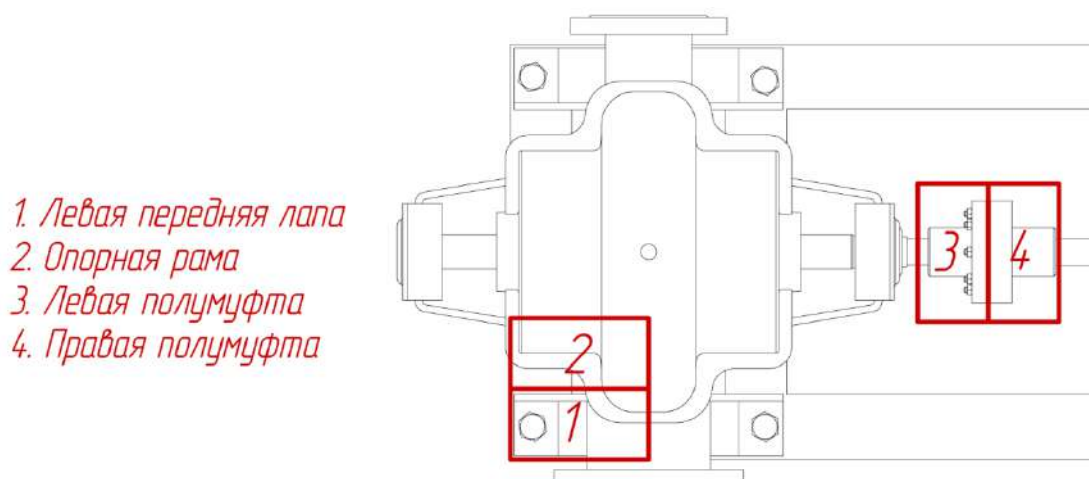


Рисунок 1 – Схема объекта условно разделенного на элементы



Рисунок 2 – Расположение датчиков и места ударного воздействия

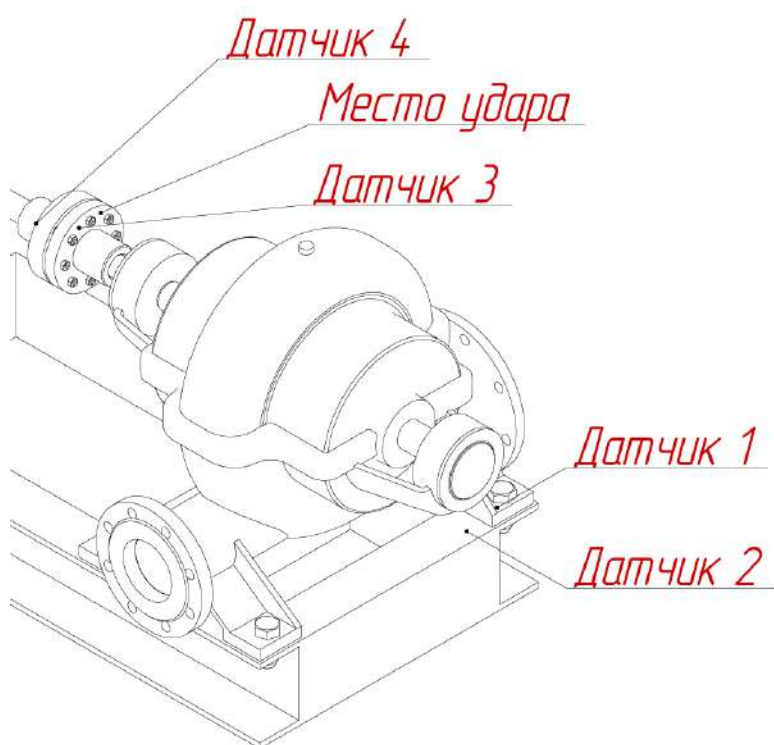


Рисунок 3 – Расположение датчиков

Полученные максимальные значения виброускорения, а также номера регистраций, к которым они относятся сводятся в таблицы для дальнейшего анализа.

Таблица 1 –Максимальные значения виброускорения на соединительной муфте

Номер Регистрации	Соединительная муфта	
	Левая полумуфта	Правая полумуфта
1	12,65 м/с ²	0,37 м/с ²
2	12,62 м/с ²	0,39 м/с ²
3	13,23 м/с ²	0,41 м/с ²
4	9,91 м/с ²	0,41 м/с ²
5	13,96 м/с ²	0,31 м/с ²

Наибольшие значения вибрации наблюдаются на левой полумуфте, поскольку именно по этому элементу проводилось ударное воздействие. При переходе с левой муфты на правую происходит существенное снижение вибрации. Это может говорить о том, что была проведена центровка насосного агрегата, которая минимизирует распространение вибрации от насоса к приводному двигателю [2].

Таблица 2 –Максимальные значения виброускорения на левой передней лапе

Номер Регистрации	Левая передняя лапа	
	Затянутые крепления	Незатянутые крепления
1	0,76 м/с ²	1,01 м/с ²
2	0,69 м/с ²	0,86 м/с ²
3	0,69 м/с ²	0,91 м/с ²
4	0,61 м/с ²	0,91 м/с ²
5	0,54 м/с ²	0,94 м/с ²

При незатянутых креплениях значения на левой передней лапе выше, чем при затянутых, поскольку незатянутые крепления создают плохой контакт, препятствующий передаче вибрации на раму насосного агрегата. Вследствие этого, большая часть колебаний остается сконцентрированной непосредственно на лапе, повышая нагрузку на конструкцию агрегата и способствуя преждевременному износу его элементов [5].

Таблица 3 –Максимальные значения виброускорения на опорной раме

Номер Регистрации	Опорная рама	
	Затянутые крепления	Незатянутые крепления
1	0,97 м/с ²	0,68 м/с ²
2	0,91 м/с ²	0,75 м/с ²
3	0,85 м/с ²	0,76 м/с ²
4	0,80 м/с ²	0,73 м/с ²
5	0,79 м/с ²	0,71 м/с ²

При затянутых креплениях значения на опорной раме выше, чем при незатянутых, поскольку затянутые крепления обеспечивают более эффективное перераспределение вибрационной нагрузки на смежные элементы конструкции такие как опорная рама, снижая локализацию высоких значений вибрации на лапах и предотвращая преждевременный износ элементов насосного агрегата [3].

Таблица 4 – Сводная таблица максимальных значений виброускорения

№ Рег.	Левая передняя лапа		Опорная рама		Соединительная муфта	
	Затянутые крепления	Незатянутые крепления	Затянутые крепления	Незатянутые крепления	Левая полумуфта	Правая полумуфта
1	0,76 м/с ²	1,01 м/с ²	0,97 м/с ²	0,68 м/с ²	12,65 м/с ²	0,37 м/с ²
2	0,69 м/с ²	0,86 м/с ²	0,91 м/с ²	0,75 м/с ²	12,62 м/с ²	0,39 м/с ²
3	0,69 м/с ²	0,91 м/с ²	0,85 м/с ²	0,76 м/с ²	13,23 м/с ²	0,41 м/с ²
4	0,61 м/с ²	0,91 м/с ²	0,80 м/с ²	0,73 м/с ²	9,91 м/с ²	0,41 м/с ²
5	0,54 м/с ²	0,94 м/с ²	0,79 м/с ²	0,71 м/с ²	13,96 м/с ²	0,31 м/с ²

В результате проведенного анализа можно сказать, что состояние креплений существенно влияет на распространение вибрации в насосном агрегате. Затянутые крепления способствуют перераспределению вибрации на раму насосного агрегата. В то время как незатянутые крепления создают плохой контакт, препятствующий передаче вибрации на опорную раму и способствующий её концентрации на лапах насосного агрегата. При этом снижение вибрации на муфте может также говорить о проведенной центровке агрегата.

Список использованных источников:

1. Джумагазиева, Ш. К. Современные методы диагностики насосного оборудования нефтяных промыслов / Ш. К. Джумагазиева // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2016. – №5-1.
2. Колобов, А. Б. Вибродиагностика: теория и практика: учебное пособие / А. Б. Колобов. - М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 252 с.
3. Паутова, Т. А. Анализ методов вибродиагностики металлических конструкций / Т. А. Паутова // Известия вузов. Машиностроение. – 2021. – №10 (739).
4. Пархоменко, Ю. В. Вибродиагностика и виброналадка - эффективный инструмент снижения затрат на ремонт и эксплуатацию оборудования / Ю. В. Пархоменко // Литьё и металлургия. – 2017. – №1 (86).
5. Петрухин, В.В., Петрухин С.В. Основы вибродиагностики и средства измерения вибрации: учебное пособие. - Москва: Инфра-Инженерия, 2010. – 176 с.

ПРОГРАММА ДОРАЗВЕДКИ И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Галлямова Л.С

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

П.А. Щепотьева, П.К. Кирсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студенты гр. СГР-24-11)

М.В Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье представлена программа доразведочных и научно-исследовательских работ, разработанная для нефтяных и газовых месторождений. Программа направлена на уточнение геологического строения, фильтрационной способности и физико-химических свойств продуктивных пластов, определение местоположения водонефтяных (ВНК) и газонефтяных (ГНК) контактов и эффективное управление процессом разработки месторождения. Подробно описаны планируемые геологоразведочные работы, включая бурение новых скважин и повторное тестирование существующих, расширенный комплекс исследований керна, геофизические исследования скважин (ГИС), изучение физико-химических свойств пластовых флюидов, программы для полевой геофизики (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИ).

Ключевые слова: керн, ГИС, ПГИ, гидродинамические исследования, ВНК, ГНК, фильтрационно-емкостные свойства, нефтенасыщенность.

UDC 622.276

PROGRAMME FOR ADDITIONAL EXPLORATION AND RESEARCH WORKS AT AN OIL AND GAS FIELD

Galliamova L.S.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GR 21-11)*

P.A. Shchepotyeva, P.K. Kirsanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-24-11)*

M. V. Selivanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article presents a program for further exploration and research work developed for an oil and gas field. The program aims to clarify the geological structure, reservoir properties, and physicochemical properties of productive formations, determine the location of water-oil contacts (WOC) and gas-oil contacts (GOC), and ensure effective control over the field development process. The planned geological exploration work is described in detail, including drilling new wells and retesting existing ones, an expanded suite of core studies, well logging (WL), studying the physicochemical properties of formation fluids, and programs for production logging (PGI) and hydrodynamic studies (HDS).

Keywords: core, well logging, geophysical survey, hydrodynamic studies, well logging, gas logging, filtration and capacity properties, oil saturation.

Программа доразведки и исследования нефтяных и газовых месторождений была создана с целью выявления структуры, фильтрационной способности, физико-химических свойств месторождения, определения расположения контактов и распределения нефтенасыщенности по разрезу, а также обеспечения разработки месторождения.

На основании геологических и геофизических материалов, результатов ГИС и обобщения структурных построений предлагается в 2019 году пробурить 2 разведочные скважины 42Р и 43р на Западном куполе. Проектным горизонтом вскрытия является пласт

Ас3, проектная глубина скважины составляет 2850 м, а ожидаемый прирост запасов нефти и конденсата составляет 220 млн тонн и 1,6 млрд т.м3 газа.

Для геологического изучения участка, уточнения структурного плана формирования коллектора, уточнения местоположения ВНК, фильтрации коллекторной породы и характеристик коллектора, его производственной мощности и перевода запасов с2 в промышленную категорию предлагается провести повторное тестирование разведочных скважин из центрального и 40R северного месторождения на западе и 398Р путем дальнейшего размещения сетки эксплуатационных скважин.

Целью данного исследования является изучение состава и свойств горных пород в продуктивных интервалах для выяснения закономерностей распространения и внутренних физико-химических зависимостей, влияющих на фильтрационные и емкостные свойства.

Отбор керн следует проводить во всех вертикальных скважинах в продуктивных пластах в объеме, соответствующем толщине продуктивных пластов, с интервалами в несколько метров на продуктивном горизонте с отбором проб в количестве не менее 5 на 1 метр и не менее 1 пробы на 1 метр.

Пакет исследований включает:

1. Вскрытие контейнера с зерном, его сборка, укладка и оформление первичной документации;
2. Каротаж керн (каротаж гамма-спектроскопией; определение газопроницаемости с помощью параметрического зонда с шагом 0,1м);
3. Продольный распил керн в соотношении $1/3 \times 2/3$.
4. Съёмка керн в белом и ультрафиолетовом свете.
5. Изучение разрезов (подробное петрологическое микроописание).
6. Изучение минералогического состава и петрологическое описание.
7. Интерпретация типов отложений на основе данных ГИС и исследований керн.
8. Изучение спектральной гамма-активности пробы на цилиндрическом образце.

Определение вертикальной и горизонтальной газопроницаемости по двум направлениям по методу Хаслера.

9. Определение гранулометрического состава.
10. Определение содержания карбонатов.
11. Определение открытой, общей пористости, проницаемости эталонов и состояния коллектора.
12. Определение насыпной плотности и минеральной плотности методом газового объема и пикнометрическим методом.
13. Снятие кривых капиллярного давления для различных литотипов (30 исследований для каждого литотипа) (до значения остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны).
14. Определение эффективной проницаемости остаточной водонасыщенности в пластовом состоянии (в рабочем диапазоне – определяется по кривой распределения проницаемости).
15. Исследование смачиваемости на породах естественной водонасыщенности (диапазон водонасыщенности).
16. Определение удельного электрического сопротивления при переменном насыщении (не менее 5 значений) образцов, смоделированных методом капиллярной метрики, и определение удельного электрического сопротивления в стандартных и пластовых условиях. Определение интервального времени пробега упругих волн в пластовых условиях.
17. Определение коэффициентов вытеснения в системах нефть-вода, нефть-вода-газ, нефть-газ для всего диапазона проницаемости в зависимости от скорости фильтрации (кратность промывки - 10-15 раз).
18. Определение параметров электросопротивления при 100% насыщении и пористости в термобарических условиях.

19. Исследование элементного состава методом рентгеноструктурного анализа.
20. Изучение минералогии глинистых пород методом рентгеновской дифракции.
21. Определение фазовой проницаемости в системах нефть-вода, нефть-вода-газ и нефть-газ для различных проницаемых образцов.
22. Определение зависимости сжимаемости горных пород, коэффициента Пуассона и модуля Юнга от давления.
23. Определение совместимости закачиваемой воды с водой и породами пласта.

Целью расширенного комплекса ГИС является определение: литологического и стратиграфического расчленения и корреляция разрезов пробуренных скважин; выделение в разрезах скважин коллекторов (общие и эффективные толщины); разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных коллекторов – на газо- и нефтенасыщенные; определение положения контактов между пластовыми флюидами (ГНК, ВНК, ГВК), коэффициентов газо- и нефтенасыщенности (БК, ИК, БКЗ, ВИКИЗ, резистивиметр, МКЗ, МБК, ПЗ), количественное определение коэффициентов глинистости, пористости, проницаемости (РК, ПС, АК, ГГК-П); оценка механических свойств коллектора – модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, модуль объемного сжатия (АК); пористость, проницаемость, объем связанного и свободного флюида, распределение пор по величине, остаточная водонасыщенность, вязкость нефти (ЯМК); определение пластовых давлений и потенциальной продуктивности (ГДК); приток пластового флюида для установления характера насыщенности (ИПТ).

Бурение скважин с расширенным комплексом методов ГИС должно осуществляться с использованием биополимер-крахмального бурового или глинистого раствора ($\rho_s = 1-2$ Омм). Проведение геофизических исследований должно осуществляться согласно РД 153-39.0-072-01 при необходимом присутствии супервайзера.

Изучение физико-химических свойств нефти, газа и воды

Целевые горизонты месторождения характеризуются наличием газовых шапок, что в силу термодинамического равновесия обуславливает равенство значений пластового давления и давления насыщения на границе газонефтяного контакта. Для уточнения запасов нефти, газа и конденсата необходимо провести отбор глубинных проб из новых скважин при испытании пластов, с созданием минимальной депрессии для исключения внутрипластового разгазирования.

Программа исследования является типовым комплексом РVT-исследований глубинных проб нефти и газа (однократное и дифференциальное разгазирование/конденсация) включает определение компонентного состава до C45+.

Специальный комплекс (изотермический) для однократной и дифференциальной вентиляции/конденсации. Исследование выделенного масла следует проводить на дегазированном образце глубинной пробы. Исследование на AFS.

Отбор и анализ проб пластовой воды проводится с целью определения химического состава пластовой воды для осуществления водохимического контроля за эксплуатацией скважин, определения доли воды в добыче, а также своевременного планирования мероприятий по отклонению потока. Отбор проб из добываемой воды рекомендуется проводить 1 раз в квартал.

Полевые и гидродинамические исследования скважин

Полевые и геофизические исследования следует проводить при изготовлении и закачке скважин для определения профиля отката. Определения рабочих интервалов и интервала затопления. Изучить техническое состояние эксплуатационных колонн и колец. Оценить текущую насыщенность разрабатываемых пластов. Уточнить интервал перфорации. В настоящее время в нефтяных компаниях утверждены «Методические указания по промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин и пластов при контроле разработки нефтегазовых месторождений компании», в которых описаны технологические схемы проведения ГИС и ГДИ. В соответствии с требованиями комплексного контроля за разработкой для применения на нефтегазовом месторождении

необходимо рекомендовать следующие промыслово - геофизические методы: гидродинамическая дебитометрия (расходомерия) и индикация притока жидкости в ствол скважины (СТД-2); термометрия (ТДА, ТЭГ-36, СТЛ-26 и др.); плотностнометрия, влагометрия, резистивиметрия; импульсный нейтрон - нейтронный метод (АННК); радиоактивные методы (НКТ, ГК) совместно с магнитным локатором муфт; манометрия (Микон 107, ИМСП 11).

Таблица 1 – Минимальный комплекс гидродинамических исследований по контролю за разработкой месторождения и периодичность их проведения

[illegible]

Контроль за энергетическим состоянием залежи проводится при построении карт изобар, по которым рассчитывается средневзвешенное текущее пластовое давление в зонах отбора и нагнетания. Замеры пластового давления осуществляются один раз в квартал, забойного давления – один раз в месяц.

Программа доразведки и исследований - это комплексный план по изучению нефтяных и газовых месторождений. Его реализация направлена на решение важных задач:

- 1) Уточнение геологического строения и параметров продуктивного пласта, точное определение положения флюидного контакта,
- 2) Не только для получения репрезентативных данных о характеристиках пласта и пластовой жидкости, но и для обеспечения эффективного мониторинга процесса разработки.

Реализация программы, которая включает в себя бурение новых скважин, крупномасштабные исследования керна, расширенные ГИС-комплексы, PVT-анализ и регулярные полевые гидродинамические исследования, создает надежную информационную базу. Это является необходимым условием для построения соответствующих геологических и гидродинамических моделей, точного расчета запасов, оптимизации систем разработки, в конечном счете максимизации коэффициентов извлечения нефти (КИН) и обеспечения рентабельной эксплуатации месторождения.

Список использованных источников:

1. Гимазтдинова, Э. А. Описание долот PDC. ООО НПП "БУРИНТЕХ" / Э. А. Гимазтдинова, А. Б. Пулатов, М. В. Селиванова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-806. –
2. Насосные станции управления / М. В. Селиванова, Э. А. Гимазтдинова, Р. А. Игошин, К. П. Потапова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 891-896.
3. Разработка учебно-лабораторного комплекса для изучения основ радиотехники и электроники / К. Т. Тынчеров, Г. Р. Игтисамова, М. В. Селиванова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1006-1009.
4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022666061 Российская Федерация. Симулятор электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта на языке программирования Delphi : № 2022665500 : заявл. 17.08.2022 : опублик. 24.08.2022 / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, Ю. В. Варламова, Р. Д. Ганиева ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN KRBDFL.
5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опублик. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».
6. Developing “friend or foe” protocol in residue number system code for satellite authentication / I. A. Kalmykov, V. Sh. Mukhametshin, K. T. Tyncherov, M. V. Selivanova // Journal of Physics: Conference Series. – 2022. – Vol. 2176, No. 1. – P. 012012. – DOI 10.1088/1742-6596/2176/1/012012.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020611252 Российская Федерация. "Мониторинг и Диагностика насосных агрегатов "ДИАНАсос" : № 2020610214 : заявл. 14.01.2020 : опублик. 28.01.2020 / Р. Н. Сулейманов, А. С. Галеев, О. В. Филимонов, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА НИЖНЕВАРТОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.Д. Гарафутдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена анализу эффективности гидроразрыва пласта (ГРП) с использованием полиакриламидной (ПАА) жидкости разрыва при разработке низкопроницаемых отложений Нижневартовского месторождения. Установлено, что применение синтетических полимеров позволяет достичь увеличения дебита скважин на 25-40% при стабильности геля и минимизации повреждения пласта. Однако использование ПАА связано с определёнными техническими вызовами, такими как риск нарушения связи трещины со скважиной и неполное вскрытие продуктивных мощностей при наличии вертикальных неоднородностей. Тем не менее, возможности адаптации реологических свойств ПАА-жидкостей и их экологические преимущества делают их перспективным решением для современной нефтедобычи.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, полиакриламид, интенсификация добычи, остаточная проводимость, Нижневартовское месторождение, экономическая эффективность, геология пласта

UDC 622

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY USING POLYACRYLAMIDE-BASED FLUIDS TO INTENSIFY OIL PRODUCTION AT THE NIZHNEVARTOVSK OIL FIELD

D.D. Garafutdinov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the city of Oktyabrsky, student of group GR-20-11)

G.R. Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article analyzes the effectiveness of hydraulic fracturing (HF) using polyacrylamide (PAA) fracturing fluids in the development of low-permeability formations at the Nizhnevartovskoye field. It has been established that the use of synthetic polymers can increase well flow rates by 25-40% while maintaining gel stability and minimizing formation damage. However, the use of PAA is associated with certain technical challenges, such as the risk of fracture-wellbore disruption and incomplete development of productive capacity in the presence of vertical discontinuities. Nevertheless, the adaptability of the rheological properties of PAA fluids and their environmental benefits make them a promising solution for modern oil production.

Keywords: hydraulic fracturing, polyacrylamide, production enhancement, residual conductivity, Nizhnevartovskoye field, economic efficiency, reservoir geology

Нижневартовское месторождение открыто в 1964 году, в разработку введено в 1977 году. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях алымской (пласт АВ11-2), вартовской (пласт БВ7) и мегионской свит (пласты БВ8, БВ101) нижнего мела, а также васюганской (пласты ЮВ11-2) свиты верхней юры.

В целом по месторождению, накопленная дополнительная добыча нефти из скважин, в которых определен положительный эффект от проведения гидроразрыва пласта (ГРП), оценивается в 236,6 тыс. т., в среднем на одну операцию – 6,7 тыс. т нефти.

ГРП является одной из наиболее эффективных технологий для восстановления и повышения производительности скважин на выработанных месторождениях. При этом

выбор жидкости разрыва определяет как техническую результативность операции, так и экономическую целесообразность её проведения [1].

Физическая сущность процесса заключается в том, что жидкость разрыва, нагнетаемая через скважину с расходом, превышающим естественную поглотительную способность пласта, создает избыточное давление, которое приводит к разрушению породы по плоскостям минимальной прочности. В результате кратно повышаются дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также повышается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабодренлируемых зон и пропластков [2].

Характер разрыва пласта проявляется по-разному в зависимости от его проницаемости и естественной трещиноватости. При обработке пластов с низкой проницаемостью и отсутствием естественных трещин наблюдается резкий спад давления в момент разрыва, сопровождающийся одновременным увеличением приемистости скважины. В случае высокой проницаемости или наличия естественной трещиноватости резкого спада давления может не происходить – ширина существующих трещин постепенно увеличивается по мере нарастания давления.

Установлено, что эффективность проведения ГРП на месторождении зависит от коэффициента песчаности продуктивного пласта. При песчаности более 0,6 средний прирост дебита достигает 12-18 т/сут, при песчаности 0,3-0,6 – 6-10 т/сут, а при песчаности менее 0,3 операции часто оказываются неэффективными. Данная корреляция позволила разработать методику технико-экономического предбурения скважин для проведения ГРП, повышающую успешность операций до 85-90%.

Жидкость гидроразрыва представляет собой критически важный компонент технологии, определяющий успешность всей операции. В качестве рабочего реагента при проведении ГРП применяется комплекс жидкостей, каждая из которых выполняет специфические функции на различных стадиях процесса.

По функциональному назначению жидкости ГРП подразделяются на три основные категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость. Жидкость разрыва предназначена для инициирования и развития трещины в пласте. Она должна обладать достаточной вязкостью для создания необходимой ширины раскрытия трещины и минимальной фильтруемостью для предотвращения быстрого проникновения в глубь пласта. Жидкость-песконоситель используется для транспортирования расклинивающего агента с поверхности до трещины и заполнения её проппантом. Эта жидкость должна обладать высокой пескоудерживающей способностью и обеспечивать равномерное распределение проппанта по длине трещины. Продавочная жидкость закачивается в завершающей стадии для вытеснения гелепропантовой смеси из насосно-компрессорных труб в пласт.

Полиакриламид (ПАА) и его производные представляют собой ключевую группу синтетических водорастворимых полимеров, занявших ведущие позиции в технологиях нефтегазодобычи. Уникальное сочетание молекулярных характеристик, реологических свойств и способности к целенаправленной химической модификации обуславливает их широкое применение в качестве реагентов для регулирования фильтрационно-емкостных свойств пластов, управления реологией технологических жидкостей и решения экологических задач [3].

Основой для синтеза ПАА служит его мономер – акриламид. Структура ПАА включает главную цепь из углеродных атомов, к которым присоединены боковые амидные группы ($-\text{CO}-\text{NH}_2$). Эти амидные группы обеспечивают растворимость полимера в воде и его способность к взаимодействию с молекулами воды, создавая сильный гидратационный слой вокруг молекулы полимера. Высокая молекулярная масса и наличие амидных групп обуславливают выраженные вязкоупругие свойства растворов полиакриламида.

На рисунке 1 представлена структурная схема полиакриламида.

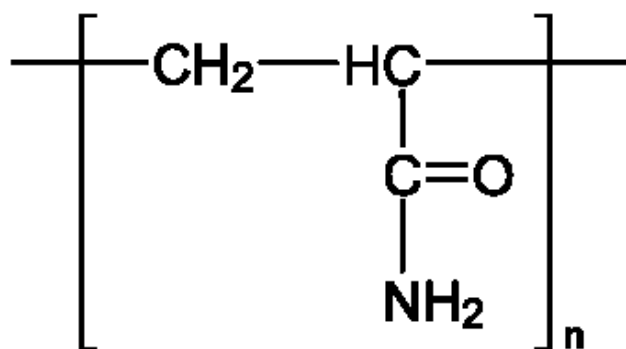


Рисунок 1 – Элементарное звено макромолекулы полиакриламида

Полиакриламидные системы обладают существенными преимуществами перед традиционными гуаровыми жидкостями: они обеспечивают лучший контроль геометрии трещины по высоте, сохраняют вязкоупругие свойства при повышенных температурах и позволяют достичь высокой остаточной проводимости пропантной упаковки. Однако практическое применение этих систем требует тщательного подбора рецептуры под специфические условия конкретного месторождения.

Полиакриламидные жидкости представляют собой вязкоупругие системы, в основе которых лежат линейные или сшитые полимеры с молекулярной массой 5-8 млн Да. Состав жидкости включает: гелеобразователь (ПАА или модифицированный ПАА 0,3-0,8 масс. %), сшивающий агент (борат калия или органические сшиватели), окислитель для биостабилизации, деструктор для контролируемого разрушения геля и различные добавки для регулирования реологических свойств [4].

Основное преимущество полиакриламидных систем заключается в способности сохранять вязкость при повышении скорости сдвига (псевдопластический характер течения) и минимальной зависимости вязкости от температурных изменений. При увеличении температуры с 45 до 55°C вязкость ПАА-геля снижается на 15-25%, тогда как вязкость гуарового геля падает на 40-50%. Это обеспечивает стабильность транспортировки проппанта на всех этапах операции.

Остаточная проводимость пропантной пачки при использовании ПАА-жидкостей достигает 60-80% от первоначальной проводимости в стандартных условиях (при давлении замыкания 20 МПа), что значительно превосходит показатели при использовании гуаровых систем (35-50%). Это обусловлено меньшим коллоидным и механическим коагулированием скелета проппанта, так как синтетические полимеры полностью разрушаются при контакте с углеводородами без образования полимерных остатков [5].

Механизм контроля геометрии трещины достигается путём регулирования концентрации гелеобразователя и параметров сшивки. При концентрации ПАА 0,5-0,6 масс.% обеспечивается оптимальное соотношение между модулем упругости геля и его способностью к удержанию проппанта, что приводит к формированию трещины с высотой 10-20 м вместо 30-50 м при гуаровых жидкостях.

Несмотря на высокую эффективность полиакриламидных жидкостей, при их применении выявлены следующие проблемы:

- Потеря связи трещины и скважины. В ряде случаев (8-10% операций) после проведения ГРП наблюдалось нарушение целостности экранирующей плёнки у забоя скважины, что приводило к потере прироста дебита в течение 1-2 месяцев.
- Неполное вскрытие продуктивной мощности. Меньшая высота трещины при ПАА-жидкостях может привести к недостаточному вскрытию отдельных продуктивных пропластков при полях с вертикальной неоднородностью.

– Зависимость от качества подготовки жидкости. При нарушениях технологии приготовления геля (особенно при использовании высокоминерализованной воды) наблюдается непредсказуемое изменение реологических свойств во времени.

Для оптимизации технологии рекомендуется:

– Проведение лабораторных исследований реологических свойств полиакриламидной жидкости при температурах 45-60°C перед каждой операцией

– Использование гибридных систем ГРП (комбинация ПАА для буферных и начальных проппантных стадий, гуар для финальных стадий)

– Внедрение геофизического контроля с использованием микросейсмики для отслеживания распространения трещины и проверки её высоты

– Оптимизация программы по объёму и выбору класса проппанта на основе прогнозной модели

Синтетические полимеры обеспечивают достойное сочетание параметров: стабильность вязкостных характеристик при изменениях температуры и скорости сдвига, высокая остаточная проводимость пропантной пачки, контролируемая геометрия трещины. При правильном подборе рецептуры под геолого-физические условия месторождения и использовании современных методов контроля операции эффективность ГРП может быть повышена ещё на 15-20%.

Список использованных источников:

1. Гуторов Ю.А., Шакурова А.Ф. Основы технологии гидроразрыва пластов в нефтяных и газовых скважинах. Монография 2009. - 199 с.;

2. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – Москва : Издательство "Недра", 1999. – 212 с. – ISBN 5-8365-0009-6. – EDN YHAJNB;

3. Толстых, Л.И. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: учебное пособие / Л.И. Толстых, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023.

4. Байбурдов, Т. А. Синтез, химические и физико-химические свойства полимеров акриламида : Учебное пособие для бакалавров, магистров и аспирантов / Т. А. Байбурдов, А. Б. Шиповская. – Саратов : Издательство "Саратовский источник", 2019. – 94 с. – ISBN 978-5-91879-921-5. – EDN ZQATGP;

5. Колесник, С. В. Интенсификация добычи нефти посредством применения жидкости гидроразрыва пласта на основе полиакриламида / С. В. Колесник, М. Э. Ефимов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 9(657). – С. 43-47. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-9(657)-43-47. – EDN WDGJYH;

6. Гуторов Ю.А., Шакурова А.Ф. Основы технологии гидроразрыва пластов в нефтяных и газовых скважинах. Монография 2009. - 199 с.;

7. Speight, J.G. Handbook of hydraulic fracturing/ J.G. Speight - Laramie, WY: Wiley, 2016. - 304 p. - ISBN: 978-1-118-67299-0;

8. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательство Дом – Юг, 2016. – 576 с. – ISBN 978-5-91718-435-7;

9. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса / Д. Д. Выломов, П. А. Шульгин, Р. Р. Шакиров, А. А. Снохин // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2(95). – С. 56-61. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61.

10. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

11. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

12. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

13. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

14. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

15. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

16. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

17. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

18. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

УДК 622

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАМЕНЕ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ В СКВАЖИНАХ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.В. Гарбовский

(ООО «РМНТК «Нефтеотдача», начальник ОИС, к.т.н.)

О.В. Велиева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, техник)

К.Ю. Землянов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-23-11)*

Аннотация. В этом докладе рассматриваются особенности технического обслуживания и замены газлифтных клапанов. Автор описывает проблемы, выявленные в процессе этих работ, и на основе опыта, полученного на морских нефтегазовых месторождениях, предлагает усовершенствовать технологию. Предлагается дополнить процедуру замены клапанов проведением геофизических исследований вдоль лифта НКТ. Анализ этих данных позволит определить качество работы клапанов.

Ключевые слова: газлифтный клапан, канатная техника, промысловый геофизический комплекс, газлифтный способ добычи, мандрель, морские нефтегазовые месторождения.

UDC 622

ENHANCING THE EFFICIENCY OF GAS-LIFT VALVE REPLACEMENT OPERATIONS IN WELLS AT OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS

V. V. Garbovskiy

(JV "Vietsovpetro", Deputy chief of technical department - L&T Division, PhD)

O.V. Velieva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
technician)*

K.Y. Zemlyanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv.-23-11)*

Abstract. This report examines the specifics of maintaining and replacing gas lift valves. The author describes problems identified during these operations and, based on experience gained at offshore oil and gas fields, proposes a technological improvement. It is suggested to enhance the valve replacement procedure by conducting geophysical surveys along the tubing string. Analysis of this data will make it possible to determine the performance quality of the valves.

Keywords: gaslift valve, slickline equipment, production logging complex, gaslift way of evaluation, mandrel, offshore fields.

По причине истощения традиционных месторождений компании-лидеры нефтегазовой отрасли стремятся развивать технологии по разработке нетрадиционных месторождений, например технологии по разработке месторождений нефти и газа на морском шельфе.

Шельф – это выровненная часть подводной окраины материков (береговая платформа), прилегающая к берегам суши (ставшая подводной в результате разрушения волнами) и характеризующаяся общим с ней геологическим строением. Глубина моря у края шельфа обычно составляет 100–200 м, но в отдельных случаях достигает 1500–2000 м. Современный уровень развития добывающих технологий делает разработку морских нефтяных и газовых залежей весьма затратным и технически сложным делом.

Глобальная задача, стоящая перед инженерами-нефтяниками, заключается в удешевлении и упрощении технологических процессов при разработке морских месторождений нефти и газа. В решении этой задачи не малую роль играет качественная организация и проведение геофизических работ и исследований скважин, как на этапе строительства, так и на этапе испытания и разработки.

Предоставляемые в оперативном режиме данные промыслово-геофизических исследований с разрабатываемых морских месторождений дают возможность своевременно выявлять причины нестабильной работы имеющегося фонда скважин и принимать взвешенные организационно-технические решения. Это зачастую очень актуально для месторождений, эксплуатируемых газлифтным способом.

В условиях морских нефтегазовых месторождений, неоднозначность в определении качества работы газлифтных клапанов влечет за собой дополнительные издержки на перевозку между морскими нефтегазовыми сооружениями канатной техники и персонала для обслуживания работ по замене газлифтных клапанов. Для качественного проведения работ по замене, вышедших из строя и негерметичных газлифтных клапанов применяют замеры данных комплексных геофизических приборов по всему лифту НКТ. Комплексный геофизический прибор регистрирует данные следующих параметров: ГК (GR), Локатор муфт (CCL), Термометрия (TEMP), Манометрия (QP), Влагометрия (CWH), Расходометрия (CFSRATE).

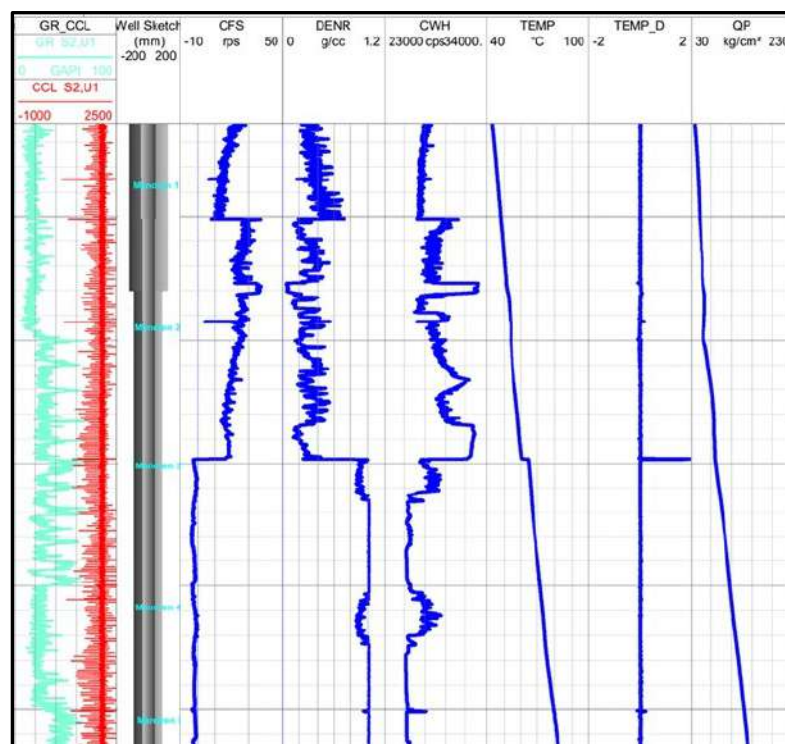


Рисунок 1 – Комплексный геофизический прибор

Комплексный геофизический прибор в автономном исполнении со встроенным модулем памяти не требует привлечения дополнительного подъемника с геофизическим грузонесущим кабелем. Проведение промысловых геофизических исследований возможно с привлечением стандартного подъемника с канатной проволокой регулярно применяемого для обслуживания газлифтного внутрискважинного оборудования. На рис.№1 показан пример исследований, проведенных автономным аппаратным комплексом с использованием подъемника с канатной проволокой. По зарегистрированным данным прибора MPLT (при подъёме на режиме газлифта 15000 м³/сут.), на глубине *982м отмечаются аномалии всех методов притока-состава, в особенности градиента температуры, что говорит о поступления газа из газлифтного клапана № 3 (рис.1). Однозначное определение негерметичного клапана сократило время на принятие решений.

Проведение канатных работ в комплексе с сочетанием регистрации промысловых геофизических данных автономными приборами по всему лифту НКТ позволяет повысить производительность работ в целом и канатной бригады в частности. Принятие решений, основанных на однозначных критериях работоспособности газлифтных клапанов, повышает эффективность плановых организационно-технологических мероприятий.

Первоначально – это непрерывный контроль состояния открытого ствола в процессе бурения, заключающийся в определении фактического пространственного положения скважины и его соответствия проекту, а также измерения геометрии сечения ствола

скважины, выделение интервалов желобов, каверн, сальников, выпучивания и течения глин и прогнозирование на этой основе безопасного бурения.

По завершении бурения средствами ГИС оценивают положение в скважине и целостность обсадной колонны, качество цементирования и герметичность затрубного пространства. Контроль технического состояния обсадной колонны и цементного кольца, выявление негерметичности колонны, цементного кольца, интервалов затрубных перетоков и мест поступления в скважину затрубных вод, проведение специальных исследований для обеспечения ремонтных работ периодически выполняют в скважинах вплоть до их ликвидации.

Помимо этого, при разработке шельфовых месторождений необходимо учитывать высокие риски, связанные с внешними неблагоприятными условиями.

Ограничительные условия при эксплуатации морских нефтегазовых месторождений: естественные, технические и технологические. Естественные: гидрометеорологические, горно-геологические, геоморфологические. Технические: тип морского сооружения. Технологические: тип скважины, способ разработки.

Своевременно полученные качественные данные по результатам геофизических работ и исследований позволяют сократить количество отбираемого керна, тем самым снижая себестоимости бурения и строительства скважин.

В скважинах, находящихся в эксплуатации, основными задачами ГИС являются:

- определение текущей насыщенности пород углеводородами в добывающих, наблюдательных и контрольных скважинах;
- контроль целостности обсадной колонны и цементного кольца и обнаружение источников обводнения продукции;
- проведение работ по очистке колонны и насосно-компрессорных труб от парафиновых и гидратных отложений;
- интенсификация притоков приборами на кабеле.

С учётом расположения скважин на площади месторождения полученные данные используют для определения эксплуатационных характеристик пласта, выбора оптимального режима работы технологического оборудования, исследований процессов вытеснения нефти и газа в пласте с целью оценки невыработанных запасов и выбора методов повышения нефтеотдачи пластов.

Изучение технического состояния скважин производят на всех этапах их строительства и эксплуатации.

Газлифтный комплекс на морских добывающих объектах СП «Вьетсовпетро» можно разделить на две главные части: наземное газлифтное оборудование и подземное газлифтное оборудование.

Наземное газлифтное оборудование состоит из комплекса компримирования газа, системы сбора и обработки газа до и после компримирования, замерной системы рабочих параметров (таких, как давление, температура, расход), распределительной системы компримированного газа по скважинам, системы управления рабочими параметрами газлифтных скважин, системы дозировочных насосов для закачки химреагентов.

Подземное газлифтное оборудование состоит из мандрелей, газлифтных клапанов и других специальных клапанов (глухих клапанов, инъекционных клапанов, рабочих клапанов). Используемые в СП «Вьетсовпетро» газлифтные клапаны являются клапанами типа азотного сильфона, действующего от давления сжатого газа (несбалансированный тип – давление открытия и закрытия не равны). Внешний диаметр клапана равен 1 дюйму (25,4 мм). Клапаны производятся известными в мире компаниями: Camco (BKT-1, BK-1 BKO-3), Weatherford (R-1, RO).

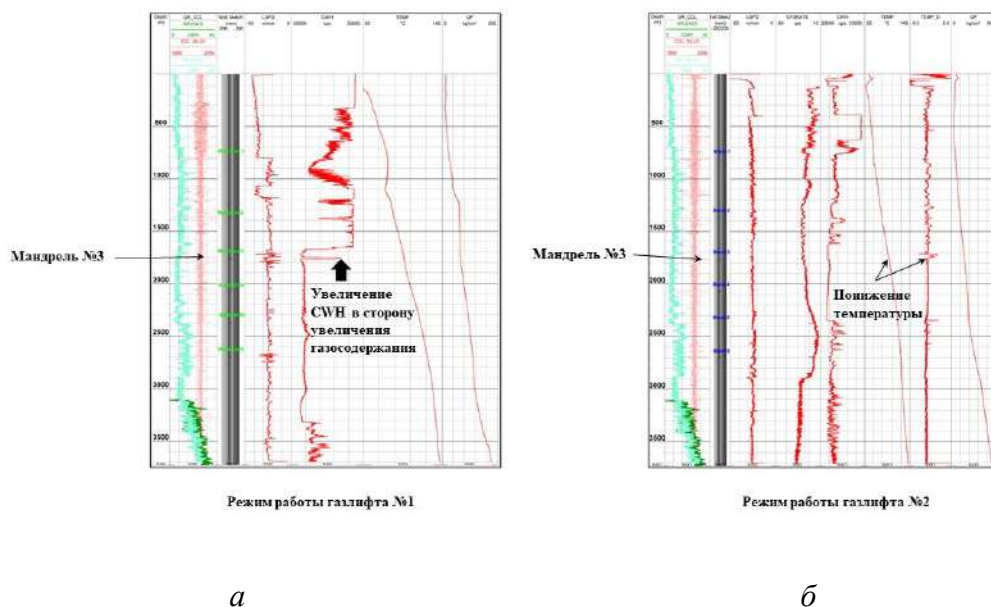
Сильфон со сжатым азотом играет такую же функцию, как пружина при открытии и закрытии газлифтного клапана. Газлифтный клапан типа азотного сильфона действует от давления сжатого газа в затрубном пространстве. Клапан соединяется с замком для фиксирования в мандреле и для замены с помощью канатной техники.

Диагностирование качества работы наземного оборудования ввиду его доступности не вызывает больших трудностей.

На приведенном примере №1 по данным исследований в скважине, эксплуатируемой газлифтным способом, отмечается следующее: на глубине 1768,85 м (мандрель №3) наблюдается отрицательная температурная аномалия (режим работы газлифта №2). Выше глубины 1768,85 м показания влагометрии (режим работы газлифта №1 и №2) изменяются в сторону увеличения газосодержания. По результатам полученных комплексных геофизических данных, можно сделать вывод, что газ поступает в НКТ на глубине 1768,85 м через мандрель №3. Иными словами – работает мандрель №3, а все мандрели выше глубины 1768,85 м при данных режимах работы газлифтной системы не работают и герметичны.

В скважине, приведенной на Примере №2, проводились канатные работы с целью замены газлифтных клапанов и изменения глубины ввода газлифтного газа. Сразу после окончания указанных работ с целью оценки качества проведенных работ произвели регистрацию комплекса промысловых геофизических данных на рабочем режиме газлифта. В результате интерпретации полученных данных установлено, что газлифтный газ поступает через мандрель №1 (характерное изменение данных расходомерии CFSRATE), но при этом по данным термометрии выявлена негерметичность установки мандрелей №3 и №4.

Пример №1.



a – газлифт №1, *б* – газлифт №2

Рисунок 2 – Режим работы газлифта

Список используемых источников:

1. Велиев М.М. Методы определения норм технических потерь нефти при подготовке, транспортировке и хранении на морских месторождениях: учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 86 с.
2. Ты Тхань Нгия, М.М. Велиев Газлифтная эксплуатация скважин – Санкт-Петербург: Недра, 2016. – С. 136-138.
3. Ты Тхань Нгия, Ле Вьет Хай, В.В. Гарбовский Принцип работы газлифтных клапанов, используемые в СП «Вьетсовпетро» // Трубопроводный транспорт – 2017: тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагоммедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017 – С 202-204.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИЯ «CEMENT BASKET» (ЦЕМЕНТНЫХ КОРЗИН) ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РИР В СКВАЖИНАХ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ

Ш.А. Гафаров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Н.А. Щетникова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-24-11)*

Аннотация. Известно, что ряд геологических и технических факторов, таких как наличие подошвенных и законтурных вод, присутствие высокопроницаемых прослоев, недостаточное качество цементирования обсадной колонны, коррозионные процессы в обсадных трубах и другие негативные явления, оказывают существенное влияние на ускорение процессов обводнения эксплуатационных скважин. Несмотря на то, что в мировой практике разработано и запатентовано значительное количество различных химических составов и технологических решений, направленных на ограничение и устранение притока пластовых вод, проблема полной изоляции водоприток в нефтяных и газовых скважинах до настоящего времени остается актуальной.

Ключевые слова: РИР (ремонтно-изоляционные работы), МСП (морские стационарные платформы), СПБУ (самоподъемная плавучая буровая установка), водоприток, цементная корзина.

UDC 622.276

CEMENT BASKET TECHNOLOGY FOR CARRYING OUT RESTORATION IN WELLS WITH HIGH WATER CUTS

Sh.A. Gafarov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

N.A. Shchetnikova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-24-11)*

Abstract. It is known that a number of geological and technical factors, such as the presence of bottom and aquifer water, highly permeable layers, poor casing cementation, corrosion in casing, and other negative phenomena, significantly accelerate water influx in production wells. Despite the fact that a significant number of different chemical compounds and technological solutions aimed at limiting and eliminating formation water influx have been developed and patented worldwide, the problem of completely isolating water influx in oil and gas wells remains a pressing issue.

Keywords: keywords RIR (repair and insulation works), waterproofing works, jack-up floating drilling rig, water inflow, cement basket.

Поиск путей повышения эффективности работ по снижению обводненности добываемой продукции скважин составляет в настоящее время одну из наиболее актуальных задач нефтедобычи. Основным мероприятием по снижению тенденции обводнения являются ремонтно-изоляционные работы (РИР) по ликвидации притока пластовых вод.

Цементные корзины (Cement Basket) являются ключевыми компонентами в обеспечении герметичности, укрепления и разделения слоёв в нефтегазовых скважинах. Современные решения позволяют повысить эффективность и безопасность операций, связанных с цементированием, а также снизить эксплуатационные риски. В данной статье рассматриваются применение данной технологии на скважинах, расположенных на морских стационарных платформах (МСП).

«Cement Basket» - лепестковая корзина (манжета), которая устанавливается в обсадной колонне (или в открытом стволе) для удержания столба цементного раствора.

Суть метода заключается в том, что в скважину через насосно-компрессорные трубы для отсечения водоносных пластов спускается «цементная корзина» на заданную глубину в транспортном положении. Далее происходит ее активация, с помощью специального электронного прибора с устья по кабелю, с последующей установкой цементного моста желонкой, как в открытом стволе, так и в обсаженном. После окончания цементирования, лепестковые манжета, достаточно плотно контактируя между собой и со стенками скважины, образует платформу для седиментации твердой фазы тампонажного раствора. На ней формируется уплотненная цементная перемычка, препятствующая вместе с экранирующим устройством опусканию столба тампонажного раствора в ствол скважины. После затвердевания цемента и запуска скважины в работу, установленный цементный мост препятствует притоку подошвенной воды в скважину, снижая обводненность добываемой продукции и соответственно операционные затраты на добычу воды, ее подготовку, утилизацию.



Рисунок 1 – Рабочий механизм цементной корзины

Преимущество данного решения:

- ✓ отсутствие необходимости привлечения СПБУ;
- ✓ не требуется извлекать внутрискважинное оборудование;
- ✓ отсутствие необходимости глушения скважины (исключение риска колюматации жидкостью глушения);
- ✓ применение в открытом (для скважин фундамента) и в обсаженном стволе;
- ✓ все работы выполняются с применением канатной техники (Wireline/Slickline);
- ✓ снижение затрат на проведение работ в 5 раз;
- ✓ сокращение времени вывода скважины на режим после проведения работ ввиду отсутствия поглощения (дополнительная добыча).

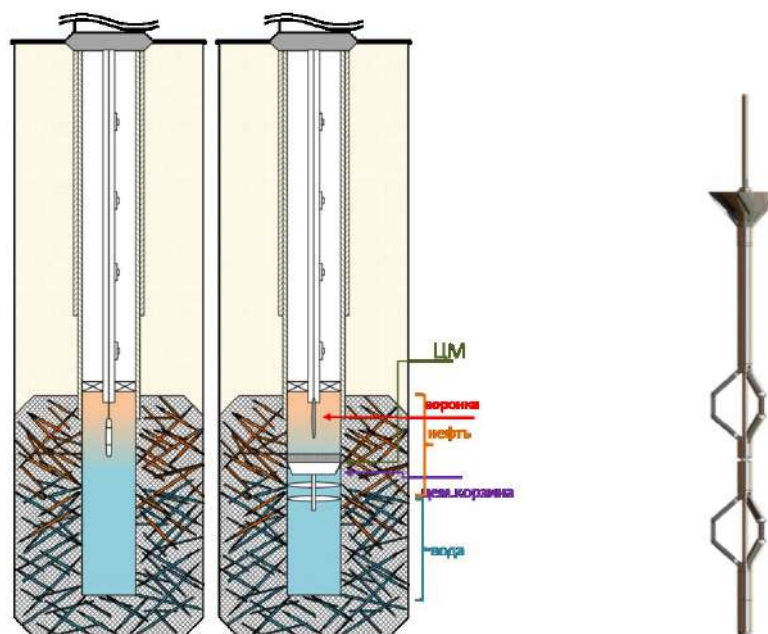


Рисунок 2 – Схема расположения цементной корзины в скважине. Цементная корзина.

У данной технологии, как у любой другой есть свои недостатки – применение возможно в скважинах с зенитным углом не более 60° и в скважинах с удовлетворительным техническим состоянием. Существуют определенные риски, такие как, негерметичный цементный мост или переток воды в заколонном пространстве.

Первое применение данной технологии на скважине СП «Вьетсовпетро», позволили увеличить дебит нефти, уменьшить обводненность добываемой продукции. За счет снижения обводненности в результате РИР ожидается экономия газлифтного газа (условно в течение календарного года).

Цементные корзины являются неотъемлемой частью современных технологий цементирования в нефтегазовой отрасли. Инновационные конструкции и материалы позволяют обеспечивать надежность, безопасность и долговечность скважинных сооружений. В будущем ожидается дальнейшее развитие автоматизированных систем и материалов, способных выдерживать экстремальные условия эксплуатации.

Список использованных источников:

1. Иванов А.Ю., Смирнова Е.В. Современные технологии цементирования скважин // Журнал нефтегазовой промышленности. 2022. №3. С. 45-52.
2. PetroTech. (2021). Advances in Cement Basket Technologies. URL: <https://www.petrotech.com/solutions/cement-basket>
3. Smith J., Lee K. (2020). Materials for Deep Well Cementing. Oil & Gas Review, Vol. 34, No. 8, pp. 22-29.
4. International Petroleum Technology Conference. (2019). Innovations in Well Cementing Equipment.

УДК 622.276

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.Р. Кудояров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные физические принципы фильтрации нефти в пористой среде, также был проведен обзор методов исследования нефтяных скважин, которые применяются для оценки фильтрационно-емкостных характеристик пластов. Был рассмотрен закон Дарси и его ограничения при влиянии пористости, проницаемости, вязкости и других различных параметров при реальных условиях пласта. Были описаны современные гидродинамические и геофизические методы исследования скважин, а также подходы к интерпретации данных. Также были рассмотрены взаимосвязи физических параметров пласта и результатов исследований, даны рекомендации по комплексной оценке фильтрационных свойств при планировании геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: нефтяной пласт, фильтрация, проницаемость, пористость, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, интерпретация.

UDC 622.276

PHYSICAL BASES AND METHODS OF RESEARCHING FILTRATION PROCESSES IN OIL FORMATIONS

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

G.R. Izmaylova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

A.R. Kudoyarov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)*

Abstract. The article discusses the basic physical principles of oil filtration in a porous medium and provides an overview of the methods used to study oil wells and assess the filtration and storage characteristics of reservoirs. It examines the Darcy law and its limitations under real reservoir conditions, as well as the impact of porosity, permeability, viscosity, and capillary forces on oil flow. The article also describes modern hydrodynamic and geophysical methods for studying wells and approaches to data interpretation. The interrelations of the physical parameters of the reservoir and the results of the studies were also considered, and recommendations were given for a comprehensive assessment of the filtration properties when planning geological and technical measures.

Keywords: oil reservoir, filtration, permeability, porosity, hydrodynamic studies, pressure recovery curve, interpretation.

Научно-обоснованное проектирование разработки и проведение геолого-технических мероприятий на месторождениях невозможно без понимания физических процессов, которые управляют самим движением нефти в залежах. Использование только теории фильтрации не гарантирует достоверных результатов. Самое главное это умение корректно получать и интерпретировать данные, которые помогут провести грамотный и достоверный анализ о месторождении. В данной научной статье была выполнена систематизация теоретических основ фильтрационных процессов, проведен обзор методов исследований скважин, которые являются наиболее информативными для оценки фильтрационно-емкостных характеристик нефтяных пластов.

Основным для макроскопического описания движения жидкости в пористой среде является закон Дарси, который связывает фильтрационную скорость с градиентом давления и проницаемостью породы. В ламинарном режиме, для однородного изотропного пласта характерна линейная зависимость потока от давления, при этом ключевыми параметрами все же остаются проницаемость, пористость и вязкость жидкости. Но, в условиях реальных месторождений на движение жидкости также влияют и многие другие факторы, такие как мультифазность, капиллярные явления, температура и неидеальная геометрия пор. При высоких градиентах давления, в трещиноватых коллекторах или при фильтрации «аномальной» нефти поведение может сильно отличаться от простого закона Дарси.

Также сложности возникают в тех случаях, когда пласт обладает большой неоднородностью по мощности и проницаемости. Такие зоны могут привести к местным перераспределениям потока, что значительно усложняет интерпретацию данных, полученных в процессе скважинного исследования. Поэтому в практической гидродинамике постоянно используется сочетание аналитических решений для идеальных условий и численных методов для реальных геометрий.

В общем виде методы исследования скважин можно подразделить на три основные группы - гидродинамические исследования, геофизические методы и лабораторно-цифровые исследования керна и моделей. ПВД, кривые восстановления давления, экспресс-откачки, испытания дебита/приёмистости - относятся к гидродинамическим исследованиям, которые дают информацию о реальных фильтрационных параметрах в условиях пласта и служат основой для расчёта проницаемости, радиуса дренирования и скин-фактора. Далее идут геофизические методы, к ним относятся термометрия, акустические и нейтронные каротажи, пьезометрия, данные виды исследований дополняют картину, позволяя выделять аномальные зоны по плотности, насыщенности и температуре, что особенно важно при пространственной

интерпретации неоднородностей. Для определения относительной проницаемости, капиллярных кривых и других параметрических зависимостей, которые нужны для численных, используются лабораторные исследования керна PVT-анализы.

Основным элементом для интерпретации неустановившихся режимов является метод кривой восстановления давления. При анализе асимптотических участков кривой можно выделить некоторые параметры, например проницаемость и скин-фактор, при этом точность вычислений будет зависеть от корректности входных данных. Ошибки в исходных значениях и пренебрежение погрешностями могут приводить к систематическим искажениям результатов.

Физические характеристики пласта напрямую влияют на вид кривых. Повышенная вязкость нефти, а также другие параметры меняют скорость восстановления давления и наклон асимптотических участков. Анизотропия и трещиноватость пород на масштабируемых построениях проявляется в виде аномалий. Также, для исключения ложных выводов, при интерпретации важно составлять гидродинамические результаты с геофизическими и лабораторными данными.

В последние десятилетия широкое распространение получили численные симуляторы вроде Eclipse и tNavigator, которые позволяют учитывать большинство параметров - многофазную фильтрацию, нелинейную вязкость, капиллярные и термальные эффекты, а также сложную геометрию пласта. Комбинация ПВД-интерпретации и истории добычи с калибровкой численных моделей обеспечивает более надёжные прогностические сценарии для планирования ГТМ. Кроме того, интеграция данных разных типов, таких как каротажи, керн, ГДИС и применение методов машинного обучения дают инструменты для выделения скрытых корреляций и автоматизации предварительной интерпретации.

Рекомендации практического характера:

1. При интерпретации ГДИС всегда сопоставлять результаты ПВД/КВД с геофизикой и лабораторией, что позволяет значительно снижать риск ошибочной идентификации скин-фактора или неоднородности.

2. Для сложных, трещиноватых или сильно неоднородных коллекторов предпочтительно применять численную калибровку с использованием нескольких наборов данных.

3. Оценка неопределённости параметров должна быть неотъемлемой частью интерпретации, так как даже небольшие погрешности во входных данных могут заметно влиять на выводы.

Физика фильтрации и методы исследования скважин образуют взаимодополняющий комплекс, без которого невозможна адекватная и достоверная оценка фильтрационных свойств нефтяных пластов. Современные существующие подходы направлены на интеграцию данных различных типов и применение численных моделей для уменьшения неопределённости прогноза. Комплексный анализ, который опирается на теоретические основы и корректное выполнение исследования в скважинах, позволяет повысить обоснованность решений при планировании геолого-технических мероприятий и оптимизации разработки месторождений.

Список использованных источников:

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. - Москва: МАКС Пресс, 2008. 476 с.
2. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. - Москва: Недра, 1991. 202 с.
3. Князев В.Г., Шадрин А.В. Основы нефтегазового дела: учебное пособие. - Томск: Томский политехнический университет, 2010. 182 с.
4. Измайлова Г.Р., Мугатабарова А.А. Физика нефтегазового пласта. - Уфа: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2023.

5. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliye, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
6. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
7. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
8. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
9. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
10. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaeev, A. Minnivaeev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
11. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
12. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
13. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
14. Атажонova, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонova, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

УДК 622.276

ОБЗОР МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ

А. А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Я.Р. Мусина

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12-25-11)*

Аннотация. Разработка низкопроницаемых коллекторов является одной из наиболее сложных задач современной нефтедобычи. Эффективное извлечение углеводородов требует комплексного применения технологий, направленных на повышение проницаемости пласта и улучшение фильтрационных свойств. В статье рассматриваются четыре основных метода: гидравлический разрыв пласта, горизонтальное бурение, тепловые методы и химико-технологические методы.

Ключевые слова: низкопроницаемые пласты, гидравлический разрыв пласта, соляно-кислотная обработка, тепловые методы

UDC 622.276

REVIEW OF METHODS FOR DEVELOPING LOW-PERMEABILITY FORMATIONS

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

G. R. Izmailova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

I.R. Musina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-25-11)*

Abstract. The development of low-permeability reservoirs is one of the most challenging tasks in modern oil production. Effective extraction of hydrocarbons requires the combined use of technologies aimed at increasing reservoir permeability and improving filtration properties. This article discusses four main methods: hydraulic fracturing, horizontal drilling, thermal methods, and chemical and technological methods.

Keywords: low-permeability formations, hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatment, and thermal methods

Разработка низкопроницаемых коллекторов - это сложная инженерная задача, обусловленная ограниченной способностью пластов пропускать флюид. Такие коллекторы характеризуются коэффициентом проницаемости менее $0,1 \text{ мкм}^2$, высоким капиллярным давлением и значительными потерями давления при фильтрации. В связи с этим эксплуатация скважин сопровождается низкими дебитами, а коэффициент нефтеотдачи остаётся значительно ниже по сравнению с традиционными пластами.

Основная цель разработки низкопроницаемых залежей заключается в обеспечении максимально возможного извлечения углеводородов при минимизации затрат. Для этого используются технологии, направленные на повышение проницаемости призабойной зоны пласта, оптимизацию режимов закачки и отбора, а также создание искусственных каналов фильтрации в недрах.

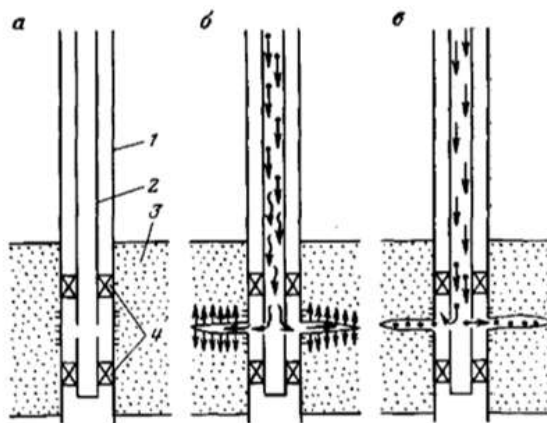
Низкопроницаемый пласт

Низкопроницаемые пласты – пласт, который характеризуется низкими значениями проницаемости и высокой степенью неоднородности, запасы которого причисляются к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), к которым относятся углеводороды из определенной залежи углеводородов (УВ), характеризующиеся низкими значениями проницаемости. Движение флюидов в данном пласте подчиняется сложным, нелинейным законом фильтрации. К низкопроницаемым относят нефтяные пласты, имеющие значения проницаемости менее $0,050 \text{ мкм}^2$. [1]

Низкопроницаемые пласты часто описываются высокой неоднородностью строения, наличием микротрещин и низким содержанием подвижной нефти.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Гидравлический разрыв пласта является основным методом увеличения проницаемости низкопроницаемых коллекторов. Суть метода заключается в создании в пласте искусственной трещины под высоким давлением специальной жидкости с помощью нагнетания. На эффективность ГРП влияют размеры трещин.



а — установка пакера; *б* — создание трещин; *в* — закрепление трещин;
1 — эксплуатационная колонна; *2* — колонна насосно-компрессорных труб;
3 — продуктивный пласт; *4* — пакер

Рисунок 1 – Процесс гидравлического разрыва пласта

Процесс гидравлического разрыва пласта выполняется поэтапно и требует строгой последовательности действий (рис.1). Первый этап в скважину спускают пакер, который служит для герметизации затрубного пространства и изоляции нужного интервала. Второй этап в пласт нагнетают специальную жидкость разрыва, под действием давления которой в породе образуются и расширяются трещины. Третий этап закачивают жидкость-носитель с песком (проппантом), предназначенным для удержания трещин в раскрытом состоянии. На заключительном этапе в скважину подается продавочная жидкость, которая вытесняет песок из насосно-компрессорных труб в образованные трещины, обеспечивая их закрепление и устойчивость.

В результате проведения ГРП проницаемость в зоне скважины возрастает в десятки и сотни раз, обеспечивая стабильный прирост дебита.

Химико-технологические методы

Химико-технологические методы включают закачку кислотных растворов и реагентов. Главная цель проведения стандартной соляно-кислотной обработки (СКО) заключается в закачке кислотного раствора в пласт на достаточную глубину от стенок скважины, что способствует раскрытию и расширению существующих микротрещин и каналов, а также улучшению их взаимной связности. В результате таких изменений повышается проницаемость пласта и увеличивается дебит (или приемистость) скважины.[2] Глубина проникновения кислоты определяется скоростью химической реакции между кислотой и породой, которая, в свою очередь, зависит от минерального состава коллектора, температуры, давления и концентрации раствора. Характеристикой интенсивности этой реакции служит время нейтрализации кислоты, напрямую связанное с температурными условиями.

СКО часто применяются совместно с ГРП, образуя кислотно-гидравлический разрыв пласта, который сочетает механическое и химическое воздействие. Два эти метода

позволяют создать дополнительные каналы фильтрации, повысить эффективность повторных ГРП и улучшить контакт скважины с продуктивным пластом.

Горизонтальное бурение

В настоящее время для разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми пластами используют метод с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП [4]. Горизонтальное бурение позволяет увеличить площадь контакта скважины с пластом, в условиях высокой неоднородности. Комбинация горизонтального бурения и многостадийного ГРП обеспечивает равномерное распределение давления и задействование ранее недоступных зон пласта в разработку. Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) представляет процесс при котором в рамках одной скважины выполняется несколько последовательных стадий разрыва. Данный способ способствует созданию большего числа трещин и каналов, через которые углеводороды могут свободно поступать к забою. Применение МГРП обеспечивает рост добычи нефти примерно на 30–40% по сравнению с традиционными способами и позволяет сократить расходы, связанные с бурением и последующей эксплуатацией скважин [3]. Горизонтальное бурение позволяет повысить извлечение нефти за счет увеличения площади контакта, корректно поместить скважину в наиболее продуктивных зонах, и снизить количество скважин на единицу добываемой нефти, что экономически выгодно.

Применение данного метода позволяет преобразовать месторождения с низкопроницаемыми пластами из разряда труднодоступных и малорентабельных в категорию эффективных и экономических объектов добычи. С помощью метода сохраняется высокий дебит по флюиду и обеспечивается получение значительных коэффициентов нефтеотдачи в сложных условиях эксплуатации, при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Тепловые методы

Тепловые методы направлены на снижение вязкости нефти и повышение её подвижности в пластах с низкой проницаемостью. Они представляют собой технологии, основанные на искусственном нагреве ствола скважины и призабойной зоны, что способствует увеличению притока нефти и росту продуктивности. Введение теплового воздействия приводит к снижению вязкости нефти и растворению парафиновых и смолистых отложений. С помощью теплопередачи улучшается процесс вытеснения нефти из проницаемых зон и вовлекаются в разработку низкопроницаемые участки коллектора. К тепловым методам относят паровую закачку (SAGD, CSS), создание теплового фронта, применение горячей воды или парогазовых смесей для повышения температуры породы и снижения капиллярного удержания нефти, а также электрическое и каталитическое нагревание призабойной зоны. Тепловые методы особенно эффективны для вязкой нефти и тяжёлых углеводородов, которые не могут быть вытеснены механическими методами. Они также могут сочетаться с ГРП и кислотными обработками для максимизации дебита и вовлечения трудноизвлекаемых запасов.

Заключение

Таким образом на основании методов разработки низкопроницаемых пластов установлено, что наиболее рациональным подходом к интенсификации притока является комплексное применение технологий, направленных на изменение фильтрационно-ёмкостных свойств пород, улучшение гидродинамической связи скважины с пластом и повышение устойчивости добычи в осложнённых геолого-физических условиях. Высокая эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов является ключевым направлением современной нефтедобычи, определяющим уровень извлечения углеводородных запасов из трудноизвлекаемых пластов.

Список использованных источников:

1. Измайлова, Г. Р. Повышение эффективности горизонтальных скважин путем математического моделирования и проведение индикаторных исследований / Г. Р.

Измайлова, Р. Ф. Латыпов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 218-223.

2. Комплексное геолого-технологическое обоснование повышения эффективности проведения гидравлического разрыва пласта / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. В. Вафин [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 268-273.

3. Разработка низкопроницаемых пластов системой парных горизонтальных скважин, подверженных ГРП / А. А. Гиззатуллина, А. К. Мурадян, А. Ш. Халадов, М. М. Лабазанов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 87-91.

4. Гилаев, Г. Г. Бурение горизонтальных скважин с множеством ГРП, как метод разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми пластами / Г. Г. Гилаев, Я. В. Данчина, В. И. Гальчун // Современные научные исследования: технические и естественные науки : Сборник материалов XXXIXой международной очно-заочной научно-практической конференции. В 2-х томах, Москва, 10 ноября 2023 года. – Москва: Научно-издательский центр "Империya", 2023. – С. 136-137.

5. Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

6. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

7. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

8. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

9. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

10. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

11. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

12. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

УДК 622.279.6

ПРЕИМУЩЕСТВЕННЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ КАРАМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.К. Мурадян

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГР 21-11)*

Г.Ю. Валитова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-23-11)*

Р.Р. Садыков

(ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МВФв-25-01)

Аннотация. В статье представлено обоснование стратегии разработки, направленной на максимальное вовлечение запасов. На основе анализа динамики добычи и технологических показателей до и после проведения геолого-технических мероприятий на месторождении Западной Сибири определяется наиболее эффективный способ дальнейшего развития.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП, МГРП, МСГРП), интенсификация, горизонтальные скважины (ГС), наклонно-направленные скважины (ННС), обводненность, коэффициент извлечения нефти (КИН).

UDC 622.279.6

PREFERRED METHODS OF INTENSIFICATION OF THE ACHIMOV STRATA OF THE KARAMOVSKOYE FIELD

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

A.K. Muradyan

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GR 21-11)*

G.Y. Valitova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11 group)*

R.R. Sadykov

(Ufa State Petroleum Technological University, student of group MVFv-25-01)

Abstract. The article provides a rationale for a development strategy aimed at maximizing inventory involvement. Based on the analysis of the dynamics of production and technological

indicators before and after geological and technical measures at the deposit in Western Siberia, the most effective way of further development is determined.

Keywords: hydraulic fracturing, intensification, horizontal wells, directional wells, waterlogging, oil recovery coefficient.

Карамовское месторождение – это крупный нефтяной объект Ямало-Ненецкого автономного округа расположен в 56 км от Ноябрьска, открытый в 1975 году и эксплуатируемый с 1980 года, в настоящее время переживающий стадию падающей добычи. Геологически месторождение связано с Итурским куполовидным поднятием и включает четыре залежи. Продуктивные пласты представлены песчаниками с линзовидными прослоями глин, формирующими коллекторы пластово-сводового и литологически экранированного типов.

Повышение дебита скважин и коэффициента извлечения нефти на месторождении обеспечивается за счет широкого спектра ГТМ. Мероприятия, включающие гидродинамические, химические, кислотные, физические методы, изоляционные и ремонтные работы (КРС, ПРС), а также перфорацию, проводятся на фонде добывающих и нагнетательных скважин.

Таблица 1 – Динамика основных технологических показателей разработки объекта А1

Годы	Добыча нефти, тыс.т.	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, дед.	Добыча жидкости, тыс.т.		Обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс. м3		Компенсация, %		Дебит, т/сут		Сред. Приемистость нагн. скв. по воде, м3/сут	Действующий фонд скважин на конец года	
		начальных	текущих				годовая	накопл.		годовая	накопл.	годовая	накопл.	нефти	жидк.		добыв.	нагнет.
2015	12,6	0,1	0,1	13	0,1	0,000	43,6	44	71,1	1,2	1	2,5	2,5	10,3	35,6	100,1	6	1
2016	15,5	0,1	0,1	28	0,1	0,000	60,6	104	74,4	0,6	2	0,9	1,6	6,5	25,2	103,0	7	0
2017	14,6	0,1	0,1	43	0,2	0,001	34,8	139	58,0	0,0	2	0,0	1,2	8,2	19,5	0,0	4	0
2018	10,3	0,1	0,1	53	0,3	0,001	25,1	164	58,8	0,0	2	0,0	1,0	6,2	15,1	0,0	5	0
2019	18,3	0,1	0,1	71	0,4	0,001	40,8	205	55,1	0,0	2	0,0	0,8	8,3	18,5	0,0	10	0
2020	50,4	0,3	0,3	122	0,6	0,001	84,6	290	40,5	0,0	2	0,0	0,5	11,2	18,9	0,0	21	0
2021	125,9	0,7	0,7	248	1,3	0,003	202,8	492	37,9	0,0	2	0,0	0,3	14,2	22,9	0,0	38	0
2022	578,9	3,0	3,1	827	4,3	0,010	1415,7	1908	59,1	27,4	29,2	1,7	1,3	26,8	65,4	121,8	88	2

К применяемым технологиям относятся: различные методы физико-химической обработки призабойной зоны (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), перфорационные работы, перевод скважин на другие горизонты, выравнивание профиля приемистости и реализация программы нестационарного заводнения. Для оптимальной выработки запасов применяют мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти и на увеличение нефтеотдачи пластов.

Выбор технологий для интенсификации добычи основывается на комплексном анализе, при котором учитываются геолого-физические характеристики пласта, свойства коллекторов и флюидов, текущая стадия разработки, а также технологическая и экономическая эффективность методов, уже нашедших успешное применение на схожих по структуре месторождениях. Наиболее рациональным является применение комплекса методов, включающего бурение (горизонтальные скважины, боковые стволы), гидравлический разрыв пласта, работы с бездействующим фондом, методы воздействия на призабойную зону и физико-химические технологии, системную оптимизацию режимов эксплуатации.

Бурение горизонтальных скважин (ГС)

Основное преимущество горизонтального бурения - это увеличение охвата пласта разработкой. Данная технология обеспечивает доступ к запасам нефти в зонах, которые остаются невыработанными при традиционной схеме с вертикальными скважинами, благодаря расширению области дренирования.

Горизонтальные скважины рекомендуется бурить в зонах с низкой расчлененностью, где толщина нефтенасыщенных пластов превышает 2,1 метра. Их ключевое преимущество заключается в значительном увеличении интервала вскрытия, что приводит к существенному

росту дебитов и суммарной добычи. При этом увеличенный ствол позволяет сохранять требуемый дебит, снижая депрессию на пласт, а это, в свою очередь, минимизирует риск образования водяных конусов.

Опыт бурения и эксплуатации горизонтальных скважин (ГС) подтвердил их высокую эффективность. Дренируемая площадь ГС в 6–11 раз превышает показатели вертикальных скважин, что напрямую зависит от длины ствола и мощности пласта. За отчетный период две пробуренные ГС обеспечили дополнительную добычу в 23,27 тыс. т с переходным эффектом, а суммарная накопленная добыча по технологии достигла 654 тыс. т. Дальнейшее разбуривание месторождения горизонтальными скважинами является ключевым направлением для интенсификации разработки и роста основных показателей.

Гидроразрыв пласта (ГРП, МГРП)

Гидроразрыв пласта является рациональным методом интенсификации нефтеотдачи для низкопроницаемых коллекторов на стадии освоения скважин (при смене горизонта), а также для интенсификации добычи на действующем фонде в рамках текущей разработки. На момент проведения анализа за период 2016 – 2022 гг., суммарная дополнительная добыча нефти по скважинам оценена в объеме 348 тыс. тонн. Дополнительная добыча нефти от ГРП на 1 скважину составляет 2,49 тыс. т.

Основной проблемой после проведения ГРП становится высокая обводненность, которая на 01.01.2022 составила в среднем 63,6%, при условии, что средний прирост дебита нефти достиг 9,5 т/сут, значительный процент воды делает применение ГРП неэффективным для повышения КИН на целевых объектах. В качестве альтернативы предлагается:

1. Переводить скважины с вышележащих, уже отработанных объектов, под бурение боковых стволов с горизонтальными окончаниями.

2. Для коллекторов пластов А1 и А2 с низкой проницаемостью рекомендовано применять многостадийный ГРП (МГРП) непосредственно при освоении горизонтальных стволов.

Список использованных источников:

1. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф., Гиззатуллина А.А., Сагитова З.Н. Комплексный подход к прогнозированию результатов идентификации залежей в условиях различной тектонической приуроченности объектов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2023. № 4. С. 31–41.
2. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Тюмень, «Зауралье», 2015 г.
3. Байков В.А. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.С. Усманов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – С. 84–98.
4. Белоногов Е.В. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов Э / Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, А.Н. Ситников // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №1 (7). – С. 49–51.
5. Выгон Г. Нетрадиционная нефть: станет ли Баженов вторым Баккеном? / Г. Выгон, А. Рубцов [и др.]. – М.: МШУ Сколково, 2013. – С. 64.
6. Гималетдинов Р.А. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта / Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор, И.Г. Файзуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №12. – С. 64–67.
7. Клубков С. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – №6–7. – С. 6–11.
8. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25–39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

9. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
10. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
11. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
12. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
13. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
14. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
15. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaaleev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
16. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
17. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

УДК 622.248.5

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МЕТОДА ТРАНСПОРТИРОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ С БОВАНЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

З.Д. Юсупов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРС3-21-11)

Аннотация. Рассматриваются вопросы выбора оптимального метода транспортировки скважинной продукции с Бованенковского месторождения, расположенного в сложных климатических условиях Арктической зоны. Анализируются технико-экономические показатели различных вариантов транспортировки, включая трубопроводный транспорт, железнодорожные и автомобильные перевозки. Особое внимание уделено учету специфических факторов: низких температур, вечномёрзлых грунтов, логистической удалённости и экологических требований. Предложена комплексная методика обоснования выбора метода транспортировки, адаптированная к арктическим условиям.

Ключевые слова: Бованенковское месторождение, транспортировка скважинной продукции, арктические условия, трубопроводный транспорт, вечномёрзлые грунты, технико-экономическое обоснование, логистическая инфраструктура.

UDC 622.248.5

JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF WELL PRODUCTION TRANSPORTATION METHOD FROM THE BOVANENKOVSKOYE FIELD

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Z.D. Yusupov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ-21-11)*

Abstract. The paper discusses the selection of the optimal method for transporting well production from the Bovanenkovskoye field located in the challenging climatic conditions of the Arctic zone. Technical and economic indicators of various transportation options are analyzed, including pipeline transport, railway and road transportation. Special attention is paid to accounting for specific factors: low temperatures, permafrost, logistical remoteness and environmental requirements. A comprehensive methodology for justifying the choice of transportation method, adapted to Arctic conditions, is proposed

Keywords: Bovanenkovskoye field, well production transportation, Arctic conditions, pipeline transport, permafrost, technical and economic justification, logistics infrastructure.

Бованенковское месторождение, являющееся одним из крупнейших в Ямало-Ненецком автономном округе, характеризуется исключительно сложными природно-климатическими и геокриологическими условиями. Эксплуатация месторождения требует применения специальных технологий на всех этапах - от бурения скважин до транспортировки продукции. Выбор метода транспортировки скважинной продукции приобретает стратегическое значение в условиях Арктики, где традиционные решения могут оказаться неэффективными или экологически опасными.

Бованенковское месторождение расположено в центральной части полуострова Ямал, который характеризуется:

- Суровым арктическим климатом со средней температурой января -26°C и абсолютным минимумом ниже -50°C
- Распространением многолетнемёрзлых пород мощностью до 300-400 метров
- Высокой ранимостью экосистем тундры
- Отсутствием развитой транспортной инфраструктуры
- Сезонными ограничениями для наземного транспорта

Эти факторы существенно ограничивают выбор методов транспортировки и требуют специальных инженерных решений, направленных на обеспечение надёжности и безопасности транспортных систем.

Для условий Бованенковского месторождения рассматривались три основных варианта транспортировки продукции: трубопроводный транспорт, железнодорожные и автомобильные перевозки.

1. Трубопроводный транспорт

Трубопроводная система представляет наиболее эффективное решение для постоянной транспортировки больших объёмов продукции. Для Бованенковского месторождения проектом предусмотрено строительство магистрального нефтепровода "Бованенково-Ухта" протяжённостью около 1200 км. Ключевыми особенностями реализации этого варианта являются:

- Применение специальных морозостойких сталей
- Использование активной системы охлаждения для сохранения вечномерзлых грунтов
- Оснащение системой мониторинга целостности и автоматического отключения
- Прокладка на специальных опорах для минимизации теплового воздействия на грунты

2. Железнодорожный транспорт

Железнодорожные перевозки рассматривались как альтернативный вариант, требующий строительства железнодорожной ветки к месторождению. Преимуществами этого метода являются:

- Гибкость маршрутов и возможность транспортировки различных видов продукции
- Меньшие первоначальные капиталовложения по сравнению с трубопроводом
- Возможность поэтапного наращивания пропускной способности

Однако серьёзными недостатками стали:

- Высокие эксплуатационные расходы в арктических условиях
- Сезонные ограничения в периоды пурги и сильных морозов
- Необходимость строительства перевалочных терминалов

3. Автомобильный транспорт

Автомобильные перевозки рассматривались только для начального этапа освоения месторождения и для доставки продукции на короткие расстояния. В условиях Бованенковского месторождения этот метод имеет ограниченное применение из-за:

- Низкой провозной способности
- Высокой зависимости от погодных условий
- Значительного экологического воздействия на тундровые экосистемы

На основе комплексного технико-экономического анализа был обоснован выбор в пользу трубопроводного транспорта как основного метода транспортировки скважинной продукции с Бованенковского месторождения.

Критерии сравнения и результаты анализа:

- Удельные капиталовложения: трубопровод - 1,0; железная дорога - 1,8; автомобильный транспорт - 2,3
- Эксплуатационные расходы: трубопровод - 1,0; железная дорога - 2,1; автомобильный транспорт - 3,8
- Надёжность поставок: трубопровод - 98%; железная дорога - 85%; автомобильный транспорт - 70%
- Экологическая безопасность: трубопровод - высокая; железная дорога - средняя; автомобильный транспорт - низкая
- Сроки реализации: трубопровод - 36 месяцев; железная дорога - 48 месяцев; автомобильный транспорт - 12 месяцев

Экономический расчёт показал, что несмотря на высокие первоначальные инвестиции в строительство трубопровода, его жизненный цикл стоимость оказывается на 40% ниже, чем у железнодорожного варианта, и на 60% ниже, чем у автомобильных перевозок.

Проведённое исследование подтвердило экономическую и техническую целесообразность выбора трубопроводного транспорта в качестве основного метода

транспортировки скважинной продукции с Бованенковского месторождения. Разработанные инженерные решения по прокладке и эксплуатации трубопровода в условиях вечномёрзлых грунтов позволяют обеспечить надёжность и безопасность транспортировки на протяжении всего жизненного цикла месторождения. Для обеспечения бесперебойности поставок на начальном этапе рекомендуется создание резервных мощностей на основе железнодорожного транспорта.

Список использованных источников

1. Проектирование и строительство магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера / В.Г. Шумилов [и др.]. - М.: ООО «Недра-Консалтинг», 2020. - 245 с.
2. Транспортная инфраструктура арктических месторождений: проблемы и решения / А.К. Волков // Транспорт нефти и газа. - 2023. - № 4. - С. 34-39.
3. Особенности эксплуатации трубопроводов в условиях вечномёрзлых грунтов / Е.Н. Семёнова // Вестник Тюменского индустриального университета. - 2021. - № 3(15). - С. 45-52.
4. Техничко-экономическое обоснование выбора метода транспортировки углеводородов в арктических условиях / П.Р. Закиров // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2022. - № 5. - С. 28-34.
5. Экологическая безопасность транспортных систем в Арктике / под ред. М.П. Орловой. - СПб.: Наука, 2019. - 178 с.
6. Современные технологии мониторинга магистральных трубопроводов / Д.Л. Ковалёв // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2020. - № 7. - С. 15-21.
7. Стратегия развития транспортной инфраструктуры Ямало-Ненецкого автономного округа до 2035 года. - Салехард: Правительство ЯНАО, 2021. - 156 с.
8. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
9. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
11. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
12. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
13. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

14. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
15. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
16. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
17. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

УДК 622.276.53

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ MOJERPACK MPLAG17 В УСЛОВИЯХ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Ф. Гильманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Э.М. Альмухаметова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Работа УЭЦН в сложных условиях на Тевлинско – Русскинском месторождении на прямую связана с осложнениями: образование коррозии и формирование отложений на внутренних стенках НКТ, что приводит к ухудшению эксплуатационных условий оборудования и снижению добычи нефти. Внедрение труб с защитным покрытием обосновывается положительными результатами их применения: увеличение МРП, сокращение затрат на очистку и, как следствие, снижение удельных затрат на добычу нефти.

Ключевые слова. трубы НКТ, majorpack, покрытие.

UDC 622.276.53

THE USE OF MOJERPACK MPLAG17 PIPES WITH AN INTERNAL PROTECTIVE COATING IN THE CONDITIONS OF A COMPLICATED FUND OF PRODUCING WELLS OF THE TEVLINSKO-RUSKINSKOYE FIELD

R.F Gilmanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GRsz-21-13)

E.M. Almukhametova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The operation of ESP systems in difficult conditions at the Tevlinsko-Ruskinskoye field is directly linked to complications: the formation of corrosion and deposits on the inner walls of the tubing, which leads to a deterioration in the operational conditions of the equipment and a decrease in oil production. The introduction of pipes with a protective coating is justified by the positive results of their use: an increase in MTBF (mean time between failures), a reduction in cleaning costs, and, as a result, a decrease in specific costs for oil production.

Keywords: tubing, majorpack, coating.

Значительная часть добываемой нефти на Тевлинско – Русскинском месторождении выпадает на долю УЭЦН. В процессе добычи УЭЦН вынужден работать в осложненных условиях, причинами которых являются отложения асвальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), гидратоотложений, солеотложения и коррозии на рабочих органах газонефтяного оборудования (ГНО).

В осложнённом фонде Тевлинско – Русскинского месторождения находятся 509 скважин (30% от общего фонда). Значительные осложнения выпадают на долю АСПО – 22%, далее следуют гидратоотложения (4,2 %), солеотложения (3,3 %) и коррозия (0,5 %). [1]

Известно, что отложений АСПО на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) связано с несколькими факторами: скоростью потока, газовым фактором (в частности, с процессом выделения газа при снижении давления), наличием механических примесей (играют роль центров кристаллизации), состоянием поверхности оборудования и обводненности продукции скважин [2].

Наиболее подвержены влиянию АСПО внутренние поверхности НКТ, фонтанной арматуры и манифольда, выкидные линии, оборудование замерных установок и внутрипромысловые нефтепроводы. Закономерно, что основными причинами преждевременных ремонтов являются «работа УЭЦН в сложных условиях» (5%) и «негерметичность НКТ» (4.2%).[1]

Для борьбы с АСПО на Тевлинско –Русскинском месторождении, на сегодняшний день, применяют следующие методы:

1. Очистка НКТ механическими и ручными скребками;
2. Греющие кабели НКТ;
3. Промывка скважины горячей нефтью;
4. Применение труб НКТ с внутренним защитным покрытием (далее – ВЗП). Majorpack MPLAG17 (рисунок 1).

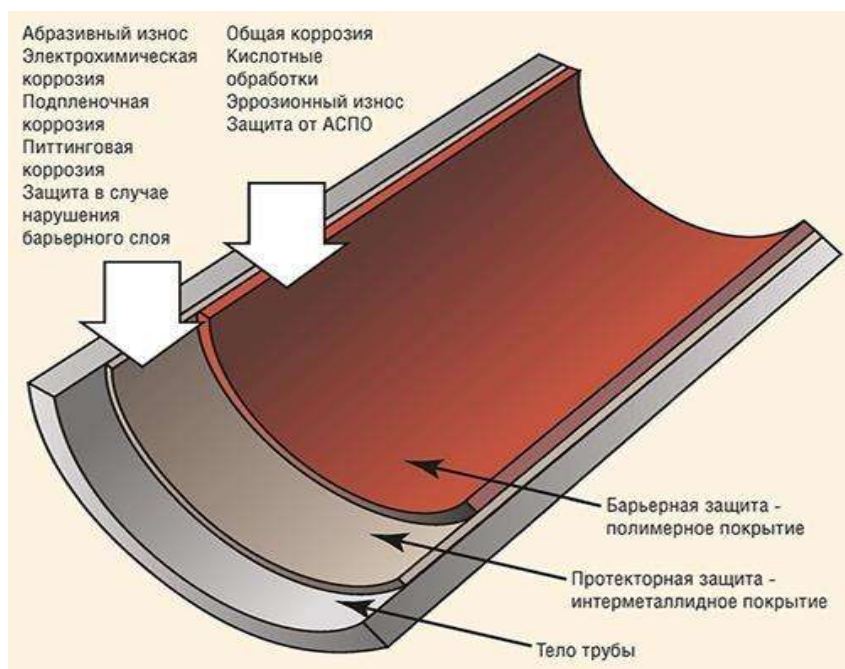


Рисунок 1 – Барьерная и протекторная защита Majorpack

Majorpack MPLAG17 – в линейке покрытий majorpack предназначается для защиты НКТ при эксплуатации в средах, осложнённых АСПО. Это дуплексная система,

обеспечивающая улучшенную защиту от коррозии и АСПО. Fe-Zn интерметаллидное и эпоксидно-фенольное покрытие для лучшей защиты, а также глянцевый финишный слой для повышения производительности нефтяных скважин, осложненных АСПО. Используется для любого типа коррозии в скважинах, включая умеренное содержание H_2S и бактерий. Интерметаллидный слой обеспечивает защиту внутренней/внешней поверхности труб и резьбового соединения. Нерастворимые продукты распада цинка обеспечивают высокий уровень защиты от отверстий и царапин на поверхности труб. [3]

Применение труб НКТ с ВЗП Majorgack MPLAG17 является наиболее технико – экономически эффективным методом борьбы с АСПО, так как для бесперебойного применения методов 1-3 необходимо постоянно наращивать технические и кадровые ресурсы. [5]

Следующей причиной применения труб НКТ с ВЗП Majorgack MPLAG17 является то, что кроме предупреждения и борьбы с АСПО, защитное покрытие препятствует образованию коррозии, что решает проблему осложнений связанных с коррозией НКТ. [3]

Основной довод целесообразности применения труб НКТ с ВЗП majorgack MPLAG17 стали многочисленные испытания, при которых наработка на отказ увеличилась в 2 раза. [3, 4, 5]

Список использованных источников:

1. ООО «ЛУКОЙЛ - ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ». Дополнение к технологическому проекту разработки Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения: книга – 10.
2. Ашмян К.Д. Факторы, влияющие на выпадение из нефти асфальтосмолопарафиновых веществ / К.Д. Ашмян, И.Н. Никитина, Е.Н. Носова // Нефтяное хозяйство. - 2014. - №11. - С.126-128.
3. Казаркин К. Г. Применение внутреннего защитного покрытия на ремонтных насосно-компрессорных трубах НКТ 73х5,5 «л», в условиях добывающего нефтяного фонда // Управление техносферой, 2022. Т.4. №6 С. 362 – 374.
4. Шафиков А.Б. Применение труб с внутренним защитным покрытием Majorgack MPLAG17T для предотвращения образования АСПО на Русскинском месторождении // Вестник науки, 2020. Т.4. №6 (27). С. 256–259.
5. Каунов А.С. Опыт внедрения насоснокомпрессорных труб с внутренним защитным покрытием на талаканском месторождении и оценка эффективности технологии Majorgack MPLAG 17 // Лучшая научная работа 2022. – С. 21 – 24.
6. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
7. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
8. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
9. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
10. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N.

Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

11. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

12. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

13. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

14. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

15. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

16. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

17. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

УДК 553.9

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДДЕРЖАНИЕ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

И.Р. Гилязов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Геолого-технические мероприятия представляют собой системный комплекс действий, реализуемых на скважинах с целью управления процессами разработки нефтяных месторождений и поддержания заданного уровня добычи углеводородов. Их применение позволяет нефтегазовым предприятиям не просто контролировать эксплуатацию запасов, но и существенно повышать эффективность извлечения нефти, обеспечивая выполнение проектных параметров разработки. В отличие от стандартных ремонтных операций, геолого-технические мероприятия имеют прямое влияние на производственные показатели, способствуя увеличению дебита скважин и повышению коэффициента извлечения. При этом границы между ГТМ и обычными ремонтными работами определяются индивидуально каждой компанией, с учётом специфики месторождения, технологических возможностей и экономических целей, что делает процесс планирования мероприятий гибким и адаптивным к изменяющимся условиям эксплуатации.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, геолого-технологические мероприятия, призабойная зона пласта, нефтяная скважина.

REGULATION OF DEPOSIT DEVELOPMENT AND MAINTAINING OIL PRODUCTION LEVELS

I.R. Gilyazov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. MGR12-24-11)*

Abstract. Geological and technical measures (GTM) are works carried out at wells in order to regulate the development of fields and maintain the target levels of oil production. With the help of geological and technical measures, oil and gas production enterprises ensure that the design indicators of field development are met. Geological and technical measures differ from other measures at oil wells in that, as a result of their implementation, enterprises usually get an increase in oil production. Which measures exactly to be referred to as GTM and which – as other repairs, each oil producing company determines independently.

Keywords: bottom-hole zone of the reservoir, geological and technological measures, bottom-hole zone of the reservoir, oil well.

В рамках эксплуатации нефтяных месторождений работы на скважинах подразделяются на капитальные и подземные ремонты, различие которых определяется масштабом воздействия и характером технологического вмешательства. Капитальные операции предполагают радикальные изменения конструкции скважины и её эксплуатационного оборудования. Они включают укрепление ослабленных коллекторов, восстановление герметичности обсадной колонны и ликвидацию её деформаций, создание дополнительного ствола, контроль и ограничение притоков пластовых вод и вод из обводнителей, а также проведение специализированных подземных операций с оборудованием. Подземные, или текущие, работы направлены на поддержание оптимального режима эксплуатации скважины, обеспечение надежного функционирования эксплуатационного оборудования, изменение рабочих режимов, а также удаление песка, парафина и солей, препятствующих нормальной добыче.

Геолого-технические мероприятия в большинстве случаев относятся к категории капитальных вмешательств, хотя отдельные виды текущего ремонта, например, замена скважинного насоса на более производительный агрегат, могут также рассматриваться как GTM. Реализация данных мероприятий охватывает все стадии разработки месторождения, однако наибольшую актуальность они приобретают на поздних этапах, когда наблюдаются снижение добычи и увеличение обводнённости продукции.

Подбор эффективных GTM для конкретного месторождения является одной из ключевых задач геологической службы и осуществляется в рамках стратегического планирования, включая разработку ежегодного бизнес-плана с последующей оперативной корректировкой по мере изменения условий эксплуатации. В процессе реализации геолого-технических мероприятий критически важно соблюдение установленных технологических параметров, поскольку именно от точного исполнения программ зависит прирост добычи. Анализ эффективности выполненных мероприятий позволяет количественно оценить достигнутые результаты, выявить узкие места и определить направления дальнейшего совершенствования эксплуатации, что делает GTM инструментом системного управления, обеспечивающим максимизацию извлечения нефти и поддержание устойчивого функционирования скважин и подземного оборудования.

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий представляет собой комплексную процедуру, направленную на выявление причин, препятствующих достижению запланированного прироста добычи нефти. Суть этого анализа заключается в систематическом сопоставлении реальных результатов работы скважин с прогнозными и эксплуатационными параметрами, что позволяет определить факторы, ограничивающие продуктивность мероприятий. На уровне отдельных операций осуществляется оценка влияния конкретного GTM на добычу, сравниваются фактические изменения дебита с

установленными нормативами и ожидаемыми значениями, что позволяет выявить локальные причины отклонений.

На уровне интегральной оценки проводится анализ совокупного эффекта всех мероприятий одного типа по конкретному месторождению или по всей сети объектов компании. Такой подход позволяет выявить системные закономерности, определить наиболее результативные технологии, а также выявить критические области, требующие корректировки стратегии управления добычей. Результаты интегрального анализа используются для оптимизации последующих ГТМ, повышения экономической эффективности разработки месторождений и выстраивания адаптивной системы управления эксплуатацией, ориентированной на максимизацию извлечения углеводородов при минимизации эксплуатационных рисков и затрат.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024

года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

10. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

11. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

12. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

13. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 553.9

СИСТЕМНАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПЛАНИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

И.Р. Гилязов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Ключевой задачей при освоении разведанных и действующих нефтяных месторождений является оптимизация извлечения углеводородов с обеспечением максимальной продуктивности скважин и повышением коэффициента извлечения нефти при минимизации эксплуатационных и капитальных затрат. В этой связи геолого-технические мероприятия (ГТМ) рассматриваются как комплекс целенаправленных операций на скважинах, предназначенных для регулирования процессов разработки, поддержания запланированных уровней добычи и повышения эффективности эксплуатации пласта. В отличие от стандартных ремонтных или профилактических операций, ГТМ ориентированы на прямое увеличение объемов добычи углеводородов и улучшение коллекторских характеристик призабойной зоны. Реализация таких мероприятий позволяет предприятиям выполнять проектные показатели разработки месторождений и добывать прироста нефти, который напрямую отражается на экономических результатах эксплуатации. Конкретный перечень операций, относящихся к ГТМ, формируется индивидуально каждой компанией с учетом геолого-технических особенностей месторождения, технологических стратегий и условий эксплуатации скважин.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, геолого-технологические мероприятия, призабойная зона пласта, нефтяная скважина.

UDC 553.9

SYSTEMIC SEQUENCE OF PLANNING GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ACTIVITIES

I.R. Gilyazov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-11)

Abstract. The main objective of developing already operated and explored fields is to effectively extract reserves in order to maximize well productivity and oil recovery factor while minimizing costs. Geological and technical measures (GTM) are works carried out at wells in order

to regulate the development of fields and maintain the target levels of oil production. With the help of geological and technical measures, oil and gas production enterprises ensure that the design indicators of field development are met. Geological and technical measures differ from other measures at oil wells in that, as a result of their implementation, enterprises usually get an increase in oil production. Which measures exactly to be referred to as GTM and which – as other repairs, each oil producing company determines independently.

Keywords: bottom-hole zone of the reservoir, geological and technological measures, bottom-hole zone of the reservoir, oil well.

Развитие любого нефтяного месторождения можно концептуально разделить на четыре последовательные стадии: первоначальное введение месторождения в эксплуатацию, стабилизацию добычи, фазу снижения продуктивности и позднюю стадию разработки, которая наступает после извлечения порядка 80 % запасов углеводородов. Наиболее сложной с точки зрения управления ресурсами является последняя стадия, когда основной вызов заключается в обеспечении максимально полного извлечения остаточных запасов при одновременном минимизации эксплуатационных и капитальных расходов.

Ключевым инструментом, способным стабилизировать добычу и повысить эффективность разработки, является комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ). Оптимальное планирование и координация этих мероприятий позволяют не только поддерживать базовую добычу, но и обеспечивать интенсификацию производства, увеличение коэффициента эксплуатации скважин и повышение нефтеотдачи пласта.

С экономической точки зрения каждое геолого-техническое мероприятие рассматривается как инвестиционный проект. Решение о его реализации принимается с учетом прогнозируемых показателей эффективности, ожидаемой окупаемости и потенциального воздействия на окружающую среду. Таким образом, процесс эффективного планирования ГТМ представляет собой системный выбор комплекса мероприятий, их объема и последовательности исполнения для достижения максимально полного извлечения запасов при соблюдении экономических, технологических и экологических ограничений.

Эффективность планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) на действующих нефтяных месторождениях часто ограничена недостаточной точностью исходной информации о текущем состоянии разработки, несовершенством методов мониторинга и влиянием человеческого фактора. В условиях слабоструктурированных задач, типичных для российских месторождений, рациональным подходом к решению становится применение методов системного анализа.

Процесс принятия решений в рамках системного анализа строится как последовательная и взаимосвязанная цепь действий. Он начинается с диагностики и анализа ситуации, включающего формулировку проблемы, оценку полноты и достоверности информации, выявление причинно-следственных связей и взаимозависимостей с другими аспектами разработки. На основе анализа формулируются стратегические и тактические цели, разрабатываются критерии достижения и ограничения, определяются допустимые рамки решений.

Следующий этап предполагает разработку и оценку возможных альтернатив, где каждая потенциальная стратегия рассматривается с точки зрения технической реализуемости, экономической эффективности и экологических последствий. После выбора оптимального подхода начинается процесс реализации решений, включающий организационное и техническое сопровождение, применение математических моделей и программного обеспечения, управление внедрением и контроль исполнения. Итоговая оценка результативности позволяет измерить эффективность проведенных мероприятий, выявить отклонения и при необходимости скорректировать стратегию.

Цикличность системы принятия решений обеспечивает возврат на любой предыдущий этап в случае появления новой информации или изменения условий разработки, что формирует адаптивную модель управления месторождением. Практическая реализация

этого подхода поддерживается системами поддержки принятия решений (СППР), которые помогают лицам, принимающим решения, интегрировать разнообразные модели анализа и прогнозирования, повышая обоснованность управленческих решений и экономическую эффективность ГТМ.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
10. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.

11. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
12. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
13. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
14. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
15. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
16. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
17. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
18. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

УДК 622.276

АНОМАЛЬНАЯ НЕФТЬ

Э. А. Гимазтдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

В.В. Бабинцева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-24-11)

Аннотация. В статье рассмотрены основные проблемы, возникающие при разработке месторождений аномальной нефти, характеризующейся высокой вязкостью и склонностью к выпадению парафинов и асфальтенов. Проанализировано влияние этих факторов на фильтрационные характеристики пласта, в частности, на снижение фазовой проницаемости и преждевременную обводненность продукции. Особое внимание уделено обзору и

сравнительному анализу методов увеличения нефтеотдачи, направленных на модификацию реологических свойств пластовых флюидов: термических, химических и технологии закачки растворителей. Показано, что выбор оптимального метода зависит от конкретных свойств коллектора и характеристик флюида.

Ключевые слова: аномальная нефть, высокая вязкость, парафины, асфальтены.

UDC 622.276

CONICAL DRILLING RIGS

E.A. Gimaztdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

V.V. Babintseva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group BGR-24-11)

Abstract. The article discusses the main problems encountered in the development of abnormal oil deposits, characterized by high viscosity and a tendency to precipitation of paraffins and asphaltenes. The influence of these factors on the filtration characteristics of the reservoir, in particular, on a decrease in phase permeability and premature waterlogging of products, is analyzed. Special attention is paid to the review and comparative analysis of methods for increasing oil recovery aimed at modifying the rheological properties of reservoir fluids: thermal, chemical, and solvent injection technologies. It is shown that the choice of the optimal method depends on the specific properties of the reservoir and the characteristics of the fluid.

Keywords: abnormal oil, high viscosity, paraffins, asphaltenes.

Высоковязкая нефть и склонность к образованию органических отложений создают комплекс взаимосвязанных проблем, которые необходимо учитывать при проектировании системы разработки.

Согласно фундаментальному закону Дарси, дебит скважины (Q) обратно пропорционален вязкости флюида (μ). Рост вязкости аномальной нефти в десятки и сотни раз по сравнению с легкой нефтью приводит к пропорциональному снижению дебитов. Для обеспечения экономически приемлемых показателей добычи требуются значительные перепады давления, что не всегда достижимо и может приводить к механическим повреждениям коллектора. Кроме того, при совместной фильтрации с водой возникает крайне неблагоприятное соотношение подвижностей ($\lambda = k/\mu$), где вода, обладающая малой вязкостью, обгоняет нефть. Это приводит к вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, образованию «языков» обводнения, преждевременному прорыву воды к добывающим скважинам и низкому охвату пласта воздействием.

Проблема выпадения парафинов. При снижении пластовой температуры ниже температуры насыщения нефти парафином происходит его кристаллизация и осаждение в пористой среде.

Осаждение асфальтенов. Асфальтены выпадают в осадок при изменении условий в пласте, например, при закачке несовместимой воды или газа. Эти отложения сильно и необратимо снижают проницаемость коллектора.

Паротепловое воздействие (ПТВ): Закачка пара в пласт интенсивно нагревает его, снижая вязкость нефти в сотни раз. Дополнительные эффекты включают тепловое расширение нефти, испарение легких фракций и создание давления вытеснения при конденсации пара.

Внутрипластовое горение (ВПГ): Нагрев пласта осуществляется за счет сгорания части нефти. Образующаяся тепловая энергия перемещается по пласту, разогревая и снижая вязкость нефти перед фронтом горения.

Закачка ПАВ (поверхностно-активных веществ): позволяет резко снизить межфазное натяжение на границе нефть-вода, что помогает преодолеть капиллярные силы, и изменить смачиваемость породы на гидрофильную, облегчая вытеснение.

Полимерное заводнение: увеличивает вязкость закачиваемой воды, что улучшает подвижность вытесняющего агента относительно нефти. Это снижает вязкостную неустойчивость и уменьшает обводненность продукции за счет более равномерного вытеснения нефти из пласта. 2.3. Закачка растворителей и газов.

Растворители (метанол, легкие углеводороды): эффективно растворяют органические отложения в ПЗП, восстанавливая проницаемость, и смешиваются с нефтью, снижая ее вязкость.

Эффективная разработка месторождений аномальной нефти требует индивидуального подхода. Для высоковязких нефтей оптимальны термические методы, а для решения локальных задач подходят химические и газовые технологии. Наибольший потенциал показывают комбинированные методы, позволяющие усилить эффект воздействия и повысить нефтеотдачу. Успех зависит от комплексного анализа свойств пласта и характеристик нефти.

Список использованных источников.

1. Гимазтдинова Э.А. Технологии и инновации в нефтяной промышленности / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х. // Нефть. Газ. Новации, 2023. - № 1 (266). - С. 18-22.

2. Гимазтдинова Э.А. К вопросу аналитических расчетов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. № 3 (351). - С. 10-14.

3. Гимазтдинова Э.А. Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. - № 2 (350). - С. 12-16.

4. Хузина Л.Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Габзалилова А.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020. - № 1 (325). - С. 10-12.

УДК 622.323

РОЛЬ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И ЕЕ ИНТЕГРАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ РОССИИ

Э.А.Гимазтдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.Ф. Гиёсзода

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-24-11)

Аннотация. Статья посвящена о применение ИИ в нефтегазовой отрасли, какие есть российские кейсы и с какими барьерами сталкиваются нефтегазовые компании. Отмечаются экономические выгоды и стратегические изменения, а также вызовы, связанные с внедрением цифровых технологий и технологий искусственного интеллекта. Подчеркивается трансформирующая роль цифровых технологий в развитии отрасли. Особое внимание уделено вызовам, стоящим перед российскими компаниями, и стратегическим преимуществам, которые открывает массовая цифровизация. Также демонстрирует, что ИИ становится не просто инструментом оптимизации, а стратегическим активом, определяющим конкурентоспособность российского ТЭК на глобальной арене.

Ключевые слова: Нефтегазовая отрасль, цифровизация, искусственный интеллект, устойчивое развитие, цифровая трансформация, прогнозирование технических сбоев, оптимизация процессов добычи и переработки, блокчейн.

THE ROLE OF ARTIFICIAL INTIMACY AND ITS INTEGRATION TO THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRYE.

A.Gimaztdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

D.F. Giyosoda

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group BGR-24-11)

Abstract. The article focuses on the application of AI in the oil and gas industry, including Russian cases and the barriers faced by oil and gas companies. It highlights the economic benefits and strategic changes, as well as the challenges associated with the implementation of digital and artificial intelligence technologies. The article emphasizes the transformative role of digital technologies in the development of the industry. It also focuses on the challenges faced by Russian companies and the strategic advantages that mass digitalization offers. It also demonstrates that AI is becoming not just an optimization tool, but a strategic asset that determines the competitiveness of the Russian fuel and energy sector on the global stage.

Keywords: Oil and gas industry, digitalization, artificial intelligence, sustainable development, digital transformation, forecasting of technical failures, optimization of production and processing processes, and blockchain.

Нефтегазовая отрасль является ключевым аспектом российской экономики, и повышение ее эффективности и конкурентоспособности – задача стратегической важности. В последние годы искусственный интеллект (ИИ) становится все более значимым инструментом для решения этой задачи, предлагая новые возможности для оптимизации процессов, снижения затрат и повышения безопасности. Несмотря на развитие возобновляемых источников энергии, уровень потребления ископаемого топлива (нефть, газ, уголь) остается на высоком уровне, составляя более 80% от общего мирового энергобаланса. Однако нефтегазовые компании сталкиваются с истощением месторождений, обводненностью скважин, устареванием оборудования, колебанием цен на энергоносители и другими сложностями. В таких условиях искусственный интеллект становится конкурентным преимуществом.

Основной прорыв в использовании ИИ в этой области связан с машинным обучением, которое позволяет на основе истории и предыдущего опыта анализировать сложные геологические и производственные задачи с высокой степенью точности. Достоверные модели снижают риск принятия управленческих решений по выбору перспективных территорий, местам бурения скважин и методам разработки и оптимизации добычи на месторождениях. Одно из впечатляющих преимуществ искусственного интеллекта - его способность учиться и улучшаться со временем. Применение ИИ в процессе анализа данных позволяет выявить до 80% скрытых закономерностей, которые остаются незамеченными при традиционном анализе. Это особенно проявляется, когда новые расчетные данные подтверждаются в определенных геологических, пластовых и скважинных условиях и ИИ корректирует свои модели, чтобы учитывать новую полезную достоверную информацию и обновлять прогнозы. Это делает алгоритмы более адаптивными и устойчивыми к изменениям в данных, что обеспечивает их высокую эффективность в долгосрочной перспективе и помогает нефтяным компаниям сэкономить время и средства на дорогостоящие и длительные полевые и производственные исследования и мониторинг. В ближайшем будущем алгоритмы, обученные на огромных объемах данных с проектов по всему миру, смогут все чаще и с минимальной вовлеченностью человека определять перспективные геологические зоны, выявлять аномалии в геологических структурах и анализировать признаки, характерные для месторождений нефти и газа. В таких условиях ИИ будет поддерживать экономическую эффективность геологоразведочных работ даже в

условиях сложной геологии. Искусственный интеллект позволит минимизировать время разведки, сократить количество неуспешного бурения, снизить экологические эффекты и финансовые затраты, что сделает отрасль более устойчивой и эффективной при прогнозируемом снижении цен на нефть и газ. Кроме того, применение искусственного интеллекта стало одним из ключевых факторов, обеспечивающих конкурентные преимущества для множества сервисных и буровых компаний, стремящихся укрепить свои позиции и оптимизировать расходы. Компании, активно внедряющие ИИ, показывают снижение издержек на 10–20% и рост выручки не менее 10% по сравнению с конкурентами, которые придерживаются традиционных подходов.

Согласно данным Минэнерго России, накопленный эффект от внедрения ИИ в нефтегазовой отрасли страны может составить 700 млрд руб. в год, а суммарный эффект за период с 2025 по 2040 гг. оценивается в 5,4 трлн руб. «Выгон Консалтинг» оценивает суммарный эффект для российских нефтегазовых компаний от применения генеративного искусственного интеллекта в 343 млрд руб. в год.

Хотя оценки разнятся, большинство аналитиков сходятся во мнении, что ИИ может сделать добычу и переработку энергоносителей эффективнее и дешевле. ИИ уже используется на всех ключевых этапах производственно-логистической цепочки: от разведки и добычи до транспортировки, переработки и сбыта.

Машинное обучение позволяет оптимизировать расположение разведочных скважин за счет выявления скрытых закономерностей в геологических данных. Эти взаимосвязи невозможно в полной мере обнаружить ни отдельному специалисту, ни даже коллективу экспертов за приемлемые сроки.

Крупные месторождения нефти и газа требуют модернизации ИТ-инфраструктуры и соответствующих вычислительных мощностей. Частичные решения неэффективны. Наилучших результатов в внедрении ИИ добьются те компании, которые смогут контролировать максимальный объем генерируемых данных и выстроят устойчивую систему их сбора, обработки и анализа. Нейросетевые технологии также применяются для анализа ядра - изучения образцов горных пород для оценки перспектив нефтегазоносности и оптимизации разработки месторождений. Увеличение вычислительных мощностей позволяет в разы ускорить расчет различных сценариев, моделирующих миграцию флюидов в насыщенном углеводородами пласте, в т.ч. благодаря различным вариантам реализации параллельных вычислений.

Оптимизация достигается за счет ускорения обработки огромных объемов данных. Например, американская нефтяная компания ExxonMobil использовала машинное обучение для анализа данных о бурении. Прогностические модели помогли снизить количество внештатных ситуаций и повысить эффективность бурения.

Компьютерное зрение решает задачи по предотвращению аварий, травм и несчастных случаев. С его помощью можно контролировать соблюдение правил техники безопасности, проверять использование средств индивидуальной защиты, мониторить опасные ситуации в режиме реального времени и проверять соблюдение регламентов технологических процессов.

Технологии позволяют оперативно обнаруживать утечки углеводородов, идентифицировать участки трубопроводов, наиболее подверженных коррозии, и выявлять поломки оборудования. Об одном из ярких практических примеров рассказывает Александр Тараканов, доцент департамента больших данных и информационного поиска факультета компьютерных наук НИУ ВШЭ: «ИИ применяют для раннего обнаружения потенциальных поломок оборудования, например компрессоров, на основе анализа данных с множества датчиков. Такие системы позволяют не только сократить простой оборудования, но и существенно снизить издержки на техническое обслуживание». С помощью моделей можно прогнозировать спрос и цену на продукцию, оптимальные маршруты поставок и графики загрузки НПЗ.

В будущем будет активно расширяться использование сенсоров и IoT-устройств для сбора данных о технологических процессах, а также применение продвинутых алгоритмов машинного обучения и управления для оптимизации этих процессов. Кроме того, возрастает интерес к предиктивной аналитике, интеллектуальному планированию добычи и интеграции цифровых двойников скважин и месторождений. Все это открывает значительные перспективы повышения эффективности и устойчивости отрасли.

Многие российские нефтегазовые компании уже внедряют искусственный интеллект. Например, у «Газпром нефти» есть онлайн-платформа «Цифровой двойник сейсморазведки». Система объединяет данные с 1999 г. по более чем 800 геологоразведочным объектам во всех регионах деятельности компании. Программа комплексно оценивает новые проекты и предлагает решения с точки зрения распределения ресурсов и методов геологоразведки.

«Роснефть» реализует проект «Цифровое месторождение». ИИ используют для анализа данных сейсморазведки. Это помогает существенно оптимизировать процессы поиска и добычи углеводородов.

В «Татнефти» совместно с ИТМО разработали «умную» платформу на основе больших языковых моделей для сотрудников компании. Система отвечает на вопросы из разных областей знаний компании, проводит мозговые штурмы и помогает принимать значимые стратегические решения.

«Лукойл» использует программный модуль «Управление разработкой зрелых месторождений» с применением нейронных сетей с 2022 г. Технологии нужны для выбора оптимального режима закачки. Нейросетевое управление уже внедрено на месторождениях в Пермском крае.

Компании, которые быстрее интегрируют ИИ в ключевые процессы, смогут повысить эффективность на зрелых месторождениях, снизить потери и ускорить принятие решений. Однако для масштабного эффекта отрасли нужны системное развитие цифровой инфраструктуры и подготовка кадров с глубоким пониманием технологий и отраслевой специфики.

Список использованных источников:

1. <https://trends.rbc.ru/trends/industry/678f9f5f9a79477d9725513e?from=copy>
2. <https://geoconversation.org/news/iskusstvennyj-intellekt-v-neftegazovoj-otrasli-rossii/>
3. <https://arctic-russia.ru/article/v-usloviyakh-vechnoy-merzloty-kak-dobyvayut-neft-i-gaz-v-arktike/>
4. Гимазтдинова Э.А. Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. - № 2 (350). - С. 12-16.
5. Гимазтдинова Э.А. Технологии и инновации в нефтяной промышленности / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х. // Нефть. Газ. Новации, 2023. - № 1 (266). - С. 18-22.
6. Гимазтдинова Э.А. К вопросу аналитических расчетов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. № 3 (351). - С. 10-14.
7. Хузина Л.Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Габзалилова А.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020. - № 1 (325). - С. 10-12.

УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ

Э.А. Гимазтдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.А. Прищепа

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-24-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается метод повышения нефтеотдачи при применении гидроразрыва пласта (ГРП) на призабойную зону пласта. Выявлены положительные и отрицательные стороны данного метода. Актуальность данного метода.

Ключевые слова: гидроразрыв, пласт, ГРП, призабойная зона, методы повышения нефтеотдачи.

UDC 622.276.66

ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE BOTTOM-HOLE ZONE

E.A. Gimaztdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

M.A. Prischepa

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-23-11)

Abstract. This article discusses a method for increasing oil recovery when applying hydraulic fracturing (FRACKING) to the bottom-hole zone of the reservoir. The positive and negative sides of this method are revealed. The relevance of this method.

Keywords: hydraulic fracturing, formation, hydraulic fracturing, bottom-hole zone, methods of increasing oil recovery.

Добыча нефти и газа включает в себя подъём флюидов из недр и их транспортировку к местам потребления. Однако некоторые компании сталкиваются с проблемами при разработке трудноизвлекаемых запасов, требующих значительных затрат, финансовых вложений и передовых технологий. К таким запасам относятся нефть из сложных коллекторов, высоковязкая нефть, залежи, расположенные под газовыми шапками, а также месторождения, находящиеся в отдалённых регионах. Традиционные методы, такие как закачка воды или газа для вытеснения нефти, часто оказываются неэффективными для определённых типов залежей. В этих случаях применяются различные методы повышения нефтеотдачи. В данной статье мы рассмотрим методы нефтедобычи при применении ГРП на призабойную зону пласта.

Призабойная зона пласта - это область, непосредственно прилегающая к стволу скважины, через которую осуществляется фильтрация флюидов. Она представляет собой своего рода "бутылочное горлышко", влияющее на весь поток.

Природные проблемы призабойной зоны пласта до гидроразрыва представляют:

- Закупорку пор породы частицами бурового раствора, глинистыми включениями или продуктами коррозии.

- Проникновение жидкостей бурового раствора или иных технологических жидкостей, что может вызвать набухание глин и снижение фазовой проницаемости для нефти и газа.

- Зону с пониженной проницаемостью. В результате перераспределения горных давлений вокруг ствола скважины часто образуется область с более низкой проницаемостью по сравнению с удалёнными частями пласта.

Принцип гидравлического разрыва пласта (ГРП) (рис.1) состоит в том, что за счёт закачки жидкости под высоким давлением в продуктивном пласте открываются естественные трещины либо формируются искусственные, а последующее введение песчано-жидкостной смеси или кислого раствора приводит к расклиниванию полученных разломов с сохранением их высокой пропускной способности после завершения операции и снятия избыточного давления[1].

В текущем нефтегазовом секторе гидравлическое разрушение пласта (ГРП), часто именуемое фрекингом, применяется как в низкопроницаемых, так и в высокопроницаемых коллекторах, являясь ключевым методом повышения добычи углеводородов.

Основные задачи ГРП для низкопроницаемых пластов включают:

1. Повышение продуктивности скважины за счёт формирования каналов с высокой гидравлической проводимостью, что улучшает эффективность извлечения углеводородов.
2. Усиление гидродинамического взаимодействия между скважиной и пластом, что приводит к более равномерному распределению флюидов и росту эффективности добычи[5].

В процессе гидравлического разрыва пласта (ГРП) закачивают воду, солевые растворы, пластификаторы и прочие химические вещества. Эти компоненты разнообразны и способны нанести ущерб природной среде. К примеру, они просачиваются в подземные воды, увозя с собой целый набор загрязняющих веществ.

Большинство используемых химикатов представляют опасность и могут непосредственно ухудшать качество воды. В их числе тяжёлые металлы, формальдегид, остатки бензина и множество других вредных соединений. Некоторые из этих веществ сохраняют токсичность на протяжении десятков лет [6].



Рисунок 1 – Применение гидроразрыва пласта призабойной зоны

Несмотря на очевидные выгоды, воздействие на призабойную зону пласта сопряжено с определенными рисками. При создании трещины, жидкость и проппант могут засорять поры у стенки скважины, образуя техногенный барьер между трещиной и стволом. Чтобы снизить эти риски, необходимо тщательно подбирать свойства жидкости, использовать проппанты, способные растворять отложения, и контролировать параметры закачки. [4].

Кроме того, проппант у стенки трещины может терять свою проницаемость из-за давления или засорения. Эффективность скважины в большей степени зависит от участка трещины у забоя, а не от ее общей протяженности. В условиях высокого давления целесообразно применять прочные проппанты (например, керамические) и обеспечивать высокое качество закачки.

Еще одной проблемой может стать неполное формирование трещины по всей перфорированной зоне, ее искривление или неправильная ориентация относительно ствола скважины и напряжений в пласте. Это увеличивает сопротивление потоку на входе. Для решения этой проблемы важно правильно выбирать зону перфорации и применять методы направленного разрыва, такие как гидроструйная перфорация. [3].

Анализ данных таблицы позволяет сделать вывод о необходимости оценки рисков и капитала для реализации мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Эти методы

экономически целесообразны на месторождениях с низким коэффициентом нефтеотдачи и неприемлемыми показателями физических свойств пласта[7-9].

В данной статье рассмотрен метод повышения нефтеотдачи при применении ГРП на призабойной зоне пласта. Для каждого месторождения и скважин, на которых они применяются, требуется индивидуальный подход к применению отдельных видов данного метода. Можно уверенно утверждать, что применение ГРП на призабойной зоне пласта актуально и в настоящее время.

Список использованных источников:

1. Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В., Панков М.В., Гидроразрыв пласта. Краткий курс. Издание: Юкос, 1997. - 810 с. – С. 124-241.
2. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И., Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. - Недра, 1982. - 311с. - С. 217-285.
3. Мирзаджанзаде А.Х. и др., Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузовМ. - «Недра», 1992. - 270с. - С. 115-165.
4. С. Ф. Люшин, В. А. Рассказов, Д. М. Шейх-Али, Борьба с отложениями парафина при добыче нефти / - Москва : Гостоптехиздат, 1961. - 150 с. - С. 10-37.
5. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений борьба с ними. М.: Недра, 1970. - 390 с. - С. 247-289.
6. Гимазтдинова Э.А. Технологии и инновации в нефтяной промышленности / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х. // Нефть. Газ. Новации, 2023. - № 1 (266). - С. 18-22.
7. Гимазтдинова Э.А. К вопросу аналитических расчетов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. № 3 (351). - С. 10-14.
8. Гимазтдинова Э.А. Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. - № 2 (350). - С. 12-16.
9. Хузина Л.Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Габзалилова А.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020. - № 1 (325). - С. 10-12.

УДК 622.276

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В ПРОЦЕССЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ

Э. А. Гимазтдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Ю.В. Ситник

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-24-11)

Аннотация. Данная работа посвящена исследованию фазовых переходов, возникающих в процессах вытеснения нефти водой и газом. Эти процессы играют ключевую роль в нефтедобыче, влияя на эффективность извлечения углеводородов из пластов. Анализируются основные механизмы формирования фазовых состояний и переходов, включая образование эмульсий, газонасыщенных слоев и изменение смачиваемости пористой среды.

Ключевые слова: вытеснение, переходы, нефтедобыча, пласт, процесс.

UDC 622.276

IDENTIFICATION OF PHASE TRANSITIONS DURING OIL DISPLACEMENT BY WATER AND GAS

E.A. Gimaztdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Y.V. Sitnik

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group BGR-24-11)

Abstract. This work focuses on the study of phase transitions that occur during the displacement of oil by water and gas. These processes play a crucial role in oil production, as they influence the efficiency of extracting hydrocarbons from reservoirs. The paper analyzes the main mechanisms of phase formation and transitions, including the formation of emulsions, gas-saturated layers, and changes in the wettability of porous media.

Keywords: displacement, transitions, oil production, reservoir, process.

Процесс вытеснения нефти водой и газом на сегодняшний день является одним из ключевых методов повышения нефтеотдачи пластов. Фазовые переходы играют важную роль в данном процессе, поскольку они влияют на эффективность извлечения углеводородов. Понимание механизмов возникновения и развития фазовых переходов позволяет оптимизировать процесс добычи нефти и повысить экономическую эффективность нефтедобычи. Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом зависит от глубокого понимания процессов, происходящих в пласте при вытеснении нефти водой и газом. Для комплексного изучения фазовых переходов применяется широкий спектр исследовательских методов, которые можно разделить на три основные группы: экспериментальные, теоретические и физико-химические.

Экспериментальная группа методов позволяет получить непосредственные данные о поведении пористых сред и многофазных систем в условиях, приближённых к реальным. К ним относятся: лабораторные испытания - проведение экспериментов на моделях керна с использованием специализированных аппаратов, имитирующих условия реального месторождения. Это даёт возможность изучить процессы вытеснения нефти в контролируемой среде. Микроскопия - применение оптической и электронной микроскопии для визуализации структуры пор и границ раздела фаз. Метод позволяет детально рассмотреть микростроение породы и распределение флюидов. Рентгеновская томография - трёхмерное сканирование пористого материала, которое даёт наглядное представление о пространственном распределении фаз внутри образца.

Теоретические методы обеспечивают математическое описание наблюдаемых процессов и прогнозирование их поведения. В их число входят численные модели - использование гидродинамических и термодинамических уравнений для описания поведения многофазных систем. Такие модели позволяют симулировать различные сценарии разработки месторождения. Термодинамика - исследование фазового равновесия и расчёт изменений состояния системы при варьировании давления и температуры. Это помогает понять, как будут вести себя флюиды в разных условиях. Теория перколяции - описание механизмов распространения жидкости и газа через пористую среду. Метод даёт возможность определить пути миграции флюидов и сопротивление потоку.

Физико-химические методы направлены на изучение молекулярных и межфазных взаимодействий. Среди них адсорбционно-десорбционная хроматография - определение состава межфазных плёнок и характеристик поверхности пор. Метод позволяет оценить, как флюиды взаимодействуют с горной породой. Инфракрасная спектроскопия - анализ химического состава компонентов и характера их взаимодействия. С помощью этого метода можно выявить присутствие определённых соединений и их структурные особенности. Электрохимические измерения - изучение электрического потенциала на границе раздела фаз и влияния солей на устойчивость эмульсий. Это важно для понимания процессов, происходящих на микроуровне.

Комплексное применение перечисленных методов создаёт надёжную научную основу для оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений. Благодаря сочетанию

экспериментальных данных, теоретических моделей и физико-химических анализов удаётся глубже понять механизмы фазовых переходов и разработать более эффективные стратегии добычи углеводородов.

Идентификация фазовых переходов имеет большое значение для оптимизации процесса добычи нефти. Например, знание условий перехода воды в нефть помогает выбрать оптимальное давление закачки воды, минимизируя образование водонефтяной эмульсии. Аналогично, понимание условий перехода газа в нефть позволяет регулировать давление закачки газа, предотвращая преждевременное насыщение пласта газом. Кроме того, идентификация фазовых переходов важна для оценки риска образования пробок в скважинах и трубопроводах, что может привести к значительным потерям производительности. Идентификация фазовых переходов в процессе вытеснения нефти водой и газом является важной задачей в области нефтепромысла. Использование современных методов исследований и моделирования позволяет значительно повысить эффективность добычи нефти и снизить риски технологических осложнений. Дальнейшие исследования в этой области будут способствовать разработке новых технологий и подходов к повышению нефтеотдачи пластов.

Список использованных источников:

1. Гимазтдинова Э.А. Технологии и инновации в нефтяной промышленности / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х. // Нефть. Газ. Новации, 2023. - № 1 (266). - С. 18-22.
2. Гимазтдинова Э.А. К вопросу аналитических расчетов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. № 3 (351). - С. 10-14.
3. Гимазтдинова Э.А. Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. - № 2 (350). - С. 12-16.
4. Хузина Л.Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Габзалилова А.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020. - № 1 (325). - С. 10-12.
5. Гамзаев Х. М. Идентификация граничного режима в процессе вытеснения водой нефти из пласта // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Физико-математические науки. 2024. Т. 17. № 4. С. 57–67.

УДК 622.276

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПРЕЖДЕВРЕМЕННЫМ ОБВОДНЕНИЕМ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

М.А. Горбаченко

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

И.Р. Латыпов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

Р.А. Мельников

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

А.Р. Салимгареев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Д.А. Герасимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-62)

Аннотация. В связи с тем, что многие месторождения вступают в более поздние стадии разработки, характеризующиеся высоким обводнением продукции скважин, проблема ограничения отбора воды приобрела в последние годы исключительную актуальность.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, полимерные композиции, заводнение, сшитые полимерные системы, полимер-дисперсные системы

UDC 622.276

METHODS OF COMBATING PREMATURE WATERING OF WELL PRODUCTS

M.A. Gorbachenko

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)

I.R. Latypov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-12)

R.A. Melnikov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)

A.R. Salimgareev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)

D.A. Gerasimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-62)

Abstract. Due to the fact that many fields are entering the later stages of development, which are characterized by high water cut, the problem of limiting water extraction has become extremely relevant in recent years.

Keywords: oil recovery factor, polymer compositions, water flooding, cross-linked polymer systems, polymer-dispersed systems

Современное состояние проблемы по доизвлечению трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья в условиях нашей страны говорит о технологическом несовершенстве в данном вопросе, хотя для потенциала российской нефтегазодобывающей индустрии это не должно быть проблемой в принципе. Нынешние методики способны достичь конечного КИН, равному пределу от 25 до 50 %, что колоссально мало для будущей экономики. При чем запасы таких нестандартных для добычи разведанных геологических отложений составляют более половины отмеченных на картах общего фонда углеводородного сырья РФ. Таким образом, данный вопрос несет в себе непосредственно важнейший экономический аспект.

Увеличение характеристики увеличения коэффициента нефтеизвлечения из объектов разработки и эксплуатации именно с помощью внедрению инновационных относительно имеющихся технологий по достижению поставленных по доизвлечению интересующих нас запасов в уже промышленно разрабатываемых месторождениях. Инженерное общество интересуется данным вопросом и приводит в пример результаты свои наблюдений и исследований, так как имеющиеся и воспроизводимые техники добычи, запатентованные нашими учеными еще в прошлом столетии, логичным образом становятся неоптимальными в виду новых исходных данных разработки, которые меняются ежегодно в виду обводнения и тектонически неидеального сложения пород-коллекторов и пропластков.

Альтернативным способом увеличения нефтеотдачи является технология изменения вектора потоков флюида, смысл которых был описан ранее. Суть данного метода в том, что закачка ведется совместно с пробкообразными веществами, которые как бы «затыкают» высокопроницаемые капилляры и поры пласта-коллектора за счет создания дополнительных сопротивлений внутри них. Таким образом, выклинив ненужные каналы обводнения, экран заводнения направлен на ранее не используемые в данных целях капиллярные каналы и микротрещины, что ведет к достижимой цели по увеличению конечного КИН [1].

Технологии, способствующие изменению фильтрационных потоков в пласте позволяют создать барьеры на фильтрационных участках тем самым увеличивая коэффициент охвата нефтью и соответственно увеличить коэффициент нефтеотдачи. Еще Киширина К. О. публиковала свои исследования в работах. Данные технологии преимущественно применяются на четверной стадии разработки месторождения, либо при проведении ремонтно-изоляционных работах [2].

На текущий день технологии, способствующие изменению фильтрационных потоков в пласте включают в себя более 410 разнообразных вариантов, но широкую применимость получили не более 90 технологий.

Если технологии, способствующие изменению фильтрационных потоков в пласте разделить на группы, то можно выделить основные группы:

- составы, способствующие образованию осадков;
- системы, содержащие дисперсные составы;
- полимерные составы;
- составы, содержащие биоорганизмы.

Полимерное заводнение считается наиболее перспективным воздействием, которое относится к физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов, при котором используются полиариламиды, способные растворяться в воде. Технология заключается на снижении движения закачиваемой через нагнетательные скважины воды, усреднения вязкости за счёт локальной адсорбции полимера в нефтяном пласте, искусственного возникновения фактора сопротивления. Сглаживания фронта движения нагнетаемой жидкости по зоне заводнения и вертикальному разрезу нефтяного объекта [3].

В рассматриваемую скважину производится закачка гелевой композиции с низким коэффициентом вязкости. После необходимого временного промежутка экспоненциально меняется кинематическая вязкость. Полученный раствор моментально теряет свою текучесть и в пластовых условиях трансформируется в гель и становится способным блокировать обводненные участки нефтяного пласта, тем самым снижается обводненность добываемой пластовой жидкости.

Микрогелевые полимерные системы являются одним из полимерных вариантов завития современных технологий. Они представляют собой коллоидно-дисперсные гели. Особенность технологии заключается на молекулярной прошивке созданного полимера солями алюминия. Технология вязкоупругого состава в своей основе содержит технологию полиакриломида. Аналогично состав попадает в промытые участки и происходит реакция взаимодействия сшивателя и пластовой воды, тем самым образуя эластичный состав, способствующий закупорки пор и каналов. Для водоизоляции используются следующие материалы:

- каучуковая крошка;
- дисперсный кремнем;
- резиновая крошка;
- водонабухающий порошок на основе акриловых полимеров [4].

В проектно институте разработан водонабухающий акриловый сополимер с маркировкой В 50Э. Технологию по его закачке рекомендуется проводить в скважинах с удельной приемистостью не менее 2 м ³/(ч·МПа). В отличие от других вязкоупругих материалов, при закачке данного состава, не возникает трудностей при его закачке, как например, с резиновой крошкой, получаемой при переработке автомобильных шин, диаметр которой больше диаметра пор или равен ему, для закачивания в пласт необходимо повысить давление закачивания до величины, обеспечивающей разрыв пласта или раскрытие трещин.

Эффективно управлять распределением потоков в пластах нам поможет технология сшитых полимерных систем (СПС). Этот метод может быть полезен даже при гидродинамической связи между прослоями, так как основан на использовании постепенно сшивающихся полимерных композиций, проникающих в глубь пласта на большое расстояние. В качестве сшивателя применялся ацетат хрома, в качестве полимера - аккатрол.

Суть технологии полимер-дисперсных систем заключается на увеличении сопротивления фильтрации обводненных участков пласта. После применения полимер-дисперсной технологии происходит перераспределение фильтрации жидкости в нефтеносном пласте и по площади, и по разрезу. Также в работу включаются ранее не задействованные пропластки, тем самым увеличивая нефтеотдачу пласта в среднем на 5-10 % [1].

Биополимеры это полисахариды растительного, либо микробного происхождения. Биополимеры способны в небольших соотношениях изменять реологические параметры водных систем. Например увеличить вязкость, способствовать образованию гелей. Биополимеры способные выдерживать температуры свыше 100 С. Предельной температурой считается порог в 150 С. Основой для высоких температур считается технология ксантановых полимеров.

Критерии применимости ксантановых полимеров следующие:

- неоднородные карбонатные или терригенные коллектора порового или трещиновато-порового типа;
- вязкость нефти не меньше 4 мПа*с, и не выше 300 мПа*с;
- содержание воды в продукции скважины не выше 97 %;
- проницаемость не ниже 0,1 мкм.

Все вышеперечисленные технологии имеют основу перераспределения фильтрационных потоков нагнетаемой воды, но существенного подхода в данном вопросе не существует. На данный период времени все существующие технологии нацелены на выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин. В этом варианте искусственно занижают проницаемость высокопроницаемых участков объекта. Стоит отметить, что при таком подходе остаются невовлеченные в разработку весомая часть запасов нефти. Для устранения этого недостатка предложена технология перераспределения нагнетаемой жидкости, которая для начала нацелена на выработку высокопроницаемых прослоев. Следующей целью будут менее проницаемые участки нефтяного объекта до конечной выработки всех нефтяных объектов. Для этих целей необходимо комплексно рассматривать проблему, способных увеличить коэффициент нефтеотдачи как по площади, так и по толщине пласта.

Список использованных источников:

1. Гумерова А. С. Совершенствование технологии внутрискважиновой изоляции силикатно-полимерными составами в условиях неоднородных коллекторов / ВНИИНЕФТЬ: материалы 5 международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» – 2017.
2. Петухов А. В. Теория и методология изучения структурно- пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа / А. В. Петухов. – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.
3. Викторин В. Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В. Д. Викторин – Москва: Недра, 1988. – 50 с.
4. Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов / Л. Райсс. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 118 с.
5. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
6. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов

и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

7. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

8. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

9. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

10. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

11. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

12. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

13. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

14. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

15. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Горожанкин А.В.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРСЗ 21-11)

Буржумов М.М.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРСЗ 21-11)

Файзуллин А.Б.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРСЗ 21-14)

Хаматов Р.Ф.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРСЗ 21-14)

Яскин Н.С.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРСЗ 21-14)

Аннотация. Характерными проблемами разработки многих месторождений Западной Сибири является снижение добычи нефти и низкие темпы. Причиной этих проблем является низкая проницаемость пласта, вследствие чего замедляется процесс добычи и снижается объем извлекаемой нефти. Для решения данной проблемы наиболее эффективным методом является гидравлический разрыв пласта. В данной статье рассматривается технология проведения ГРП, виды, разновидности жидкости разрыва и основные факторы, и условия проведения работ.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, давление, жидкость разрыва, дебит нефти, эффективность добычи.

UDC 622.276

IMPROVING OIL PRODUCTION EFFICIENCY THROUGH HYDROFRICTION

Gorozhankin A.V.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRSZ 21-11)

Burzhumov M.M.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRSZ 21-11)

Fayzullin A.B.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRSZ 21-14)

Khamatov R.F.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRSZ 21-14)

Yaskin N.S.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GRSZ 21-14)

Abstract. A characteristic problem of development of many fields in Western Siberia is a decrease in oil production and low rates. The reason for these problems is low permeability of the reservoir, which slows down the process of production and reduces the volume of extracted oil. To solve this problem, the most effective method is hydraulic fracturing. This article discusses the technology of hydraulic fracturing, types, varieties of fracturing fluid and the main factors and conditions of work.

Keywords: hydraulic fracturing, pressure, fracturing fluid, oil flow rate, and production efficiency.

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти. В последние годы технология применения ГРП совершенствуется и оптимизируется. Это достаточно популярный метод, который эффективно, оперативно и экономично приводит к желаемому результату. Однако, при проведении ГРП учитываются геологические и технологические факторы.

К геологическим можно отнести такие факторы как: неоднородность пласта, проницаемость, толщина пласта, выработанность извлекаемых запасов.

К технологическим можно отнести: текущую обводненность, текущее пластовое давление, эксплуатационное состояние скважины.

Наиболее важными критериями выбора скважин при ГРП является процент обводненности скважины и толщина пласта: обводненность скважины должна составлять не более 50 %, а эффективная толщина пласта – не менее 3,5 м.

Сам процесс проведения ГРП состоит из трех этапов: 1) создание в коллекторе искусственных трещин, 2) закачка жидкости, 3) продавка жидкости. В свою очередь жидкость состоит из трех категорий: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель, продавочная жидкость. Принцип действия ГРП основан на следующих действиях:

1) подготовка скважины. Перед проведением гидроразрыва необходимо подготовить скважину. Это может включать в себя бурение до нужной глубины, установка обсадных труб и создание подходящих условий в скважине для проведения ГРП. При этом важным шагом является оценка геологических условий и характеристик пласта, чтобы определить оптимальные параметры для гидроразрыва;

2) закачка жидкости под высоким давлением. После подготовки скважины в нее закачивается специальная жидкость, состоящая из воды, химических добавок и пропанта. Жидкость служит основным агентом для создания трещин и выполняет несколько функций:

а) создание давления. Жидкость закачивается под высоким давлением, что позволяет преодолеть прочность породы. При достижении критического давления, ткань пласта начинает разрушаться, образуя трещины;

б) поддержка трещин. В состав закачиваемой жидкости могут входить различные химические добавки, позволяющие снизить трение и улучшить свойства жидкости. Одной из таких добавок является пропант (например, песок или специальные пластиковые гранулы), который после прекращения давления остается в трещинах, предотвращая их закрытие;

3) образование трещин. При увеличении давления жидкости в пласте происходят разрушения горной породы. Трещины образуются в наиболее слабых зонах, которые были заранее определены с учетом геологических данных. Процесс разрыва может быть контролируемым, что позволяет задавать параметры, такие как глубина и направление трещин;

4) поддержка и расширение трещин. После того как трещины созданы, жидкость продолжает закачиваться, что способствует их расширению. Это позволяет увеличить площади контакта с углеводородами, улучшая приток нефти или газа к скважине. Пропант, оставшийся в трещинах, поддерживает их открытыми, что обеспечивает длительный эффект от проведенного гидроразрыва.

5) завершение процесса. По завершении процесса закачки жидкости, давление в системе снижается, и производится отток используемой жидкости. Частично эта жидкость может быть возвращена на поверхность и обработана, а пропант остается в образованных трещинах, поддерживая их открытыми для дальнейшего притока углеводородов.

Проведение ГРП помогает улучшить проницаемость продуктивных пластов, снизить риск загрязнения подземных вод и увеличить коэффициент нефтеотдачи.

Таким образом, при соблюдении экологической и технической безопасности ГРП остается ключевым методом интенсификации добычи нефти, сочетающим в себе технологическую экономическую эффективность.

Список использованных источников:

1. Кабиров, М.М. Способы скважинной добычи нефти [Текст]: учебник для вузов / У.З. Ражетдинов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 72с.
2. Муравьев, В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник для вузов / М.: Изд. Недра, 2012. – 277с.
3. Зейгман, Ю.В. Справочник нефтяника [Текст]: учеб. пособие для вузов / Ф.Ф.

Галиев, В.Н. Нюняйкин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 118с.

4. Мирзаджанзаде, А.Х. Техника и технология добычи нефти [Текст]: учебник для вузов / В.В. Девликамов, Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 286 с.

5. Гиматудинов, Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебник / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 2005. – 304с.

6. О. А. Миклина. Гидравлический разрыв пласта: учебное пособие. / О. А. Миклина, М. Н. Мельников. – Издательство «Инфра-Инженерия» – Москва, Вологда – 2024.

7. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

8. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

9. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

10. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

11. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

12. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

13. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

14. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

15. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

16. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

УДК 622.248.5

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННОГО АСПО ФОНДА СКВАЖИН НА КАМЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.В. Горюнова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст.преподаватель)

Д.А. Бикбулатов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсЗ-21-11)

Аннотация. Рассматриваются проблемы эксплуатации скважин с усложненными условиями на Каменском месторождении, связанные с интенсивным асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Анализируются факторы, способствующие образованию отложений, и их негативное влияние на добычу. Предложен комплексный подход к повышению эффективности работы фонда, включающий оптимизацию режимов эксплуатации, применение комбинированных методов борьбы с АСПО и внедрение системы мониторинга.

Ключевые слова: Каменское месторождение, АСПО, парафиноотложения, усложненный фонд, методы борьбы, механизированная добыча, эксплуатационная эффективность.

UDC 622.248.5

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATING THE COMPLICATED ASPO FUND OF WELLS AT THE KAMENSKOYE DEPOSIT

M.V. Goryunova

*(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
Senior Lecturer)*

D.A. Bikbulatov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student of group GRsZ-21-11)*

Abstract. The paper discusses the problems of well operation under difficult conditions at the Kamenskoye field, which are associated with intensive asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD). The factors contributing to the formation of deposits and their negative impact on production are analyzed. A comprehensive approach to improving the efficiency of the well stock is proposed, which includes optimizing the operating modes, using combined methods to combat ARPD, and implementing a monitoring system.

Keywords: Kamenskoye field, ARPD, paraffin deposits, complicated well stock, methods of control, mechanized production, operational efficiency.

Каменское месторождение характеризуется сложными геолого-физическими условиями, а его фонд скважин значительной степени относится к категории усложненных. Основным фактором, снижающим эффективность эксплуатации и увеличивающим операционные затраты, являются интенсивные асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Данная проблема приводит к сокращению межремонтного периода работы оборудования (МРП), снижению дебитов, росту количества ремонтов и, как следствие, к

существенным экономическим потерям. В этой связи актуальной задачей является разработка и внедрение комплексного подхода к управлению осложненным фондом, направленного на подавление механизмов образования отложений и минимизацию их негативного воздействия.

1. Анализ причин и последствий образования АСПО на Каменском месторождении

Образование АСПО в стволе скважины и на поверхности оборудования обусловлено комплексом факторов. Ключевыми из них являются особенности свойств пластовой нефти, термобарические условия и режим эксплуатации.

Нефти Каменского месторождения отличаются высоким содержанием парафинов и смол, что предопределяет их склонность к образованию отложений. Критическим фактором является падение температуры и давления по мере движения продукции к устью. При достижении температуры ниже точки помутнения и давления ниже давления насыщения начинается процесс кристаллизации парафинов и выпадения их в осадок. Наиболее уязвимыми зонами являются:

- Призабойная зона пласта (ПЗП);
- Низконапорные участки ствола скважины;
- Погружное оборудование (штанговые насосы, ЭЦН);
- Выкидные линии и элементы наземного оборудования.

Последствия интенсивного АСПО проявляются в следующем:

– Сужение проходного сечения труб и каналов оборудования, к росту гидравлических потерь и падению дебита.

– Увеличение нагрузки на привод станка-качалки или частотный преобразователь ЭЦН.

– Прихваты штанг и колонны НКТ.

– Выход из строя погружного оборудования перегрева или механического заклинивания.

– Резкое увеличение частоты и сложности ремонтных работ.

2. Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации

Повышение эффективности работы осложненного фонда требует системного подхода, сочетающего профилактические и ликвидационные методы.

2.1. Оптимизация режимов эксплуатации

Первоочередной мерой является анализ и оптимизация режимных параметров для каждой скважины индивидуально. Основная задача – смещение термобарических условий за пределы зоны стабильности АСПО. Для этого применяется:

– Регулирование темпа добычи: Подбор оптимальной скорости отбора, при которой минимизируется охлаждение пласта за счет притока газа и обеспечивается вынос мелких кристаллов парафина потоком.

– Поддержание стабильного температурного режима: для скважин, оборудованных УЭЦН, эффективно применение погружных термоизоляторов и поддержание минимально допустимой депрессии для сокращения дроссельного эффекта.

2.2. Применение комбинированных методов борьбы с АСПО

Учитывая стойкость отложений, наиболее результативным является комбинация нескольких методов.

Механический метод (очистка скребками): является базовым и наиболее распространенным. Для скважин ШГН рекомендуется обязательное применение непрерывно-циркуляционных или периодических скребков. Недостаток метода – пассивность, он удаляет уже образовавшиеся отложения, но не предотвращает их образование.

Термический метод (ППУ, термохимическая обработка): Прогрев паром или термохимическими реакциями эффективен для ликвидации сложных отложений в ПЗП и стволе. Однако метод энергозатратен и требует остановки скважины.

Химический метод (ингибирование): наиболее перспективное направление для профилактики. Применение реагентов-депрессаторов (ингибиторов парафиноотложения) позволяет модифицировать кристаллы парафина, предотвращая их агрегацию и осаждение на металлических поверхностях. Эффективно как непрерывная дозация ингибитора в поток продукции, так и периодическая обработка призабойной зоны. Ключевой задачей является подбор реагента, совместимого с данной конкретной нефтью.

Технологические методы: для скважин с ЭЦН эффективна технология подачи горячего затрубного газа или рециркуляции части продукции через подогреватель для поддержания температуры потока выше критической.

2.3. Внедрение системы мониторинга и прогнозирования

Для перехода от реактивного к проактивному управлению необходима современная система диагностики. Она должна включать:

Автоматизированный сбор данных: Контроль нагрузки на СК, тока электродвигателя ЭЦН, температуры и давления на устье и замерной установке.

Аналитическую платформу: Программное обеспечение, которое на основе динамики изменений параметров (рост нагрузки, падение дебита при стабильном давлении) способно прогнозировать интенсивность образования АСПО и выдавать рекомендации по срокам проведения профилактических мероприятий.

Планирование обработок: Формирование регламента обработок скважин ингибитором или скребками на основе прогнозных моделей, а не по факту падения дебита.

3. Оценка экономической эффективности

Внедрение комплекса мероприятий на Каменском месторождении позволило добиться значительных результатов:

Увеличение МРП по группе осложненных скважин на 25-40%.

Снижение количества ремонтов, связанных с АСПО, на 30%.

Рост коэффициента эксплуатации фонда.

Несмотря на затраты на приобретение реагентов и модернизацию оборудования, совокупный экономический эффект является положительным за счет сокращения затрат на подземный и капитальный ремонт скважин и увеличения добычи.

Эффективная эксплуатация осложненного АСПО фонда скважин Каменского месторождения невозможна без применения комплексного подхода. Сочетание оптимизации режимов добычи, комбинации механических и химических методов борьбы с отложениями, а также внедрение современной системы мониторинга позволяет перевести управление фондом на качественно новый уровень. Это обеспечивает устойчивое увеличение межремонтных периодов, снижение операционных расходов и стабилизацию уровней добычи, что в конечном итоге определяет экономическую эффективность разработки месторождения в целом.

Список использованных источников:

1. Иванов, А.В. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти / А.В. Иванов, С.К. Петров. – М.: Недра, 2018. – 245 с.
2. Сидоров, В.И. Современные методы повышения эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафиноотложениями / В.И. Сидоров // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 78-82.
3. Технологический регламент по предотвращению и удалению АСПО на месторождениях ПАО «НК «Роснефть». – 2022.
4. Патент № RU 2753454C1. Способ борьбы с парафиноотложениями в нефтяных скважинах / О.И. Кузнецов, И.С. Михайлов; заявл. 10.12.2020; опубл. 12.08.2021.
5. Практический опыт применения депрессорных присадок на месторождениях Западной Сибири / Д.С. Орлов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 4. – С. 34-39.
6. Справочник по нефтепромысловой химии / под ред. Г.Г. Васянского. – СПб.: Профессия, 2019. – 512 с.

7. Моделирование процессов образования АСПО в стволе скважины / М.В. Гришин // Вестник нефтяной инженерии. – 2022. – Т. 15, № 1. – С. 45-52.

8. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

9. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

УДК 622.248.5

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПОВХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.В. Горюнова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст.преподаватель)

А.В. Дорофеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсЗ-21-11)

Аннотация. Рассматриваются вопросы интенсификации добычи нефти на Повховском месторождении, характеризующемся карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью. Анализируются технологические особенности и эффективность применения кислотного гидравлического разрыва пласта (КГРП) как ключевого метода увеличения продуктивности скважин. Приводятся результаты опытно-промышленных работ, подтверждающие высокую результативность технологии для данных геолого-физических условий.

Ключевые слова: Повховское месторождение, кислотный ГРП, интенсификация добычи, карбонатный коллектор, низкая проницаемость, призабойная зона пласта, солянокислотная обработка

UDC 622.248.5

APPLICATION OF ACID HYDRAULIC FRACTURING FOR WELL STIMULATION AT THE POVKHOUSKOYE FIELD

M.V. Goryunova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group, Senior Lecturer)

A.V. Dorofeev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ-21-11)

Abstract. The paper discusses issues of oil production stimulation at the Povkhovskoye field, characterized by carbonate reservoirs with low permeability. The technological features and effectiveness of acid hydraulic fracturing (Acid Frac) as a key method for enhancing well productivity are analyzed. The results of pilot tests confirming the high efficiency of the technology for these geological and physical conditions are presented.

Keywords: Povkhovskoye field, acid fracturing, production stimulation, carbonate reservoir, low permeability, near-wellbore zone, hydrochloric acid treatment.

Повховское месторождение относится к категории зрелых, находящихся на поздней стадии разработки. Значительная часть запасов сосредоточена в карбонатных коллекторах юрского возраста, которые характеризуются низкой первоначальной проницаемостью и высокой неоднородностью. Эксплуатация таких объектов традиционными методами зачастую нерентабельна из-за низких дебитов скважин. Одной из наиболее эффективных технологий интенсификации притока в подобных условиях является кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП), позволяющий создавать высокопроводимые каналы в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Геолого-физическая характеристика объекта и проблемы разработки

Продуктивные горизонты Повховского месторождения представлены карбонатными породами с преобладанием известняков и доломитов. Коллекторские свойства пород ухудшены естественной трещиноватостью, часто залеченной кальцитом, и наличием вторичных глинистых материалов, что приводит к низкой эффективной проницаемости (1-5 мД) и высокой степени блокажности. В процессе длительной эксплуатации происходит дополнительное ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП вследствие колюматации механическими примесями, осаждения солей и продуктов коррозии.

Основные проблемы добычи:

Низкие начальные дебиты скважин после ввода в эксплуатацию.

Быстрое падение забойного давления и дебита.

Необходимость частых геолого-технических мероприятий (ГТМ) для поддержания рентабельности.

Неоднородность охвата пласта воздействием, ведущая к низкому коэффициенту извлечения нефти (КИН).

Технология кислотного ГРП и ее адаптация к условиям месторождения

Кислотный ГРП сочетает принципы классического гидроразрыва и химического воздействия на породу. В отличие от пропантного ГРП, где для расклинивания трещины используется проппант, в КГРП проводимость создается за счет химического растворения стенок трещины соляной кислотой или другими химическими реагентами.

Для условий Повховского месторождения была адаптирована технология, включающая следующие ключевые этапы:

2.1. Подготовительные работы и закачка падающей жидкости (пада)

На первом этапе в пласт закачивается жидкость разрыва, не содержащая кислоты, для инициации и распространения трещины. Для предотвращения быстрой утечки в естественные трещины и обеспечения контроля над геометрией трещины применяются жидкости с регулируемыми реологическими свойствами и добавками дивергентов.

2.2. Закачка кислотного состава

Основной стадией является закачка кислотного состава. Для карбонатов Повховского месторождения наиболее эффективной признана соляная кислота (HCl) концентрацией 15-28%, часто с добавлением ингибиторов коррозии, ПАВ и модификаторов реакции. Кислота избирательно растворяет карбонатную породу, создавая на стенках трещины неравномерно протравленную поверхность с высокой проводимостью, которая сохраняется после снятия давления.

2.3. Закачка продавочной жидкости

Закачка продавочной жидкости обеспечивает вытеснение кислотного состава из ствола скважины в образовавшуюся трещину и ее распределение по длине.

Анализ эффективности применения КГРП на Повховском месторождении

Для оценки результативности технологии КГРП был проведен анализ работы 12 скважин, на которых были проведены опытно-промышленные работы в период 2021-2023 годов.

Результаты показали:

Средний прирост дебита нефти после проведения КГРП составил 8.5 т/сут против 2.1 т/сут до обработки.

Длительность эффекта от проведения мероприятия варьировалась от 9 до 18 месяцев, что свидетельствует о создании стабильных проводящих каналов.

Индекс продуктивности (ИП) скважин увеличился в среднем в 4 раза.

Отмечено снижение депрессии на пласт, что положительно сказалось на управлении процессом разработки и замедлило обводнение.

Экономический расчет подтвердил рентабельность применения КГРП. Несмотря на высокие единовременные затраты на проведение мероприятия, срок окупаемости составил от 3 до 7 месяцев за счет значительного увеличения накопленной добычи и сокращения количества других менее эффективных ГТМ.

Заключение

Опыт применения кислотного ГРП на карбонатных коллекторах Повховского месторождения доказал его высокую технологическую и экономическую эффективность. Данная технология является одним из ключевых методов интенсификации добычи на поздней стадии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в низкопроницаемых карбонатных породах. Дальнейшее совершенствование методики подбора скважин-кандидатов и оптимизация рецептур кислотных составов позволят максимизировать конечную нефтеотдачу объекта.

Список использованных источников:

1. Леонтьев, С.А. Гидравлический разрыв пласта в карбонатных коллекторах / С.А. Леонтьев, В.П. Морозов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2019. – 189 с.
2. Практика применения солянокислотных обработок и КГРП на месторождениях Западной Сибири / Р.Н. Галеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 56–60.
3. Технологический регламент проведения кислотного ГРП на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – 2021.
4. Патент № RU 2783542C1. Спасительного разрыва пласта / И.П. Семенов, А.А. Фролов; заявл. 15.03.2021; опубл. 10.11.2022.
5. Эффективность методов интенсификации притока в низкопроницаемых карбонатных коллекторах / Т.К. Амиров // Вестник Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2020. – № 4(25). – С. 23–31.
6. Современные кислотные составы для увеличения нефтеотдачи пластов / под ред. Л.М. Фархутдинова. – Уфа: Монография, 2018. – 312 с.
7. Анализ факторов, влияющих на проводимость трещины после КГРП / Е.В. Самохвалов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Вып. 2(116). – С. 88–95.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ С ВОДОНАСЫЩЕННЫМ ПЛАСТОМ НА ДЕБИТ НЕФТИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ИХ ЗАПУСКА ИЗ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОГО ПРОСТОЯ

А.В. Грезин

(УГНТУ, аспирант гр. А2141-22-01)

Аннотация. В рамках соглашения между Россией и Организацией стран – экспортёров нефти (ОПЕК) об ограничении добычи нефти на одном из месторождений Западно-Сибирского региона в 2019-2021 гг. происходила продолжительная остановка фонда скважин. Последующий их запуск привёл к разнонаправленному изменению режимов работы: часть скважин сократила дебит нефти, часть – увеличила. Целью исследования является выявление причин подобного изменения. В частности, оценка фактора сообщаемости продуктивного и близкорасположенного водонасыщенного пластов через трещины гидроразрыва пласта (ГРП) [1, 2, 3]. В процессе исследования анализировалось изменение режимов работы скважин, использовалось построение и сопоставление карт геологических и технологических параметров. Было выявлено уменьшение притока воды по

трещине ГРП из охваченного ей водонасыщенного пласта в разрабатываемый пласт из-за сокращения градиента давления между ними. Выявленный эффект позволяет рассматривать скважины, имеющие гидравлическую связь с водонасыщенным пластом, в качестве первоочередных кандидатов для последующих вынужденных остановок.

Ключевые слова: длительная остановка скважин, ограничение добычи, ОПЕК, глинистая перемычка, гидроразрыв пласта, межпластовый переток, градиент давления, анализ режимов работы скважин

UDC 622.276

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF HYDRODYNAMIC COMMUNICATION WITH A WATER-DRIVEN ZONE ON OIL WELL FLOW RATES FOLLOWING START-UP AFTER AN EXTENDED SHUT-IN PERIOD

A.V. Grezin

(Ufa State Petroleum Technological University, graduate student gr. A2141-22-01)

Abstract. The prolonged shutdown of the well stock due to oil production restrictions under the agreement between Russia and OPEC in 2019-2021 led to a multidirectional change in the operating modes of the field's wells when they were restarted: Under the agreement between Russia and the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) to curtail oil production, a prolonged well stock shutdown was implemented at one of the fields in the West Siberian region in 2019-2021. The subsequent well restart led to divergent changes in operating conditions: some wells decreased their flow rate, while others increased it. The aim of the research is to identify the reasons for such changes. Specifically, to assess the factor of communication between the productive formation and a nearby water-saturated reservoir through hydraulic fractures. The research process involved analysis of changes in well operating modes and also the construction and comparison of maps of geological and technological parameters. A decrease in water inflow through the fracture from the water-saturated reservoir penetrated by it into the producing formation was identified, due to a reduction in the pressure gradient between them. This identified effect allows considering wells with a hydraulic connection to the water-saturated reservoir as primary candidates for subsequent forced shutdowns.

Keywords: long-term shut-in, oil production restrictions, OPEC, clay layer, hydraulic fracturing, cross-feed, pressure gradient, analysis of well operating modes.

Рассмотрен участок одного из месторождений Западной Сибири [4], особенностями геологического строения которого является наличие в разрезе водонасыщенного пласта (каротаж на рисунке 1), отделённого от разрабатываемого нефтяного пласта маломощной глинистой перемычкой. Относительно низкая проницаемость продуктивного пласта обуславливает необходимость освоения скважин с проведением гидроразрыва (ГРП), что в ряде случаев приводит к образованию гидродинамической связи с водонасыщенным пластом. В результате длительной остановки скважин на таких участках, как например, имевшей место в связи с соглашением со странами ОПЕК в 2019-2021 гг., может измениться интенсивность перетока по трещине [5], в результате чего изменится и режим работы таких скважин. Актуальной задачей является определение величины и характера такого изменения.

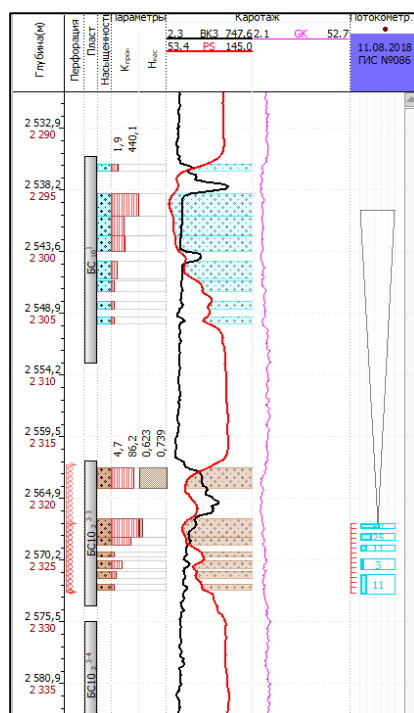


Рисунок 1 – Характерная каротажная диаграмма скважины рассматриваемого участка с заколонным перетоком, выявленным по ПГИ после ГРП

Для определения наличия перетока могут быть использованы промысловые геофизические исследования (ПГИ). Однако глубина таких исследований ограничена. Поэтому в качестве критерия существования сообщаемости между пластами может быть также принято наличие значительного, устойчивого роста обводнённости после выполнения ГРП, выявленного при анализе истории работы скважины.

Пример изменения режима работы скважины в результате ГРП представлен на рисунке 2: отмечается кратный рост дебита жидкости при одновременном обводнении, что является косвенным признаком притока воды из нецелевого пласта.

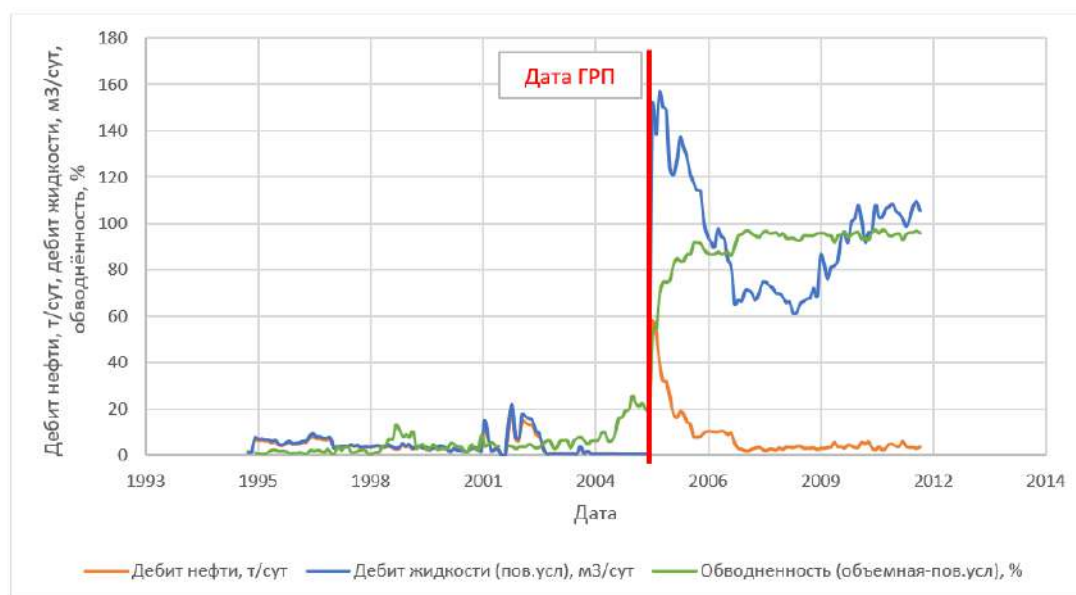


Рисунок 2 – Пример изменения параметров работы скважины, характерного для охвата водонасыщенного пласта трещиной гидроразрыва

Актуальной является задача сопоставления результатов запуска из продолжительного простоя скважин, имеющих гидродинамическую связь с водонасыщенным пластом, и не имеющих такой связи.

На основании анализа ПГИ, а также динамики изменения обводнённости скважин построена карта сообщаемости разрабатываемого нефтенасыщенного и водонасыщенного пластов и сопоставлена с картой изменения дебита нефти [4, 6]: зелёными кругами отмечены скважины с приростом добычи, красными – со снижением, диаметр круга пропорционален величине изменения добычи нефти (рисунок 3).

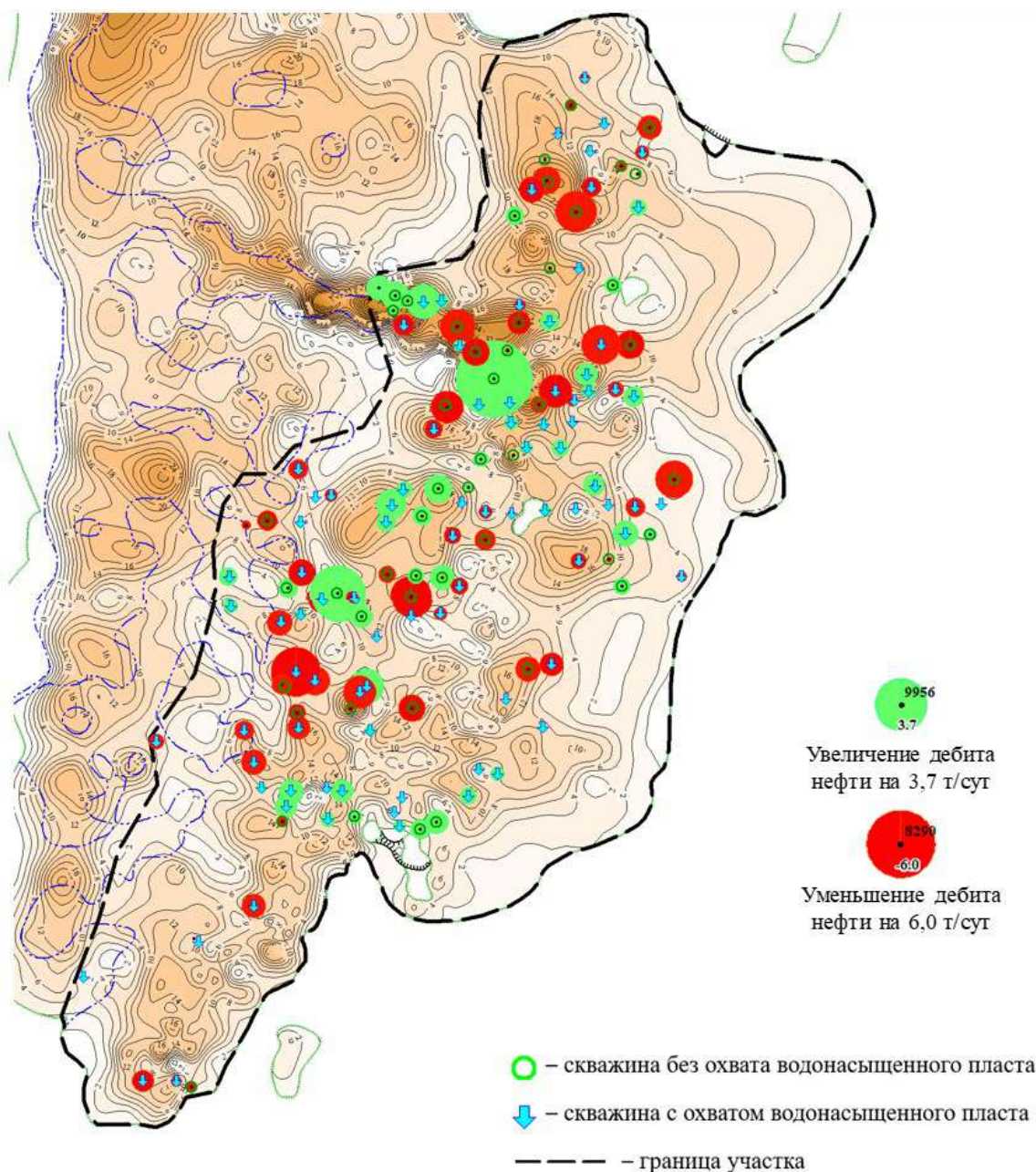


Рисунок 3 – Совмещённая карта сообщаемости разрабатываемого и водонасыщенного пластов и изменения дебита нефти

В зависимости от причины изменения дебита нефти, скважины поделены на 4 группы (таблица 1).

Таблица 1 – Распределение изменения дебита нефти по причинам для групп скважин с охватом водонасыщенного пласта и без него

Группа скважин	Описание	Охвачен водонасыщенный пласт			Не охвачен водонасыщенный пласт		
		Число скважин, шт.	Изменение дебита нефти суммарное, т/сут		Число скважин, шт.	Изменение дебита нефти суммарное, т/сут	
			из-за изменения обводнённости	из-за изменения дебита жидкости		из-за изменения обводнённости	из-за изменения дебита жидкости
1	Рост дебита жидкости при снижении обводнённости	16	22,3	15,5	10	16,1	15,1
2	Рост дебита жидкости при росте обводнённости	29	-94,4	60,7	19	-98,2	69,8
3	Снижение дебита жидкости при росте обводнённости	17	-29,8	-30,0	14	-29,5	-31,9
4	Снижение дебита жидкости при снижении обводнённости	23	50,3	-16,9	4	6,0	-8,3

Если для первых трёх групп скважин отмечается практически равное соотношение потерь и приростов, то в четвёртой группе значительно преобладают приросты от снижения обводнённости для скважин с охватом водонасыщенного пласта.

Таким образом, для скважин без перетока запуск из длительного простоя приводит к обводнению (вероятно, вследствие продолжающегося продвижения ранее закачанной воды к забоям добывающих скважин), а для скважин с охватом водонасыщенного пласта – к росту дебита нефти вследствие сокращения обводнённости.

Аналогичные результаты получены при анализе осреднённых режимов работы скважин (таблица 2).

Таблица 2 – Осреднённые режимы работы скважин до и после длительной остановки

Тип скважин	Режим до остановки			Режим после запуска		
	Дебит жидкости, м³/сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м³/сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут
С охватом	59,9	87,8%	7,3	60,8	88,4%	7,1
Без охвата	44,2	72,6%	12,1	47,8	77,4%	10,8

Видно, что скважины с сообщаемостью изначально более высокодебитные и обводнённые, что закономерно, учитывая дополнительный приток воды из водонасыщенного интервала. Но их средняя обводнённость после перезапуска практически не растёт (рост на 0,6 процентных пункта), в отличие от скважин без прорыва, где тот же показатель возрастает на 4,8 процентных пункта. Поэтому дебит нефти скважин без перетока снижается на 10,7%, тогда как для скважин с перетоком потери минимальны. Следовательно, остановка оказывает благоприятное воздействие на скважины с ранее выявленной сообщаемостью с водонасыщенным пластом. **Сокращение дебита жидкости при одновременном снижении обводнённости на скважинах с сообщаемостью вероятно является признаком уменьшения интенсивности перетока воды из водонасыщенного пласта в разрабатываемый.**

Рисунок 4 демонстрирует условную схему изменения межпластового перетока. Давление в верхнем водонасыщенном пласте сохраняется на близком к начальному уровню ввиду отсутствия выработки; давление же в призабойной зоне нефтяного пласта, в районе работающих добывающих скважин существенно снижено, что обуславливает приток воды сверху вниз. За время простоя добывающей скважины давление в зоне отбора восстанавливается (оставаясь ниже начального), а в водонасыщенном не изменяется,

поэтому после перезапуска интенсивность перетока снижается, что приводит к уменьшению обводнённости.

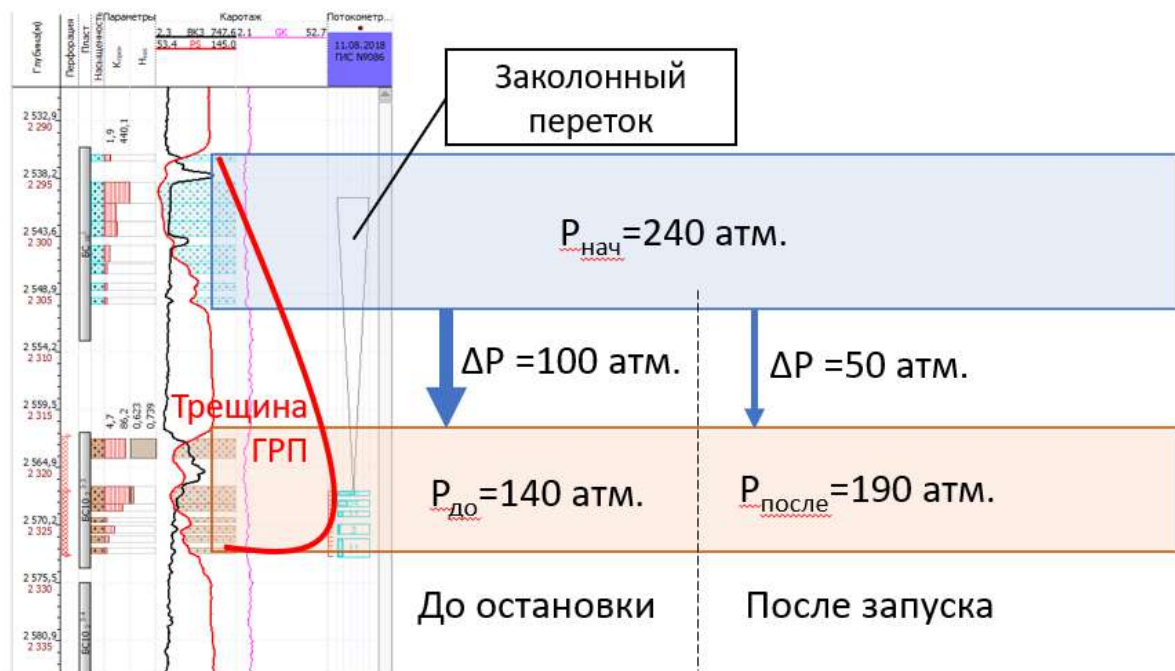


Рисунок 4 – Уменьшение интенсивности межпластового перетока через трещину ГРП в результате снижения градиента давления

Выводы

При планировании длительной остановки эксплуатационного фонда скважин на участках месторождения, в разрезе которого присутствуют разделённые незначительной по мощности глинистой перемычкой нефте- и водонасыщенные пласты, следует учитывать фактор возможной гидродинамической связи между ними по трещинам ГРП. Приоритетными кандидатами для остановки должны быть выбраны скважины с охватом водонасыщенного пласта, подтверждённым либо геофизическими исследованиями, либо анализом изменения параметров их работы до и после ГРП. Обводнённость таких скважин при перезапуске из продолжительного бездействия сократится из-за снижения интенсивности перетока вследствие сокращения градиента давления между пластами, что позволит восстановить базовый уровень добычи по участку, избежав потерь.

Список использованных источников:

1. Савенков В.Ю. Оценка влияния преждевременного выключения скважин на эффективность выработки запасов: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: 25.00.17. – Москва, 2002. – 166 с.
2. Диагностика источников водопритока и планирование технологий интенсификации притока нефти в скважины с ограничением водопритоков / Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, А.Н. Куликов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – №2. – С. 42-48. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-42-48
3. Ровинский М.В., Реймер В.В., Хафизов Р.Р. Результаты остановки скважин объекта АВ1-2 Урьевского месторождения по ограничению ОПЕК // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12. – С. 58-62. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-58-62
4. Грезин А.В., Сагитов Д.К. Оценка влияния продолжительности остановки и последовательности запуска добывающих скважин в различных геолого-промысловых

условиях // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 67-78. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78

5. Reservoir commentary: Potential implications of long-term shut-ins on reservoir. – Текст : электронный // Journal of Petroleum Technology : [сайт]. – 2020. – URL: <https://jpt.spe.org/reservoir-commentary-potential-implications-long-term-shut-ins-reservoir>.

6. Грезин А.В., Сагитов Д.К. Влияние массообменных процессов между пропластками различной проницаемости на результаты запуска длительно простаивающих скважин // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 10(670). – С. 74–79.

УДК 553.9

МЕХАНИЗМ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГАЗОВОГО ИМПУЛЬСА НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

К.И. Гумеров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Аннотация. На современном этапе разработки большинство нефтегазовых месторождений достигло такой фазы, когда внедрение новых залежей углеводородного сырья сопряжено с высокой технологической сложностью и значительными экономическими рисками. В этих условиях приоритетной задачей становится не расширение добычи за счёт новых объектов, а повышение эффективности эксплуатации уже действующего фонда скважин и оптимизация извлечения оставшихся запасов. Современные подходы к увеличению нефтеотдачи используют широкий спектр методов, включающих физическое, химическое, термическое воздействие, а также акустические и волновые технологии, направленные на активизацию пластовой среды и призабойной зоны. Многообразие геолого-технических условий, обусловленных структурными особенностями коллекторов, изменчивостью проницаемости и состоянием пластовых флюидов, делает необходимым применение адаптивного и интегрированного подхода. Эффективность такого комплексного метода заключается в синхронном использовании нескольких способов интенсификации, позволяющих корректировать режимы воздействия в зависимости от локальных характеристик пласта, что обеспечивает максимальное вовлечение углеводородных ресурсов в процесс добычи и повышение экономической отдачи от эксплуатации месторождения.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефтеотдача, остаточные запасы, газоимпульсная обработка.

UDC 553.9

PHYSICAL BASES OF GAS-PULSE TECHNOLOGY FOR BOTTOM-CUT FORMATION ZONE

K.I. Gumerov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-12)

Abstract. Most oil and gas fields are at the stage of development when it becomes problematic to put new hydrocarbon deposits into operation and the task of increasing the profitability of the existing production fund becomes acute. Currently, there are many methods of increasing oil recovery based on physical, chemical, thermal, acoustic, and wave principles when acting on the reservoir and its near-wellbore zone. It is quite obvious that the diversity and specificity of geological and technical conditions related to the structure of oil and gas reservoirs and the current state of their development require an optimal mode of intensification, and, as experience shows, a comprehensive approach is necessary.

Keywords: reservoir bottom zone, oil recovery, residual reserves, gas pulse treatment.

Воздействие высокоэнергетического газового импульса на интервал перфорации и прилегающую призабойную зону инициирует сложный комплекс физических и химических процессов, радикально трансформирующих фильтрационно-гидродинамические свойства

пласта. Механическая составляющая заключается в том, что направленный поток газа очищает каналы перфорации от осевших механических частиц и отложений, восстанавливая гидродинамическую связь между эксплуатационным стволом и коллектором. Одновременно формируется сеть микротрещин вдоль каналов, а циклы репрессии и депрессии создают динамическое перемещение газовой фазы, обеспечивая её подъем и выход за уровень жидкости. Адиабатическое расширение газа изменяет локальные термобарические условия, что дополнительно способствует увеличению проницаемости и восстановлению фильтрационной активности.

Акустическая составляющая воздействия проявляется в виде сложного спектра продольных и поперечных колебаний с широким диапазоном частот и амплитуд. Высокочастотные компоненты разрушительно воздействуют на коллоидно-дисперсионные кольтатационные слои в непосредственной близости от призабойной зоны, инициируя кавитационные процессы, тогда как низкочастотные колебания распространяются на удалённые участки пласта, улучшая распределение давления и повышая эффективность фильтрации.

Химическое воздействие проявляется через растворение газовой фазы в пластовом флюиде, что приводит к локальным изменениям вязкости нефти и воды и корректировке фазовой проницаемости. Совокупное влияние динамических, акустических и химических факторов обеспечивает восстановление и улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны, увеличивает приёмистость скважины и создаёт благоприятные условия для вовлечения остаточных запасов углеводородного сырья в добычу, повышая общую эффективность разработки месторождения.

Методика газоимпульсной обработки (ГИО) призабойной зоны пласта представляет собой высокотехнологичный способ локализованной стимуляции продуктивных интервалов скважины, направленный на восстановление фильтрационно-емкостных характеристик коллектора и повышение притока углеводородов. Принцип работы ГИО основан на точечном воздействии высокоэнергетических газовых импульсов на заранее определенные участки перфорации, что обеспечивает селективную стимуляцию пласта без образования вторичных химических продуктов, характерных для кислотных обработок. Данная особенность минимизирует риск коррозионного и эрозийного воздействия на эксплуатационное оборудование, а также исключает необходимость дополнительной очистки ствола скважины после обработки.

Технология позволяет эффективно функционировать на скважинах с высокой степенью обводненности продуктивного флюида, а также в интервалах с подстилающей водой, где применение кислотных методов категорически недопустимо. Благодаря этому ГИО становится уникальным инструментом для интенсификации добычи на зрелых месторождениях с ограниченными возможностями традиционной стимуляции, особенно в условиях неоднородности коллекторов и сложной гидродинамики призабойной зоны.

Интеграция ГИО с технологией ТЕСТ-1 формирует комплексный подход к освоению скважины: газоимпульсная обработка инициирует приток флюида до и после проведения стимуляции, одновременно обеспечивая непрерывный сбор геофизических и гидродинамических данных. Такой синергетический метод позволяет реализовать адаптивное управление эксплуатацией пласта, оптимизировать распределение давления и контролировать эффективность стимуляции в реальном времени. В результате применение комплекса ГИО и ТЕСТ-1 обеспечивает максимальную селективность воздействия, сохранение структурной целостности коллектора и повышение нефтеотдачи за счет устранения локальных барьеров притока, что критически важно для месторождений с высокой литологической изменчивостью и неоднородной проницаемостью.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP

Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).

7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

9. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

10. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

11. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гизатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

12. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

- конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
13. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
14. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
15. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
16. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
17. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliye, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
18. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
19. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
20. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
21. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
22. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
23. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА**К.И. Гумеров***(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)*

Аннотация. На современном этапе промышленной разработки нефтеносных пластов во всех странах мира эффективность извлечения углеводородов остаётся низкой, несмотря на ежегодный рост глобального потребления нефтепродуктов. Средняя конечная нефтеотдача пластов варьируется от 25 до 40 %, что указывает на значительные ограничения существующих методов добычи. При этом доля остаточных запасов, которые промышленно освоенными технологиями извлечь невозможно, составляет в среднем 55–75 % от первоначально оценённых геологических ресурсов. Эти данные подчёркивают необходимость внедрения инновационных подходов и современных технологий, способных увеличить коэффициент извлечения нефти и максимально использовать недра месторождений.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефтеотдача, остаточные запасы, газоимпульсная обработка.

PHYSICAL BASES OF GAS-PULSE TECHNOLOGY FOR BOTTOM-CUT FORMATION ZONE**K.I. Gumerov***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12-24-12)*

Abstract. The efficiency of oil extraction from oil-bearing formations using modern, industrially developed methods of development is currently considered unsatisfactory in all oil-producing countries, despite the fact that global oil consumption is increasing year by year. The average ultimate oil recovery from different countries and regions ranges from 25% to 40%. The residual or unrecoverable oil reserves using modern, industrially developed methods of development account for an average of 55% to 75% of the original geological oil reserves in the subsurface.

Keywords: reservoir bottom zone, oil recovery, residual reserves, gas pulse treatment.

Газоимпульсная обработка (ГИО) призабойной зоны скважин представляет собой инновационный метод воздействия на пласт, направленный на восстановление фильтрационных свойств коллекторов и повышение притока нефти. Методика заключается в точечном селективном воздействии на определённые участки интервалов перфорации высокоэнергетическими импульсами давления, продолжительность которых составляет 0,1–0,15 секунды. Для создания импульсов используется глубинный скважинный генератор, работающий на газообразном азоте, что позволяет локально концентрировать энергию и минимизировать воздействие на неповреждённые участки коллектора. Определение точек воздействия осуществляется с применением данных магнитного локатора муфт и гамма-каротажа, обеспечивая точность и эффективность обработки.

Данная технология позволяет формировать в зоне обработки давление, превышающее горное в 1,5–2 раза, и концентрировать его на участке длиной 1–1,5 метра вдоль ствола скважины. Параметры воздействия - амплитуда, частота и длительность импульсов - могут регулироваться в широких пределах в зависимости от степени разрушения призабойной зоны и характеристик пласта, что обеспечивает адаптивность метода к конкретным условиям разработки.

ГИО рационально применять на скважинах, у которых наблюдается резкое снижение дебита по сравнению с соседними объектами из-за коагуляции призабойной зоны, на участках с заглинизированной призабойной зоной, на долго простаивающих скважинах

после капитального или текущего ремонта, а также на объектах, не реагирующих на традиционные методы интенсификации. Метод показан для нагнетательных скважин с пониженной приемистостью, обеспечивая эффективное восстановление фильтрационных характеристик коллектора и повышение продуктивности без дополнительного вмешательства в структуру пласта.

Процедура газоимпульсной обработки призабойной зоны скважин строится на точном позиционировании генератора импульсов в выбранной точке интервала перфорированного пласта. Для обеспечения высокой точности применяется комплекс геофизических исследований скважины (ГИС), после чего с наземного управления активируется клапанный механизм, который направляет высокоэнергетический газообразный азот строго в шесть радиальных направлений. Такая конфигурация позволяет локализовать воздействие исключительно на проблемные участки коллектора, минимизируя влияние на соседние слои пласта и обеспечивая целенаправленное восстановление фильтрационных свойств.

В период 2005–2010 годов технология высокоэнергетической газоимпульсной обработки была внедрена в промышленную эксплуатацию на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Она была апробирована при самых различных геолого-технических условиях, предусмотренных технологическим регламентом, что подтвердило универсальность и адаптивность метода. Практические испытания показали, что эффективность воздействия ГИО достигала не менее 75 % на добывающих скважинах, а на нагнетательных объектах - 100 %, демонстрируя высокую результативность технологии в восстановлении продуктивности скважин и повышении фильтрационной способности призабойной зоны.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов //

- Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
 8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
 9. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
 10. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
 11. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
 12. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
 13. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
 14. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
 15. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
 16. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
 17. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

18. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
19. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
20. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
21. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

УДК 622

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ЯМБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Э.Р. Гумеров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студенты гр. ГР-20-11)

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены технологические проблемы, связанные с эксплуатацией скважин с низким пластовым давлением на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Проанализированы проблемы обводнения и падения дебитов на поздней стадии разработки. В качестве ключевого решения предложен комплексный подход, сочетающий использование дожимных компрессорных станций (ДКС) и эжекторных технологий. Приведены принципы работы и синергетический эффект от совместного применения данных установок. На основе математического моделирования и анализа промысловых данных доказана экономическая и технологическая эффективность предлагаемых решений, выраженная в увеличении коэффициента извлечения газа (КИГ) и сокращении капитальных затрат на создание системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: Ямбургское месторождение, подготовка скважинной продукции, низкое пластовое давление, ДКС, эжектор, оптимизация добычи, коэффициент извлечения газа.

UDC 622

OPTIMIZATION OF THE WELLBORE PREPARATION PROCESS AT THE YAMBURG FIELD

E.R. Gumerov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GR-20-11)

G.R. Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article examines the technological challenges associated with operating wells with low reservoir pressure at the Yamburg oil, gas, and condensate field. Water cuts and flow rate declines in the late stages of development are analyzed. A comprehensive approach combining booster compressor stations (BCS) and ejector technologies is proposed as a key solution. The operating principles and synergistic effects of these systems are described. Mathematical modeling

and field data analysis demonstrate the economic and technological effectiveness of the proposed solutions, resulting in increased gas recovery factors (GRFs) and reduced capital expenditures for reservoir pressure maintenance systems.

Keywords: Yamburg field, well production preparation, low reservoir pressure, booster compressor station, ejector, production optimization, gas recovery factor.

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение являющееся одним из крупнейших в России, находится на поздней стадии разработки. Для данного этапа характерно существенное снижение пластового давления, рост обводненности скважин и, как следствие, резкое падение их дебитов. Традиционная схема подготовки продукции, основанная на использовании сепараторов и систем сбора под действием остаточного пластового давления, становится неэффективной. Значительная часть скважин переходит в режим периодической работы или останавливается из-за невозможности преодоления гидравлических сопротивлений в системе сбора. [1, с. 45].

В этих условиях актуальной задачей является внедрение технологий, позволяющих обеспечить стабильный отбор продукции из малодебитных и обводненных скважин. Наиболее перспективными направлениями являются технологии искусственного снижения давления в системе сбора. В данной работе рассматривается комбинированное применение дожимных компрессорных станций (ДКС) и эжекторов, которое позволяет создать глубокий вакуум на устье скважин и тем самым интенсифицировать добычу. [2, с. 112].

Цель исследования статьи научно обосновать комплексную технологию оптимизации подготовки скважинной продукции на основе синергетического применения ДКС и эжекторных установок для условий Ямбургского месторождения, обеспечивающую увеличение дебита и коэффициента извлечения газа.

Объектом исследования выступил технологический процесс сбора и подготовки продукции малодебитных и обводненных газовых скважин на поздней стадии разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Методология исследования включала:

- Проведен анализ фонда скважин месторождения с выделением группы с низким пластовым давлением (менее 4,0 МПа) и высокой обводненностью.
- Выполнен сбор и систематизация исторических данных по дебитам, пластовому давлению, газовому фактору и обводненности продукции.
- Технологический расчет: моделирование процесса работы ДКС позволяющее рассчитать распределение давлений и расходов в коллекторе низкого давления.

Исходные данные по группе малодебитных скважин представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные по группе малодебитных скважин

Номер скважины	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит газа, тыс м ³ /сут	Обводненность, м ³ /млн.м ³	Режим Работы
СКВ-101	3,8	4,5	25,0	50	Периодический
СКВ-102	2,1	3,2	5,5	120	Остановлена
СКВ-103	4,5	5,1	45,0	25	Стабильный
СКВ-104	1,8	2,9	2,0	250	Остановлена
СКВ-105	3,2	4,0	15,0	80	Периодический
СКВ-106	5,0	5,5	60,0	10	Стабильный

Дожимная компрессорная станция представляет собой ключевой элемент системы сбора газа на поздней стадии разработки месторождения. Ее основное назначение – создать зону пониженного давления в сборном коллекторе.

Принцип работы: ДКС отбирает газ из коллектора низкого давления (например, 0,3-0,8 МПа), компримирует (сжимает) его с помощью поршневых или центробежных

компрессоров и подает в магистральный газопровод, где давление значительно выше (5,0-7,5 МПа).

Технологический эффект: Снижая давление в точке отбора, ДКС создает дополнительный перепад между пластом и системой сбора. Этот перепад является движущей силой, которая позволяет флюиду из пласта преодолевать скин-эффект и гидравлические сопротивления в призабойной зоне. Таким образом, скважины, которые ранее не могли работать в штатном режиме, получают возможность фонтанировать.

Ограничения: Эффективность ДКС ограничена экономически целесообразной глубиной разрежения. Слишком низкое давление в коллекторе требует огромных энергозатрат на компримирование. Для скважин с экстремально низким пластовым давлением возможностей одной ДКС может быть недостаточно.

Газовый эжектор – это струйный аппарат, работа которого основана на законе Бернулли, описывающем сохранение энергии в потоке жидкости или газа.

Принцип работы: Высокоскоростная струя рабочего газа (например, под давлением 3,0-4,0 МПа от ДКС или фонтанной скважины) проходит через сопло эжектора. В камере смешения, куда поступает этот поток, создается зона разрежения. В эту зону за счет перепада давлений подсасывается эжектируемый (низконапорный) газ из устья проблемной скважины. Далее в диффузоре происходит смешение потоков и восстановление давления до уровня, достаточного для подачи смеси в коллектор низкого давления. [3, с. 58]. Технологический эффект: Ключевое преимущество эжектора – способность создавать на входе (на устье скважины) глубокий вакуум, значительно больший, чем может обеспечить ДКС в общем коллекторе. Это позволяет «оживить» самые «тяжелые» скважины, которые не реагируют только на общее понижение давления в системе.

Преимущества: Отсутствие движущихся частей, высокая надежность, простота конструкции и эксплуатации, устойчивость к наличию в газе капельной жидкости и механических примесей.

Внедрение комплекса ДКС-Эжектор на пилотном кусте показало следующие результаты:

- Количество работающих скважин: Увеличилось с 3 до 5. Скважины СКВ-102 и СКВ-104 были запущены и выведены на стабильный режим.
- Давление в системе сбора: Снижено с 2.8 МПа до 0.5 МПа.
- Суммарный дебит куста: Увеличился со 145.5 до 192.0 тыс. м³/сут.
- Дополнительный годовой отбор газа: Составил 17 млн м³/год.
- Коэффициент извлечения газа (КИГ): Прогнозируемое увеличение КИГ по кусту – 4.2%.

Анализ работы показал, что эжекторы наиболее эффективны для скважин с пластовым давлением 1.5-4.0 МПа, в то время как ДКС оптимальна для поддержания давления в коллекторе в диапазоне 0.3-1.0 МПа. Технологии взаимно дополняют друг друга, охватывая весь спектр проблемных скважин. На основе проведенного анализа сформулированы следующие рекомендации для повышения эффективности осушки на Ямбургском месторождении:

- Поддержание концентрации ДЭГ на уровне 96-98% за счет строгого контроля температурного режима регенерации и применения вакуумной дистилляции для глубокой реконцентрации.
- Оптимизация удельного расхода ДЭГ в диапазоне 18-22 л/кг извлеченной воды, что обеспечит баланс между качеством осушки и энергозатратами.
- Стабилизация температуры потока сырого газа на входе в абсорбер на уровне +25...+30 °С для предотвращения конденсации тяжелых углеводородов и снижения вязкости ДЭГ.
- Внедрение системы непрерывного мониторинга точки росы с автоматической коррекцией расхода и концентрации ДЭГ.

Проведенное исследование подтвердило высокую эффективность применения диэтиленгликоля для осушки природного газа в суровых климатических условиях Ямбургского месторождения. Установлено, что ключевыми параметрами, определяющими конечную точку росы, являются концентрация и расход регенерированного ДЭГ.

Оптимизация технологического режима, направленная на поддержание концентрации ДЭГ не ниже 96% и удельного расхода в интервале 18-22 л/кг, позволяет стабильно достигать точки росы по воде -20 °С и ниже, что полностью удовлетворяет требованиям к транспортируемому газу. Реализация предложенных мер позволит снизить эксплуатационные расходы, минимизировать потери дорогостоящего абсорбента и обеспечить высокую надежность работы газоподготовительного комплекса в целом.

Теоретически обоснована и практически подтверждена высокая эффективность комплексного применения ДКС и эжекторов для оптимизации подготовки скважинной продукции. На Ямбургском месторождении. Предложенная двухуровневая система позволяет обеспечить стабильный отбор газа из скважин с низким пластовым давлением и высокой обводненностью, что приводит к значительному увеличению коэффициента извлечения газа. Простота и надежность эжекторных установок делают технологию идеальной для суровых климатических условий Крайнего Севера. Перспективы дальнейших исследований связаны с созданием адаптивных систем управления, автоматически подбирающих оптимальные режимы работы эжекторов и ДКС в режиме реального времени. [4, с. 93].

Список использованных источников:

1. ГОСТ Р 8.615-2005. «Общие требования к разработке месторождений газа и газоконденсата».
2. Стрижов И.Н., Проскуряков Б.П. Технология и техника добычи газа. – М.: Недра, 2020.– 456 с.
3. Леонтьев А.И., Григорьев В.А. Эжекторы в системах сбора газа. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2018.– 210 с.
4. Отчет о производственной деятельности ООО «Газпром добыча Ямбург» за 2025 год.
5. Патент РФ № 2556789. «Способ эксплуатации газовой скважины с низким пластовым давлением и устройство для его осуществления».
6. Izmaylova G.R. ACOUSTICALLY INDUCED MASS TRANSFER IN SATURATED POROUS MEDIA В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. Сер. "International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering, IPDME 2020" 2021. С. 012073.
7. Хабибуллин А.М., Воробьев Д.А., Измайлова Г.Р. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 401-405.
8. Ишмухаметов Т.Г., Калинин А.С., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Хуснутдинова Р.Р. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ MATLAB/SIMULINK В сборнике: Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 474-480.
9. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Larin P.A., Kuleshova L.S. METHOD FOR SELECTING GEOTHERMAL ENERGY EXTRACTION TECHNOLOGIES USING NOMOGRAMS В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. The International Conference "Information Technologies in Business and Industry". IOP Publishing, 2019. С. 072006.
10. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов //

Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

11. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

12. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

13. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

14. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

15. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

16. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

17. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

18. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

19. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

20. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

21. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference

УДК 622.276.53

МАГНИТНЫЙ КЛАПАН ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

А.М. Давлетбаева

*(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
студент группы 22-41)*

С.Л. Сабанов

*(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
доцент)*

Аннотация. В статье рассматривается проблема эксплуатации штанговых глубинных насосов (ШГН) - наиболее распространенного способа добычи нефти - при работе с высоковязкой и обводненной нефтью. Традиционные шариковые клапаны в таких условиях работают нестабильно и не всегда обеспечивают полную герметичность, что приводит к снижению производительности, росту энергозатрат и частым простоям. В качестве решения предлагается самоустанавливающийся магнитный клапан, который использует магнитное поле для обеспечения более плотного закрытия, значительно повышая эффективность и надежность работы насосной установки.

Ключевые слова: УСНН, ШГН, магнитный клапан, коэффициент подачи, вязкая нефть, надежность.

UDC

MAGNETIC VALVE FOR A ROD DEEP-WELL PUMP

A.M. Davletbaeva

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil",

S.L. Sabanov

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", Professor)

Abstract. The article addresses the problem of operating sucker rod pumps (SRP) - the most common method of oil production - when handling high-viscosity and water-cut oil. Traditional valves under such conditions operate unstably, leading to decreased productivity, increased energy consumption, and frequent downtime. As a solution, an innovative self-aligning magnetic valve is proposed. It uses a magnetic field to ensure rapid and tight closure, significantly improving the efficiency and reliability of the pump unit.

Keywords: SRP, magnetic valve, volumetric efficiency, viscous oil, reliability.

Установка штангового скважинного насоса (УСНН) - является самым распространенным типом механизированной добычи нефти в мире. По литературным данным, до 70% всех добывающих скважин оснащены именно этим типом оборудования. Такая популярность обусловлена надежностью, простотой конструкции, ремонтпригодностью и способностью эффективно работать в широком диапазоне дебитов и глубин.

Основная задача ШГН - поднимать пластовую жидкость (смесь нефти, воды и газа) с забоя скважины на поверхность. Работа установки основана на циклическом возвратно-поступательном движении колонны насосных штанг, которая передает усилие от станка-качалки на плунжерный насос, расположенный в глубине скважины. При ходе плунжера вверх создается зона разрежения, открывается всасывающий клапан, и жидкость поступает в полость насоса. При ходе вниз всасывающий клапан закрывается, нагнетательный - открывается, и жидкость вытесняется вверх по эксплуатационной колонне к устью скважины.

Одной из наиболее серьезных проблем при эксплуатации ШГН, является добыча высоковязкой и обводненной нефти. В таких условиях традиционные клапаны насоса (как

всасывающий, так и нагнетательный) могут работать нестабильно. Возникают следующие негативные явления:

- Запаздывание срабатывания: Клапаны (шарик и седло) не успевают вовремя открываться и закрываться из-за повышенного сопротивления вязкой жидкости.
- Зависание клапана: Шарик может «прилипнуть» к седлу или, наоборот, не садиться на место, что нарушает герметичность.
- Утечки (обратная фильтрация): из-за неплотного прилегания шарика к седлу часть жидкости просачивается обратно в полость насоса или в затрубное пространство.

Последствия этих проблем крайне негативны: снижается коэффициент подачи насоса (объем фактически поднятой жидкости по сравнению с теоретическим), падает общий КПД установки, увеличивается нагрузка на оборудование и, как следствие, растут энергозатраты и частота отказов.

Для решения вышеуказанных проблем предлагается применить в конструкции самоустанавливающийся магнитный клапан.

Данный клапан предназначен для надежного перекрытия потока и предотвращения обратного потока жидкости. Самоустанавливающийся магнитный клапан содержит корпус, в котором размещена клапанная пара, состоящая из шарика, выполненного из магнитного материала, и металлического седла. В корпусе интегрированы кольцевые магниты, магнитное поле которых воздействует на шарик.

На этапе закрытия магнитное поле активно «притягивает» шарик к седлу, обеспечивая его плотное прилегание, что предотвращает зависание и существенно снижает утечки.

Ожидаемый технологический и экономический эффект:

- Увеличение коэффициента подачи: Снижение обратных утечек напрямую повышает объем полезно добываемой жидкости.
- Повышение КПД УСНН: Насос совершает более полезную работу, снижая энергопотребление и механические потери.
- Повышение надежности и срока службы: Мягкое, но уверенное срабатывание клапана снижает ударные нагрузки и износ клапанной пары.
- Повышенная работоспособность в сложных условиях: Конструкция особенно эффективна при добыче вязкой, парафинистой и обводненной нефти, а также в скважинах с механическими примесями.

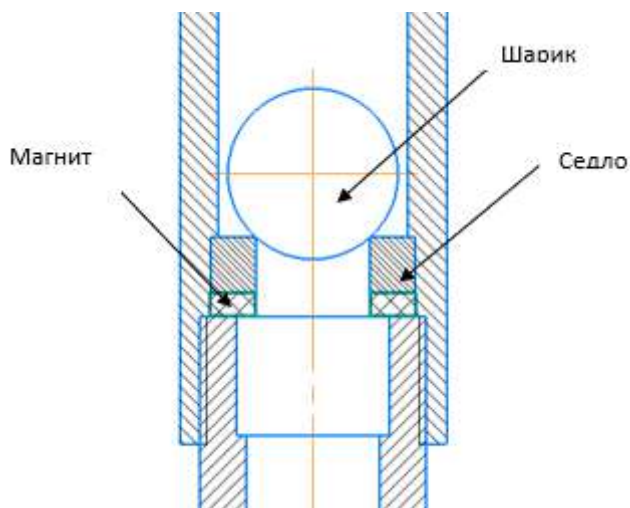


Рисунок 1 – Самоустанавливающийся магнитный клапан

Заключение

Принцип действия предлагаемого технического решения, самоустанавливающегося магнитного клапана, основан на использовании магнитного поля для принудительного и

точного прилегания шарика к седлу, позволяющий значительно повысить герметичность клапанной пары.

Внедрение данной разработки обеспечивает комплексный технологический и экономический эффект: повышается производительность скважины, увеличивается КПД установки, снижается нагрузка на оборудование. Это делает магнитный клапан перспективным направлением для модернизации для нефтедобывающего оборудования.

Список использованных источников:

1. Патент RU 185543 U1. Штанговый глубинный насос / А. Р. Садритдинов, В. В. Коновалов, Р. Р. Ахметов и др.; заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина. – № 2018140630 ; заявл. 16.11.2018 ; опубл. 20.10.2025, Бюл. № 34. – 7 с.

2. Штанговый глубинный насос [Электронный ресурс] // Википедия : свободная энциклопедия. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Штанговый_глубинный_насос (дата обращения: 24.10.2025).

3. Клапанные пары штангового глубинного насоса: устройство, принцип работы, неисправности [Электронный ресурс] // ООО «ЭлКам». – URL: <https://elkam.ru/klapannye-paru-shtangovogo-glubinno-go-nasosa/> (дата обращения: 18.10.2025).

4. ШГН – насос для нефтяной промышленности. Как работает? [Электронный ресурс] // ООО «Агрополив». – URL: <https://poliv-moskva.ru/blog/shgn-nasos-dlja-neftjanoj-kak-rabotaet/> (дата обращения: 18.10.2025).

5. Оборудование, применяемое для добычи нефти [Электронный ресурс] // Научная библиотека «SciLead». – 2021. – URL: <https://scilead.ru/article/7132-oborudovanie-primenyaemoe-dlya-dobichi-nefti> (дата обращения: 20.10.2025).

УДК 622.521

ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНЫЕ МЕХАНИЗМЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

И.И. Валиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БМП-22-11)

М.Я. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены особенности применения подъемно-транспортных механизмов на предприятиях нефтегазовой отрасли. Приведена классификация наиболее распространенных устройств и дана характеристика их эксплуатационных преимуществ. Отмечено значение подъемно-транспортных систем для повышения производительности труда, обеспечения промышленной безопасности и сокращения простоев оборудования. Особое внимание уделено современным тенденциям цифровизации и автоматизации данного вида техники.

Ключевые слова: подъемно-транспортные механизмы, нефтегазовая отрасль, крановое оборудование, лебедки, тали, конвейеры, гидравлические установки, автоматизация, безопасность, производительность.

UDC 622.521

LIFTING AND TRANSPORTATION MECHANISMS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

A.Yu. Davydov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

I.I. Valiev

Abstract. The article discusses the features of using lifting and transport mechanisms at oil and gas enterprises. It provides a classification of the most common devices and describes their operational advantages. The article highlights the importance of lifting and transport systems for improving labor productivity, ensuring industrial safety, and reducing equipment downtime. Special attention is given to the current trends in digitalization and automation of this type of equipment.

Keywords: lifting and transport mechanisms, oil and gas industry, crane equipment, winches, hoists, conveyors, hydraulic systems, automation, safety, and productivity.

Подъемно-транспортные механизмы представляют собой технические устройства, обеспечивающие перемещение, подъем, транспортировку и монтаж различных грузов и оборудования в производственных процессах. В нефтегазовой отрасли их использование связано с необходимостью обслуживания сложных технологических установок, бурового и добычного оборудования, резервуарных парков, а также проведения монтажно-демонтажных работ при капитальном и текущем ремонте объектов [1-4].

Особенность применения подъемно-транспортных механизмов заключается в высокой степени надежности и безопасности, так как эксплуатация ведется в условиях повышенной опасности: на промыслах, в зонах действия взрывоопасных сред и при работе с крупногабаритным оборудованием [5-10].

На предприятиях отрасли применяются различные типы устройств:

- крановое оборудование – мостовые, козловые, башенные и автомобильные краны, используемые для подъема труб, металлоконструкций и оборудования;
- лебедки и тали – для подъема и удержания грузов в ограниченном пространстве и на буровых установках;
- конвейерные системы – применяются при транспортировке сыпучих материалов (например, песка при гидроразрыве пласта);
- грузоподъемные гидравлические установки – подъемники, домкраты и гидроманипуляторы, востребованные при обслуживании скважинного оборудования;
- специализированные подъемные комплексы – используются при капитальном ремонте скважин и монтаже насосно-компрессорных труб [15-20].

1. Повышение производительности труда – механизация грузоподъемных операций снижает трудоемкость и ускоряет выполнение технологических процессов.

2. Обеспечение безопасности – использование специализированных устройств уменьшает риск аварийных ситуаций и травматизма персонала.

3. Универсальность – подъемно-транспортные механизмы могут адаптироваться под различные условия эксплуатации: от буровых площадок до заводских цехов.

4. Возможность работы в тяжелых условиях – оборудование рассчитано на эксплуатацию при низких температурах, высокой влажности и воздействии агрессивных сред.



схематичная диаграмма: краны – 40 и%, лебедки и тали – 25 %, конвейеры – 15 %, гидравлические установки – 10 %, спецкомплексы – 10 %

Рисунок 1 – Распределение подъемно-транспортных механизмов по частоте использования на предприятиях нефтегазовой отрасли

5. Автоматизация процессов – современные установки оснащаются электронными системами управления, что позволяет проводить мониторинг нагрузки, регулировать режимы работы и интегрировать оборудование в цифровые системы производственного контроля.

6. Снижение затрат – использование механизированных средств вместо ручного труда значительно уменьшает расходы на обслуживание и ремонт оборудования [21-24].

Применение подъемно-транспортных механизмов на предприятиях нефтегазовой отрасли обеспечивает бесперебойную работу производственных циклов, способствует сокращению времени простоев и повышает эффективность использования трудовых ресурсов. Современные тенденции направлены на автоматизацию, цифровизацию и внедрение интеллектуальных систем управления, что открывает перспективы для повышения надежности и безопасности производственных объектов [25-28].

Таким образом, подъемно-транспортные механизмы являются неотъемлемым элементом инфраструктуры нефтегазовой отрасли, играя ключевую роль в обслуживании и эксплуатации оборудования, а также в обеспечении высокого уровня промышленной безопасности.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.
2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
3. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-

практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагилина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

5. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

6. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагилина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

9. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

10. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

11. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

12. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

13. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.

14. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.

15. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.

16. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.
17. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.
18. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.
19. Активное использование мультимедийной лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 194-197.
20. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.
21. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.
22. Давыдов А. Ю. Применение 3D-моделирования при проведении лабораторных работ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 118-123.
23. Использование программы Zoom для проведения лекционных занятий / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 186-189.
24. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.
25. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.
26. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.
27. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагилина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022:

материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

28. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

УДК 622.521

АВТОКРАНЫ И ИХ РОЛЬ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Д.З. Минивалиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БМП-22-11)

Аннотация. В статье рассмотрены конструкция, принцип работы и значение автокранов в строительстве. Описаны их основные виды, преимущества и области применения. Отмечены современные тенденции развития, связанные с автоматизацией и повышением эффективности работы автокранов.

Ключевые слова: автокран, грузоподъемная машина, строительство, гидравлический привод, мобильность, стрела, грузоподъемность, монтажные работы, безопасность, автоматизация, строительная техника.

UDC 622.521

TRUCK CRANES AND THEIR ROLE IN WELL CONSTRUCTION

A.Yu. Davydov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

D.Z. Minivaliev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)

Abstract. The article discusses the design, principle of operation and importance of cranes in construction. Their main types, advantages and applications are described. Modern development trends related to automation and increasing the efficiency of cranes are noted.

Keywords: truck crane, lifting machine, construction, hydraulic drive, mobility, boom, lifting capacity, installation work, safety, automation, construction machinery.

Современное строительство скважин невозможно представить без применения грузоподъемной техники, обеспечивающей механизацию трудоёмких процессов. Одним из популярных типов подъемных механизмов являются автокраны - самоходные краны, смонтированные на шасси автомобильного типа. Высокая мобильность, производительность и универсальность делают автокраны популярными в таких областях, как строительство, монтаж, транспортировка и аварийные восстановительные работы [1-4].

Автокран сочетает функции транспортного средства и грузоподъемного механизма, что делает его незаменимым звеном в системе строительных машин. В отличие от неподвижных кранов, он способен быстро перемещаться между объектами и выполнять большое количество операций без сложной подготовки площадки [5-10].

Конструкция и принцип работы автокрана

Автокран представляет собой комбинированную машину, состоящую из двух основных частей: ходовой базы и крановой установки.

1. Ходовая база - это автомобильное шасси или специальное самоходное основание, обеспечивающее передвижение крана. В зависимости от назначения и условий эксплуатации

используются шасси грузовых автомобилей, полноприводные внедорожные платформы или специальные крановые шасси.

2. Крановая установка включает поворотную платформу, стрелу, грузоподъёмный механизм, гидравлические цилиндры и аутригеры. Работа крана исходит на использовании гидравлического или электромеханического привода, передающего усилие от двигателя к рабочим механизмам. Управление современными кранами осуществляется из кабины оператора, где установлены пульта и системы безопасности [11-15].

Классификация и технические характеристики

Автокраны классифицируются по грузоподъёмности, типу стрелы, приводу и проходимости. По грузоподъёмности различают лёгкие (до 10 т), средние (10–40 т), тяжёлые (40–100 т) и очень тяжёлые (свыше 100 т) краны. Новые модели способны поднимать грузы на высоту до 100 метров и переносить их на расстояние до 60 метров от оси поворота. Управление краном происходит с помощью электронных систем, что увеличивает точность и безопасность работы.

Система управления и безопасности

Управление автокраном осуществляется из кабины оператора при помощи джойстиков или электронных пультов. Современные краны оснащены:

- ограничителем грузоподъёмности (ОГП), который предотвращает превышение допустимой массы;
- датчиками угла наклона и вылета стрелы;
- индикаторами устойчивости, показывающими распределение нагрузки на опоры;
- системой автоматической стабилизации, предотвращающей раскачивание груза.

Эти системы интегрированы в электронный блок управления (ECU), обеспечивающий безопасную и точную работу крана.

Современные автокраны проектируются с учётом требований энергоэффективности.

Применяются:

- гидроаккумуляторы, сохраняющие энергию при спуске стрелы;
- рекуперация энергии торможения;
- электронные системы распределения нагрузки, уменьшающие расход топлива.

Для поддержания надёжности работы необходимо регулярное техническое обслуживание: проверка гидросистемы на утечки, осмотр тросов, контроль состояния опор и узлов вращения [16-20].

Автокраны выполняют важную роль в строительстве скважин, обеспечивая механизацию подъёма и монтажа конструкций. Они применяются для монтажа элементов зданий, выполнения погрузочно-разгрузочных работ, установки инженерных сооружений, проведения аварийно-восстановительных и дорожных работ. Главное преимущество автокрана - его мобильность и способность быстро перемещаться между объектами без сложной подготовки площадки.

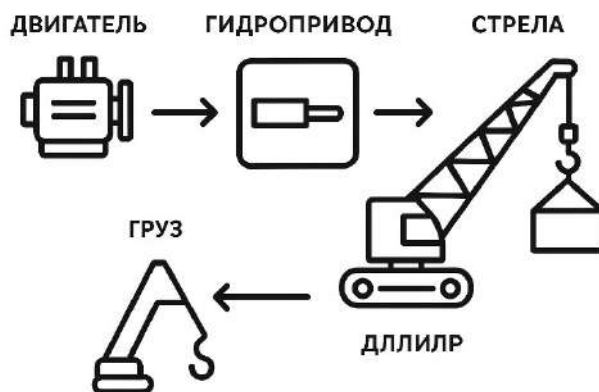


Рисунок 1 – Схема крана

Преимущества и недостатки автокранов

Преимущества автокранов включают высокую мобильность, универсальность, быстроту развёртывания и плавность управления. Недостатками являются ограниченная высота подъёма, снижение грузоподъёмности при большом вылете стрелы и необходимость установки на опоры для устойчивости. Тем не менее, совокупность преимуществ делает автокраны незаменимыми в строительной отрасли [21-24].

Новые тенденции развития автокранов

Новые технологии направлены на цифровизацию, автоматизацию и повышение энергоэффективности автокранов. Внедряются микропроцессорные системы, дистанционное управление, гибридные и электрические приводы, а также использование лёгких композитных материалов [25-28]. Это повышает безопасность, производительность и экологичность работы техники.

Автокраны являются неотъемлемым элементом современной строительной техники. Их мобильность, универсальность и производительность позволяют эффективно выполнять широкий спектр операций на строительных объектах. Развитие технологий делает автокраны всё более надёжными, безопасными и энергоэффективными, что способствует повышению эффективности всей строительной отрасли.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.
2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
3. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.
4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнаглина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
5. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.
6. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагилина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
9. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.
10. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.
11. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.
12. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
13. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
14. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
15. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
16. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.
17. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.
18. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагилина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.
19. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.
20. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

21. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

22. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнаглина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

23. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

24. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

25. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

26. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнаглина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

27. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

28. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

УДК 62-521

ТЕНДЕНЦИИ И ИННОВАЦИИ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДЪЕМНЫХ МАШИН

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

В.Р. Фазлиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БМП-22-11)

И.Ф. Галиуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Аннотация. В статье авторы анализируют актуальные подходы к развитию сферы электрических подъемных машин. Основное внимание уделяется аспектам автоматизации и

робототехники, повышенные стандарты безопасности. Приводятся примеры цифровизации процессов и экологичность конструкций.

Ключевые слова: безопасность, цифровизация, дистанционное управление, экологичность.

UDC 62-521

TRENDS AND INNOVATIONS IN THE FIELD OF ELECTRIC LIFTING MACHINES

A.Yu. Davydov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

V.R. Fazliev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)

I.F. Galiyllina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)

Abstract. In the article, the authors analyze current approaches to the development of the field of electric lifting machines. The main focus is on aspects of automation and robotics, increased safety standards. Examples of digitalization of processes and environmental friendliness of structures are given.

Keywords: security, digitalization, remote control, and environmental friendliness

Грузоподъемное оборудование используется для подъема или перемещения крупных предметов по этажам или поверхностям. Это необходимый аспект современной промышленности и инфраструктуры. Такое оборудование используется в различных отраслях производства, обслуживания и здравоохранения. Последние десятилетия отмечены существенным прогрессом в развитии электрических подъемных машин и механизмов, обусловленным ростом потребностей промышленности и требованиями к экологической среде и рациональным использованием электроэнергии. Порты и логистика: эффективная погрузка и разгрузка контейнеров и сыпучих материалов зависит от наличия основного оборудования. Производство автомобилей: на заводах этой отрасли осуществляется монтаж деталей, перемещение готовых автомобилей и управление поставками. В металлургической промышленности: например, мостовые краны необходимы для перемещения расплавленной стали, а для работы с магнитными материалами на заводах используются электромагнитные краны. Строительство инфраструктуры: мосты, дороги, метро и жилые здания - всё это не обходится без применения грузоподъемного оборудования и техники. В условиях плотной городской застройки и ограниченной рабочей площади особую ценность приобретает компактность и легкость конструкции. Производители активно развивают направление малогабаритных электрических подъемников, способных свободно перемещаться по тесным помещениям и лифтовым шахтам [1-4].

Электрические подъемные механизмы стали незаменимыми инструментами в различных отраслях промышленности, произведя революцию в сфере перемещения и обработки тяжёлых грузов. По мере развития технологий эти механизмы стремительно совершенствуются, предлагая инновационные решения, повышающие эффективность и безопасность. Рассмотрим последние тенденции и инновации в области электрических подъемных механизмов, которые, вероятно, определяют их будущее [5-9].

Одной из наиболее заметных тенденций в сфере электрических подъемных машин является интеграция частичной или полной автоматизации и робототехники. Благодаря развитию технологий искусственного интеллекта многие производители разрабатывают автоматизированные системы, которые могут поднимать, транспортировать и размещать материалы без какого-либо участия человека. Это не только повышает производительность, исключает человеческий фактор, а также сводит к минимуму риск несчастных случаев,

связанных с ручным трудом. Автоматизированные электрические подъёмники и краны, оснащённые датчиками, могут работать в сложных условиях, обеспечивая точность и безопасность [10-14].

Безопасность остаётся главным приоритетом для производителей электрических подъёмных машин. В новых моделях особое внимание уделяется усовершенствованным функциям безопасности, таким как системы контроля нагрузки, которые в режиме реального времени предоставляют данные о предельных значениях веса, автоматические механизмы отключения при перегрузке и интеллектуальные датчики, обнаруживающие препятствия на пути подъёма. Эти усовершенствования обеспечивают более безопасную работу как в помещении, так и на открытом воздухе, что в значительной мере облегчает работу операторам грузоподъёмных машин [15-19].

Развитие IT технологий влияет на создание интеллектуальных электрических подъёмных механизмов, оснащенных средствами связи. За такими механизмами можно удаленно наблюдать с помощью мобильных приложений или облачных программных платформ, которые отслеживают такие показатели производительности, как статистика использования и графики технического обслуживания. Прогностическое техническое обслуживание на основе алгоритмов искусственного интеллекта помогает предвидеть проблемы до их возникновения и минимизировать время простоя. Так же многие современные машины интегрируются с цифровыми технологиями, позволяя осуществлять дистанционное управление посредством 5G- сетей и IoT платформ. Некоторые модели уже способны выполнять до 70% рабочих задач в автономном режиме весомо снижая риски проявления аварийных ситуаций.

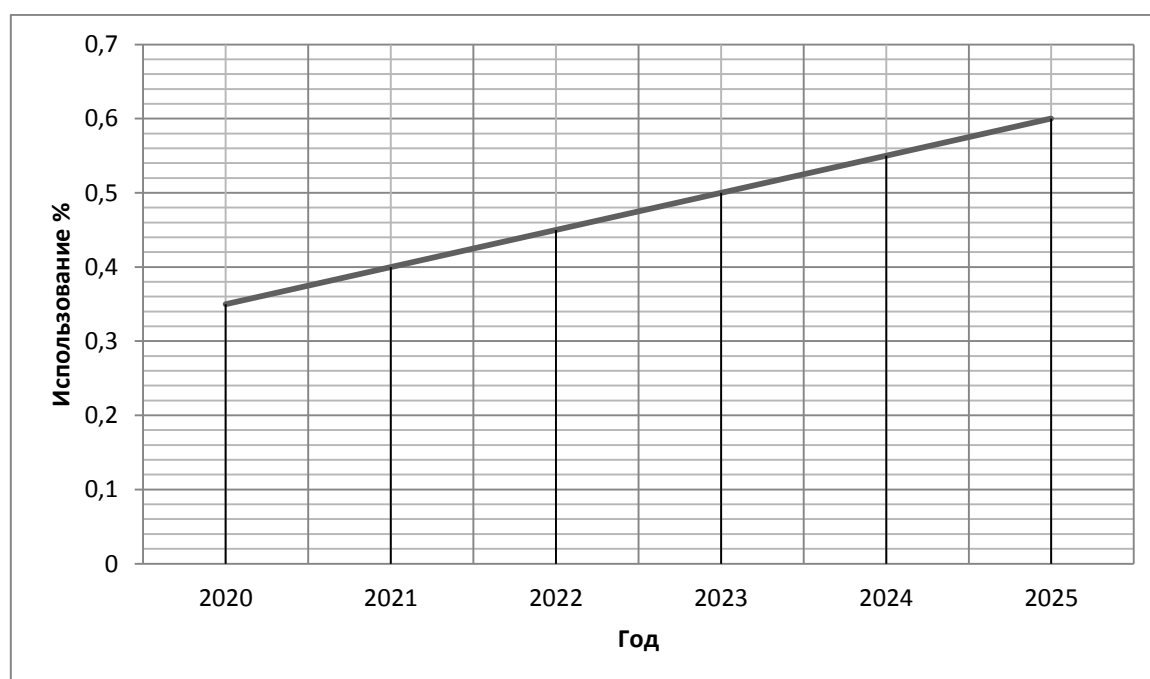


Рисунок 1 – График прироста использования электрических подъемных машин

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что будущее электрических подъёмных машин выглядит весьма перспективным и многообещающим благодаря таким тенденциям, как интеграция автоматизации, экологичность конструкции, продвинутые функции безопасности, в сравнении с другими видами подъемных машин, использование интеллектуальных технологий и возможность индивидуальной настройки. На сегодняшний день сфера электрических подъемных машин переживает настоящую технологическую революцию. Инновации, направленные на повышение безопасности, экологичности и удобства эксплуатации, превращают привычные нам всем устройства и агрегаты в

высокоинтеллектуальные и удобные в управлении устройства. Следуя этим тенденциям, производители формируют новое поколение оборудования, отвечающее самым высоким требованиям современного рынка [20-24].

Будущее электрических подъемных машин выглядит невероятно ярким и многообещающим. Те компании, которые первыми осознают значение этих перемен и примут их, несомненно займут ведущие позиции в отрасли завтрашнего дня [25-27].

Учитывая ежегодный прирост использования электрических подъемных машин на 5%, особенно с 2020 года, график которого отображен ниже. Особенно в сфере строительства, логистики и промышленного производства, будущее именно этих подъемных агрегатов представляется весьма многообещающим и перспективным.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.
2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
3. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.
4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнаглина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
5. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.
6. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.
8. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнаглина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
9. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

10. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.
11. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.
12. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
13. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
14. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
15. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
16. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.
17. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.
18. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.
19. Активное использование мультимедийной лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 194-197.
20. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.
21. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

22. Давыдов А. Ю. Применение 3D-моделирования при проведении лабораторных работ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 118-123.

23. Использование программы Zoom для проведения лекционных занятий / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 186-189.

24. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

25. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

26. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

27. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

УДК 532.546

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭВОЛЮЦИИ ДАВЛЕНИЯ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ И ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНАМИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ ПЛАСТЕ

О.В. Дударева

(ФГБОУ ВО УУНУТ Бирский филиал, доцент)

Аннотация. В рамках разработанной модели фильтрации с предельным градиентом в условиях низкопроницаемого коллектора проанализировано взаимодействие скважин. Результаты исследования, полученные методом гидропрослушивания, демонстрируют, что форма кривых восстановления давления содержит информацию для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта. Показано, что данный подход позволяет диагностировать нелинейные эффекты фильтрации, указывающие на отклонение от классического закона Дарси.

Ключевые слова: нелинейный закон фильтрации, предельный градиент давления, гидродинамические исследования скважин.

UDC 532.546

MODELING PRESSURE EVOLUTION BETWEEN INJECTION AND PRODUCTION WELLS IN A LOW-PERMEABILITY FORMATION

O.V. Dudareva

(Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa University of Applied Sciences, Birsk Branch, Associate Professor)

Abstract. Well interactions were analyzed using the developed limit gradient flow model in a low-permeability reservoir. The results obtained using the interference testing method demonstrate that the shape of the pressure buildup curves contains information for assessing the reservoir's porosity and permeability properties. This approach is shown to be capable of diagnosing nonlinear flow effects indicating deviations from the classical Darcy law.

Keywords: nonlinear flow law, limit gradient pressure, well testing.

Многочисленные экспериментальные данные [1-2] подтверждают наличие существенных отклонений от линейного закона Дарси при фильтрации флюидов в низкопроницаемых коллекторах в области малых скоростей течения. Учет этих отклонений, оказывающих значительное влияние на интерпретацию данных гидродинамических исследований, представляет собой ключевую проблему. В связи с этим, в научной литературе уделяется значительное внимание развитию методов анализа переходных процессов в скважинах, позволяющих адекватно описывать наблюдаемые нелинейные эффекты.

Для изучения межскважинного взаимодействия в работе использовано численное моделирование метода гидропрослушивания. Ключевым элементом метода является анализ распространения контролируемых импульсов давления от нагнетательной скважины к наблюдательной. Интерпретация зарегистрированных кривых отклика дает принципиально новые данные, позволяющие не только оценить продуктивность и фильтрационные параметры, но и существенно уточнить структурную модель пласта.

Исследуется задача оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта на основе анализа интерференции скважин. Моделируется процесс, при котором в однородном полубесконечном пласте, характеризующимся первоначально стационарным давлением, источник возмущения (нагнетательная скважина) начинает работу с постоянным дебитом. Созданный перепад давления распространяется в пласте и регистрируется в реагирующей скважине, удаленной на некоторое расстояние. Процесс фильтрации флюида подчиняется нелинейному закону [3].

В соответствии с вышесказанным начальное условие в пласте запишется в виде

$$t = 0, r_c < r < \infty: p = p_0. \quad (1)$$

Граничные условия на забое возмущающей скважины имеют вид

$$t > 0, r = r_c: 2\pi r h_c \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \left(1 - \left(q / \frac{dp}{dr} \right)^\gamma \right) = Q, \quad (2)$$

Граничное условие на контуре питания запишем как

$$t > 0, r = \infty: p = p_0. \quad (3)$$

Перепад давления между пластовым p_0 и забойным $p_{ev}(t)$ в возмущающей скважине обозначим в виде

$$\Delta p_{ev}(t) = p_0 - p_{ev}(t). \quad (4)$$

Перепад давления между пластовым p_0 и забойным $p_{er}(t)$ в реагирующей скважине обозначим в виде

$$\Delta p_{er}(t) = p_0 - p_{er}(t). \quad (5)$$

Основное уравнение для упругого режима фильтрации запишем в виде

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \left(1 - \left(q / \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \right)^\gamma \right) \right), \quad r_c \leq r \leq \tilde{r}, \quad \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \geq q / (1 - \varepsilon)^{1/\gamma}, \quad (6)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\varepsilon \chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad \tilde{r} \leq r < \infty, \quad \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| < q / (1 - \varepsilon)^{1/\gamma}.$$

Численное решение основного уравнения фильтрации (6) при граничных условиях (2)–(3) получено с применением метода конечных разностей, реализованного по явной схеме.

На рис. 1 представлено распределение давления в возмущающей $p_{ev}(t)$ (а) и «прослушивающей» $p_{er}(t)$ (б) скважинах при $M_0 = 0,5$ кг/с, $R_1 = 30$ м и $\gamma = 2$. Числа на линиях соответствуют значениям начального градиента давления q в МПа/м. Изменение начального пластового давления в «прослушивающей» скважине при $q = 0,1$ МПа/м

происходит через $t \approx 1,5$ суток, а при $q = 0$ через $t \approx 1$ сутки. Из рисунка видно, что с увеличением предельного градиента давления q , наблюдается рост продолжительности начального этапа, в течении которого забойное давление остается постоянным и равным пластовому возрастает. После 10 суток работы скважины дальнейший рост предельного градиента давления q приводит к снижению значения давления в обеих скважинах, как в возмущающей, так и в реагирующей скважинах. Количественная оценка показывает, что значение давления в прослушивающей скважине $p_{er}(t)$ при $q = 0$ снижается на 1,5 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 18,5 МПа/м), а при $q = 0,1$ МПа/м снижается на 4,5 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 15,5 МПа/м).

На рис.2 представлена динамика изменения давления в наблюдательной скважине. Числа на линиях соответствуют значениям расстояния R_1 в м между возмущающей и реагирующей скважинами при $M_0 = 0,5$ кг/с, $q = 0,1$ МПа/м. Анализ графика демонстрирует, что с увеличением межскважинного расстояния амплитуда перепада давления в реагирующей скважине существенно уменьшается. Количественная оценка через 10 суток эксплуатации показывает, что при $R_1 = 30$ м значение давления в прослушивающей скважине $p_{er}(t)$ снижается на 4,5 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 15,5 МПа/м), а при $R_1 = 50$ м снижается на 2 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 18 МПа/м). Результаты исследований, полученные методом гидропрослушивания, позволяют провести как качественную, так и количественную идентификацию признаков нелинейной фильтрации. Проведенные исследования методом гидропрослушивания позволяют идентифицировать признаки нелинейной фильтрации как на качественном, так и на количественном уровне. Характерным проявлением нелинейных эффектов служит специфическая форма кривой отклика: продолжительный латентный период со стабилизацией давления в наблюдательной скважине, сменяющийся фазой его резкого снижения.

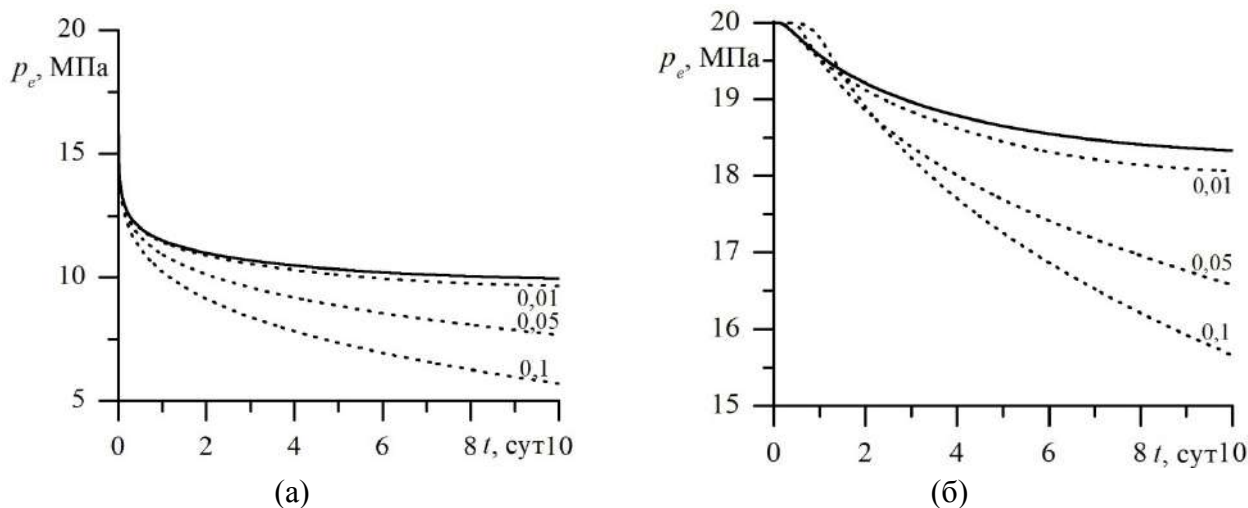


Рисунок 1 – Влияние параметра предельного градиента давления q на функционирование нагнетательной (а) и прослушивающей (б) скважин

На рис.2 представлена динамика изменения давления в наблюдательной скважине. Числа на линиях соответствуют значениям расстояния R_1 в м между возмущающей и реагирующей скважинами при $M_0 = 0,5$ кг/с, $q = 0,1$ МПа/м. Анализ графика демонстрирует, что с увеличением межскважинного расстояния амплитуда перепада давления в реагирующей скважине существенно уменьшается. Количественная оценка через 10 суток эксплуатации показывает, что при $R_1 = 30$ м значение давления в прослушивающей скважине $p_{er}(t)$ снижается на 4,5 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 15,5 МПа/м), а при $R_1 = 50$ м снижается на 2 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 18 МПа/м).

м снижается на 2 МПа/м (от значения 20 МПа/м до 18 МПа/м). Результаты исследований, полученные методом гидропрослушивания, позволяют провести как качественную, так и количественную идентификацию признаков нелинейной фильтрации. Проведенные исследования методом гидропрослушивания позволяют идентифицировать признаки нелинейной фильтрации как на качественном, так и на количественном уровне. Характерным проявлением нелинейных эффектов служит специфическая форма кривой отклика: продолжительный латентный период со стабилизацией давления в наблюдательной скважине, сменяющийся фазой его резкого снижения.

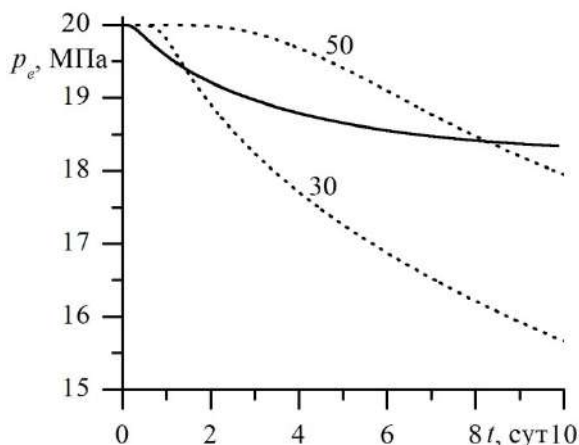


Рисунок 2 – Распределение давления в прослушивающей скважине при различных значениях R_1

Проведенный анализ позволил идентифицировать характер воздействия нелинейных фильтрационных эффектов на динамику давления в наблюдательной скважине. Метод гидропрослушивания демонстрирует высокую диагностическую эффективность, проявляющуюся в регистрации специфических признаков, включая: более длительное сохранение начального давления с последующим его резким спадом в наблюдательной скважине, а также общее более интенсивное снижение давления в обеих скважинах по сравнению с линейным законом Дарси.

Список использованных источников:

1. Xu Q., Yang Zh. Numerical simulation of nonlinear seepage in super-low permeability reservoir // Journal of Shenzhen university science and engineering. 2012. 29(6). P. 285–292.
2. Григорьев Б.А., Орлов Д.М., Савченко Н.В., Рыжов А.Е. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы // Вести газовой науки. 2013. №1 (12). С. 119–125.
3. Дударева О.В. Моделирование эволюции давления между влзмушающей и прослушивающей скважинами в низкопроницаемом пласте // Инженерно физический журнал. Математика и механика. 2025. Т.98. №3. С. 591–596.

УДК 622.276.346

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПРОЕКТНОГО ДЕБИТА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ САТВООСТ И КЛАСТЕРИЗАЦИИ ДАННЫХ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ СВН

А.А.Дьяконов

(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», профессор)

Р.М. Амерханов

Аннотация. В статье представлен комплексный подход к прогнозированию проектного дебита нефти скважин на объектах сверхвязкой нефти (СВН) с применением методов машинного обучения (МО). Предложенный подход основан на интеграции методов машинного обучения, кластерного анализа и геолого-промысловых данных. Применение алгоритма градиентного бустинга (CatBoost) в сочетании с автоматизированной оптимизацией гиперпараметров и интерпретацией результатов с помощью SHAP-анализа позволило повысить точность прогнозирования проектного дебита до 82,5% и обосновать выбор оптимальной траектории бурения.

Ключевые слова: машинное обучение, сверхвязкая нефть, прогнозирование дебита, CatBoost, кластеризация, гидродинамическое моделирование.

UDC 622.276.346

A COMPREHENSIVE APPROACH TO OIL RATE MODELING USING CATBOOST AND DATA CLUSTERING ON THE EXAMPLE OF EXTRA-HEAVY OIL FIELDS

A.A. Dyakonov

(Almetyevsk State Technological University «Higher Oil School», professor)

R.M. Amerkhanov

(Almetyevsk State Technological University «Higher Oil School», student of group 92-11)

Abstract. The article presents a comprehensive approach to forecasting oil production rates in extra-heavy oil (EHO) fields using machine learning (ML) methods. The relevance of the research is determined by the high uncertainty of traditional methods, such as analytical models (e.g., the Butler method) and hydrodynamic modeling, which often fail to account for complex geological and field conditions and require significant time and resource expenditures. The obtained results confirm the effectiveness of applying machine learning methods to solve the problem of oil rate forecasting in EHO fields.

Keywords: machine learning, extra-heavy oil, production rate forecasting, CatBoost, clustering, hydrodynamic modeling.

Прогнозирование проектного дебита горизонтальных скважин на объектах сверхвязкой нефти является одной из важных задач при проектировании и оптимизации разработки месторождений. Традиционные методы, такие как аналитические модели (метод Батлера [1]) и гидродинамическое моделирование [2, 3], характеризуются высокой неопределенностью и требуют значительных временных и вычислительных затрат. Современные подходы, основанные на машинном обучении [4], позволяют учитывать нелинейные взаимосвязи между геолого-физическими и технологическими параметрами, повышая достоверность оценки проектного дебита (ПД).

Целью исследования является разработка и апробация комплексного подхода прогнозирования проектного дебита нефти с применением алгоритма градиентного бустинга CatBoost, кластеризации данных и методов интерпретации моделей при планировании бурения горизонтальных скважин на объектах СВН.

Данная работа проведена на основе данных по более чем 550 горизонтальным скважинам поднятий СВН. В качестве исходных признаков использованы: нефтенасыщенная толщина пласта, пористость, глинистость, проницаемость, объем нефтенасыщенной породы, вязкость нефти при пластовых и стандартных условиях, геологические запасы, толщина флюидоупора, доля водонасыщенных пропластков, расположение скважины на залежи.

Перед обучением модели МО выполнен анализ и предобработка данных: удаление некондиционных значений методом межквартильного размаха, заполнение пропусков медианными значениями и с применением модели CatBoost, нормализация числовых признаков. Для учета локальных особенностей залежей произведена кластеризация скважин

по геологическим признакам с использованием метода k-средних. Для прогнозирования проектного дебита использован алгоритм CatBoostRegressor, обеспечивающий высокую точность, устойчивость к шуму, пропущенным значениям и оптимальную работу с категориальными признаками. Настройка гиперпараметров модели проводилась в автоматическом режиме с помощью библиотеки Optuna, тестирование - с применением 10-кратной кросс-валидации и метрик R^2 , MAE, MSE. Точность прогноза проектного дебита составила 82,5%. На рисунке 1 представлено сравнение фактических и прогнозных значений проектного дебита нефти.

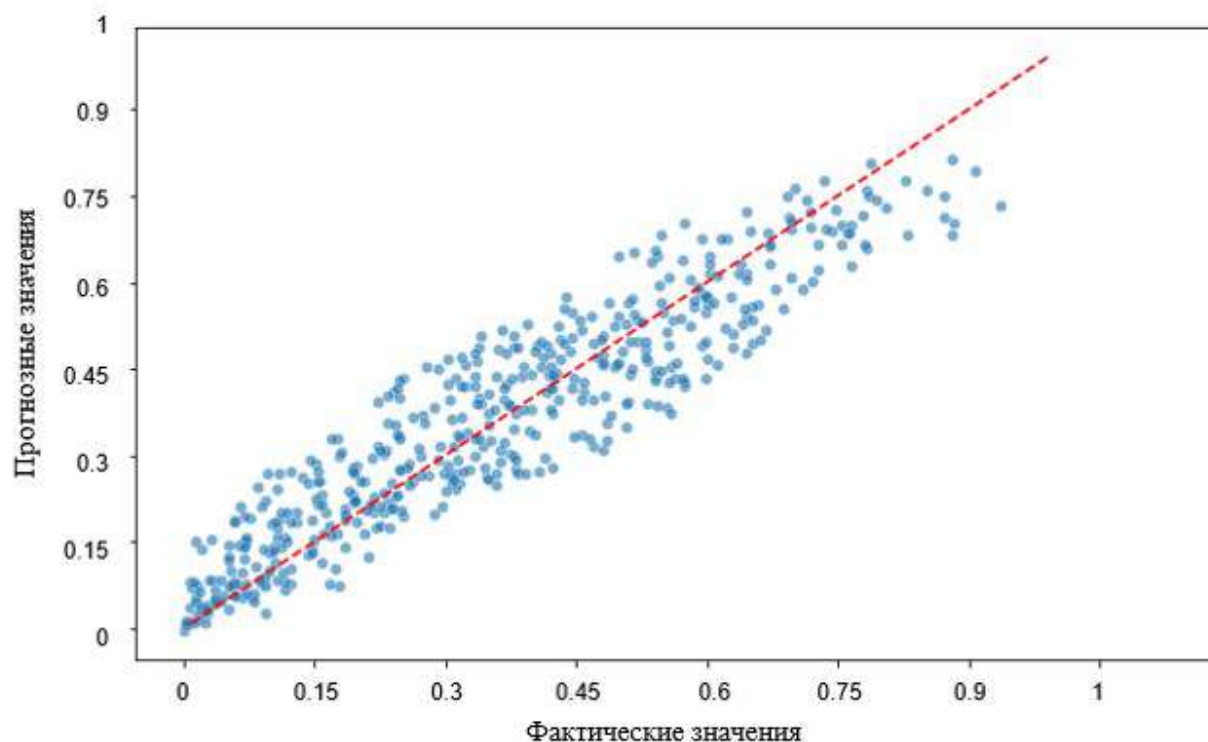


Рисунок 1 – Сравнение фактических и прогнозных значений проектного дебита нефти

Интерпретация модели выполнена с использованием SHAP-анализа. Данный метод позволяет количественно оценить вклад каждого признака в прогнозное значение проектного дебита и подтвердить физическую обоснованность полученных зависимостей (Рис. 2).

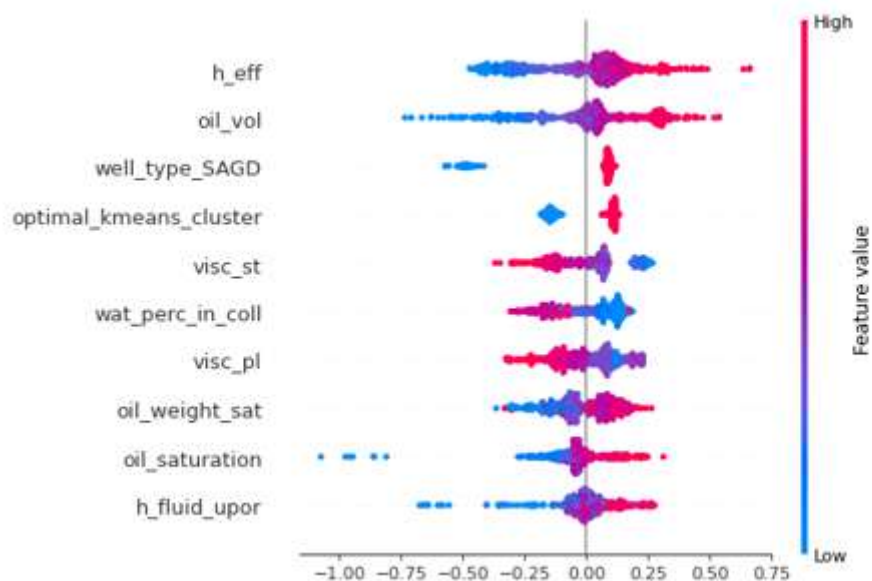


Рисунок 2 – SHAP-график (вклад каждого признака в прогнозирование значения ПД)

По результатам анализа установлено, что наибольшее влияние на проектный дебит оказывают нефтенасыщенная толщина пласта, объем нефтенасыщенной породы, метод эксплуатации, кластерная принадлежность и доля водонасыщенных пропластков. Важную роль также играют вязкость нефти при пластовых условиях и параметры пористости.

Результаты SHAP-анализа подтвердили физическую обоснованность модели: увеличение нефтенасыщенной толщины и объема породы приводит к росту дебита, тогда как повышение вязкости нефти и доли водонасыщенных зон снижает его.

При планировании бурения скважины X рассчитаны проектные дебиты для различных вариантов траекторий горизонтального ствола с использованием данного подхода. По результатам полученных дебитов предложено оптимальное расположение проектной скважины. При данном расположении достигнуто максимальное значение дебита, которое составило 12,5 т/сут. Отсутствие водонасыщенных пропластков и повышенная нефтенасыщенная толщина пласта стало решающим.

Заключение

Разработанный подход оценки проектного дебита нефти с использованием CatBoost и кластеризации данных демонстрирует высокую точность прогнозирования и применимость на этапах планирования бурения. Интеграция машинного обучения, кластерного анализа и SHAP-интерпретации позволяет повысить эффективность проектных решений и сократить неопределенность при разработке залежей сверхвязкой нефти.

Предложенный подход может быть рекомендован для применения в инженерных расчетах при проектировании горизонтальных скважин на объектах СВН.

Список использованных источников:

1. Butler, R.M. Steam-Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future [Текст] / R.M. Butler // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – V. 33, № 2. – P. 44-50.
2. Определение оптимального режима освоения парных горизонтальных скважин как одного из важных этапов реализации технологии парогравитационного дренирования / Я.В. Захаров, А.Т. Зарипов, М.И. Амерханов, Д.К. Шайхутдинов // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 2-3 сент. 2015 г. – Казань : Ихлас, 2015. – С. 157-160.
3. Биглов, Р.Р. Новый подход к построению геологических моделей залежей сверхвязкой нефти (СВН) для условий шешминского горизонта Республики Татарстан / Р.Р. Биглов, А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7-8 сент. 2016 г., г. Казань : в 2 т. – Казань : Ихлас, 2016. – Т. 1. – С. 258-260.
4. Амерханов Р.М., Гилязов А.Х., Дьяконов А.А., Лощева З.А., Хакимзянов И.Н. Оптимизация режимов эксплуатации добывающих скважин в комплексе с инженерным подходом, программированием и методами машинного обучения // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 8. – С. 94–99. – UDK: 622.276.5:004.896. – DOI: 10.24887/0028-2448-2024-8-94-99.
5. CatBoost: unbiased boosting with categorical features / Prokhorenkova L. [et al] // NeurIPS 2018 : 32nd Conference on Neural Information Processing Systems, Dec 2-8, 2018, Montréal, Canada. – 2018. – <https://doi.org/10.48550/arXiv.1706.09516>.

УДК 553.982.23.053

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Д.А. Евстафьев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,

студент группы ГР-20-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В работе рассматриваются геолого-технологические особенности Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Рассмотрено геологическое строение, литолого-стратиграфическая характеристика разреза, тектонические особенности и применяемые технологии разработки месторождений. Особое внимание уделено сложным коллекторам и методам исследований к уникальным условиям региона.

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция, геологическое строение, нефтегазоносность, тектоника, гидрогеология, технологии разработки, сложные коллекторы.

UDC 553.982.23.053

GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE

D.A Evstafiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student of group GR-20-11)

A.A. Gizzatullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)

Abstract. The work discusses the geological and technological features of the Timan-Pechora oil and gas province. It examines the geological structure, lithological and stratigraphic characteristics of the section, tectonic features, and applied technologies for field development. Special attention is given to complex reservoirs and research methods tailored to the unique conditions of the region.

Keywords: Timan-Pechora Province, geological structure, oil and gas potential, tectonics, hydrogeology, development technologies, and complex reservoirs.

Современная состояние разработки нефтяных и газовых месторождений находится на этапе освоения сложных коллекторов. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция относится к трудноосваиваемым коллекторам. Планомерное геологическое изучение территории Тимано-Печорской провинции началось в 30-х годах 20-века. Начальный этап связан с проведением маршрутных и площадных геологических съемок, результатом которых стало создание региональных геологических карт масштаба 1:200000.

С 1970-1980-ых годов интенсивное развитие получили геофизические методы исследований. Территория провинции была покрыта детальной аэромагнитной и гравиметрической съемками, что позволило выявить и локализовать крупные структурные формы, включая рифогенные тела. Электроразведочные работы способствовали изучению глубинного залегания фундамента и подтверждению его блокового строения.

Первым крупным открытием, подтвердившим высокий нефтегазовый потенциал провинции, стало Харьягинское месторождение, открытое в 1983 году скважиной №26, которая вскрыла продуктивные карбонатные отложения нижнефаменского возраста.

Тимано-Печорская провинция расположена на северо-востоке Европейской части России, занимая территории Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Регион характеризуется развитой инфраструктурой нефтедобычи, ключевым элементом которой является магистральный нефтепровод Усинск-Ухта-Ярославль.

Физико-географические условия относятся к категории сложных: рельеф варьируется от слабовсхолмленных равнин до предгорий Урала, климат умеренно-суровый, с продолжительной зимой (средняя температура января -20°C) и коротким прохладным летом. Значительная часть территории расположена в зоне многолетней мерзлоты, что говорит о дополнительных ограничениях и рисках на проведение буровых и эксплуатационных работ.

В пределах месторождения выделяются несколько залежей в пачках А, Б, В нижнефаменского подъяруса, относящиеся к пластовым сводовым и массивно-сводовым типам. Высота залежей составляет от 9 до 48,7 м. ВНК установлен на различных отметках для разных пачек и куполов (см. Таблицу 1).

Таблица 1 – Характеристика основных залежей

Залежь	Тип залежи	Размеры, км (Длина x Ширина)	Высота, м	ВНК, м
«D ₃ fm ₁ -В» юго-западный купол	Пластовая сводовая, литологически ограниченная	2,0 x 0,18-0,4	17	- 3287, 2
«D ₃ fm ₁ -Б» юго-западный купол	Пластовая сводовая	2,75 x 1,05-1,2	38	- 3317, 8
«D ₃ fm ₁ -А» юго-западный купол	Пластовая, двухсводовая	2,55 x 1,05	48,7	- 3338, 7

Продуктивные горизонты связаны с разнотипными коллекторами: порово-трещинными карбонатными (рифогенные постройки), терригенными пластово-сводовыми и массивно-сводовыми залежами. Для многих месторождений, таких как Харьегинское, характерно сложное строение залежей.

Тимано-Печорская провинция входит в состав обширного Печорского артезианского бассейна. В ее геологическом разрезе выделяется несколько водоносных комплексов, разделенных региональными флюидоупорами. Наиболее глубоким является среднеордовикско-нижнедевонский водоносный комплекс, характеризующийся водами высокой минерализации и азотно-метановым составом растворенного газа. Выше залегает доманиково-верхневизейский комплекс, где водовмещающими породами служат в основном водорослевые известняки; пластовые воды здесь имеют хлоридно-кальциевый тип и минерализацию. Верхнесерпуховско-нижнепермский водоносный комплекс также представлен водами хлоркальциевого типа, но с несколько меньшей минерализацией. Начиная с пермско-нижнетриасового и триасового комплексов, наблюдается заметное снижение минерализации пластовых вод. Наименее минерализованными являются воды юрского водоносного комплекса.

Геологический разрез Тимано-Печорской провинции характеризуется полным стратиграфическим спектром, представленным породами от протерозойского фундамента до кайнозойских образований. Наиболее продуктивные нефтегазоносные интервалы приурочены к отложениям палеозойской группы.

В отложениях каменноугольной и пермской систем распространено чередование карбонатных и терригенных пород. Особую роль играет кунгурский ярус нижней перми, сложенный преимущественно глинами, который выполняет функцию флюидоупора, обеспечивая сохранность углеводородов в нижележащих коллекторах.

Мезозойские отложения (триасовой и юрской систем), представленные в основном терригенными комплексами, сами по себе содержат залежи, но их главная функция - роль эффективных покрышек для гигантских углеводородных скоплений в подстилающих карбонатных резервуарах палеозойского возраста.

Сложное геологическое строение месторождений Тимано-Печорской провинции, характеризующееся неоднородностью коллекторов и наличием зон тектонических нарушений, что предопределило необходимость применения адаптированных технологий разведки и разработки.

Для гидродинамических исследований в условиях сложных коллекторов и риска осложнений (таких как асфальтосмолопарафиновые отложения) эффективно применяются технологии кратковременной эксплуатации. Данный метод позволяет в сжатые сроки (от 2 до 8 часов) оперативно оценить ключевые параметры - продуктивность, проницаемость и скин-фактор - с приемлемой погрешностью, не превышающей 5-7%.

В области методов увеличения нефтеотдачи широкое распространение получили технологии гидроразрыва пласта, направленные на интенсификацию притока из низкопроницаемых карбонатных и терригенных коллекторов. Параллельно применяются химические и тепловые методы для борьбы с парафинизацией и поддержания устойчивой добычи.

Особого внимания требует эксплуатация в условиях многолетнемерзлых пород. Бурение и обустройство кустовых площадок в таких условиях требуют специальных инженерных решений, направленных на обеспечение термической стабильности мерзлых пород и предотвращение просадок, что является критически важным для обеспечения долговечности и безопасности объектов инфраструктуры.

Тимано-Печорская провинция остается одним из ключевых и перспективных нефтегазоносных регионов России. Ее потенциал связан как с доработкой известных месторождений за счет внедрения новых технологий, так и с открытием новых залежей в сложнопостроенных коллекторах. Успешное освоение ресурсов Тимано-Печоской провинции требует комплексного подхода, учитывающего все многообразие ее геолого-технологических характеристик, от глубокозалегающих рифогенных комплексов до суровых поверхностных условий.

Список использованных источников:

1. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618. – EDN LEDXWI.
2. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях / В. В. Мухаметшин, И. Ш. Мингулов, Э. Ф. Велиев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 6. – С. 61-69. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69. – EDN НОООКТ.
3. Мухаметшин, В. В. Оценка добывных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 3. – С. 94-99. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99. – EDN JLCAUO.
4. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон / Р. Ф. Якупов, И. Н. Хакимзянов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 54-61. – DOI 10.5510/OGP20210200496. – EDN RVPVVB.
5. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.
6. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851. – EDN WJHZKS.

7. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753. – EDN EJAYNG.
8. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32. .
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
11. Скважинная насосная установка/сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. Юсупова Л.Ф., Габдрахманова К.Ф. 2016.
12. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
13. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
14. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
15. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
16. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
17. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

18. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
19. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
20. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
21. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
22. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
23. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
24. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
25. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
26. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 622

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА СКВАЖИНЫ НА КРАТКОВРЕМЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА

Д.А. Евстафьев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В работе рассматривается технология кратковременной эксплуатации как метод оценки параметров продуктивного пласта и скважины. Проведен анализ гидродинамических особенностей процесса, который заключается в создании короткого изменения объема дебита с последующим наблюдением того, как в скважине восстанавливается давление.

Ключевые слова: кратковременная эксплуатация, исследование скважин, гидродинамические исследования, коэффициент продуктивности, пластовое давление, оперативная оценка.

UDC 622

ANALYSIS OF THE EFFECT OF TRANSFERRING A WELL TO SHORT-TERM OPERATION FOR AN OPERATIONAL ASSESSMENT OF RESERVOIR PRODUCTIVITY

D.A. Evstafiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GR-20-11)

A.A. Gizzatullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This work investigates short-term operation technology as a method for reservoir and well parameter estimation. The hydrodynamic characteristics of the process have been analyzed, focusing on the generation of a brief flow rate variation and the subsequent monitoring of well pressure recovery.

Keywords: short-term operation, well research, hydrodynamic studies, productivity coefficient, reservoir pressure, operational assessment.

Оперативное и достоверное определение фильтрационно-емкостных свойств пласта и продуктивности скважины является критически важной задачей на всех стадиях разработки месторождений углеводородов. Традиционные методы гидродинамических исследований, основанные на длительных остановках (кривые восстановления давления) или установившихся отборах, обеспечивают высокую точность, но имеют ряд существенных недостатков: значительные временные затраты (до нескольких суток), прямые потери добычи, а также риски осложнений, связанные с длительной остановкой скважины (например, выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений, обводнение).

В качестве альтернативы все более широкое применение находит метод кратковременной эксплуатации, суть которого заключается в непродолжительном пуске скважины с регистрацией кривой падения давления с последующей короткой остановкой для регистрации кривой восстановления давления. Такой подход позволяет получить необходимый массив данных для интерпретации в сжатые сроки.

В исследовании проведен анализ эффекта перевода скважины на кратковременную эксплуатацию, оценка его возможностей и ограничений для определения параметров пласта и скважины в сравнении с классическими методами гидродинамического исследования.

Построена однослойная радиальная модель однородного пласта с параметрами, характерными для терригенных коллекторов:

- Пластовое давление ($P_{пл}$): 250 атм;
- Толщина пласта (h): 10 м;
- Проницаемость (k): 50 мД;
- Радиус контура питания (R_k): 500 м;
- Радиус скважины (r_c): 0.1 м.
- Вязкость нефти (μ): 1.2 сПз;
- Объемный коэффициент (B): 1.2.

Результаты интерпретации данных кратковременной эксплуатации представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Результаты интерпретации гидродинамического исследования

Параметр	Эталонное значение	КЭ	Отклонение

Проницаемость, k , мД	50	48.5	-3.0%
Скин-фактор, S	0	0.1	+0.1
Пластовое давление, $P_{пл}$, атм	250	249.8	-0.08%

Как видно из таблицы, метод кратковременной эксплуатации позволил определить основные параметры с очень высокой точностью. Отклонение по проницаемости составило менее 3%, что является вполне приемлемым для оперативных расчетов.

Результаты исследования выявили преимущества метода кратковременной эксплуатации:

1. Сокращение затрат на время расчетов более чем в 9 раз быстрее.
2. Рентабельность предложенного подтверждено экономической эффективностью, так как уменьшились потери продукции из-за короткого периода работы и остановки.
3. Короткая остановка уменьшает вероятность возникновения осложнений в стволе скважины, тем самым повышает надежность оборудования.
4. Данный метод особенно полезен для проблемных скважин (может сама закрыться) и для месторождений, у которых имеется водоносный горизонт (продолжительные остановки запрещены)

Метод успешно применяется на сложных объектах, где, наряду с преимуществами, имеются ограничения применения кратковременной эксплуатации:

1. Из-за короткой продолжительности возмущения глубина исследования составляет только несколько десятков метров, что очень мало для исследования удаленных границ пласта.
2. Кривые кратковременной эксплуатации более чувствительны к шумам в данных измерений, так как перепады давления менее значительны.
3. Были выявлены особенности кратковременной эксплуатации, связанные с зоной с двойной пористостью или трещиноватостью, что способствуют затруднению исследования.

Проведенный анализ подтверждает высокую эффективность перевода скважины на кратковременную эксплуатацию для решения задач оперативной оценки продуктивности и свойств пласта.

Установлено, что метод кратковременной эксплуатации позволяет в течение 2-8 часов определить основные параметры (коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор, пластовое давление) с погрешностью, не превышающей 5-7%, что говорит о точности результатов исследования.

Главным преимуществом метода является его оперативность, что позволяет интегрировать его в стандартный цикл освоения и запуска скважин без существенного влияния на график добычи.

Основным недостатком метода является невозможность исследования удаленных зон пласта, поэтому кратковременную эксплуатацию следует рассматривать не как полную замену классическим гидродинамическим исследованиям скважин, а как их эффективное дополнение.

Перспективой дальнейших исследований является разработка адаптивных методик кратковременной эксплуатации с изменением дебитов для увеличения глубины исследования и улучшения диагностики неоднородностей пласта, благодаря чему можно получить больше информации.

Список использованных источников:

1. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

2. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях / В. В. Мухаметшин, И. Ш. Мингулов, Э. Ф. Велиев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 6. – С. 61-69. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69.
3. Мухаметшин, В. В. Оценка добывных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 3. – С. 94-99. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99. –
4. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон / Р. Ф. Якупов, И. Н. Хакимзянов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 54-61. – DOI 10.5510/OGP20210200496.
5. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153.
6. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851.
7. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753.
8. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
11. Скважинная насосная установка/сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. Юсупова Л.Ф., Габдрахманова К.Ф. 2016.
12. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
13. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP

- Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
14. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
16. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
17. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
18. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
19. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
20. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
21. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
22. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
23. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов

и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

УДК 622.276

ВЫБОР ЖИДКОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Д.Р.Еникеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

Р.А.Файзуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

Г.Р.Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные жидкости, используемые при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП). Особое внимание уделено факторам, влияющим на эффективность ГРП, включая вязкость, плотность и утечку жидкости, а также рассмотрена специфика каждого типа жидкости и возможные ограничения, связанные с их применением.

Ключевые слова: пласт, нефть, гидроразрыв, месторождение, жидкость, флюиды, разработка.

UDC 622.276

CHOOSING THE FLUID FOR HYDRAULIC FRACTURING

D.R.Enikeev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)

R.A.Fayzullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)

G.R.Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, docent)

Abstract. This article discusses the main fluids used in hydraulic fracturing. It focuses on the factors that affect the effectiveness of HF, including viscosity, density, and fluid leakage, as well as the specific characteristics of each fluid type and the potential limitations associated with their use.

Keywords: reservoir, oil, hydraulic fracturing, field, fluid, fluids, development.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является широко распространенным технологическим действием, с вектором на улучшение продуктивности добывающих и нагнетательных скважин. Метод обосновывает создание искусственных трещин в породе посредством закачки специализированной жидкости под высоким давлением. Цель ГРП представлена вовлечением ранее плохо дренируемых участков пласта и увеличении притока нефти или газа к скважинам, это повышает общую эффективность разработки месторождений.

Одной из основополагающих составляющих успеха ГРП представлен верный подбор жидкости для гидроразрыва, которая должна отвечать утвержденным правилам. Она должна быть совместима с пластом и пластовыми флюидами, обеспечить оптимальное распределение песка-проппанта в трещинах, быть целесообразной со стороны затрат и экологичности. В данном тексте рассматриваются различные типы жидкостей для ГРП, их преимущества и недостатки, а также ключевые критерии выбора оптимального состава жидкости для конкретных геолого-технических условий.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) представляет собой результативный метод улучшения нефтеотдачи добывающих и нагнетательных скважин. Применение ГРП помогает

повышению извлечения углеводородов из зон, прилегающих непосредственно к стволу скважины, в дополнении привлекает слабоэксплуатируемые участки и слои, вызывая тем самым увеличение отдачи нефти.

Чтобы воздействие на нефть было продуктивным, жидкость должна подходить под следующие критерии:

- обладать полным химическим взаимодействием с породой пласта;
- создавать оптимальные условия для сохранения необходимой ширины трещин, облегчая проникновение проппанта;
- обеспечение как можно более низких потерь давления на трение для уменьшения нагрузки на оборудование ГРП и скважину;
- иметь простую технологию приготовления, привлеченную к условиям эксплуатации месторождения;
- демонстрировать высокую рентабельность, поддерживая экономически обоснованную цену обработки.

Главным критерием успешности гидроразрыва пласта представлена целостная совместимость жидкости с пластом. В зависимости от геологических условий (типа породы, чувствительности к воде), типа обработки основа жидкости ГРП может быть различной. Основные свойства жидкости ГРП включают в себя: вязкость, утечка жидкости проникающего в поры флюида; плотность жидкости; коэффициент трения; pH жидкости.

Ниже определим основные жидкости гидроразрыва пласта.

Жидкости на водной основе.

Растворы для гидравлического разрыва пласта на водной основе - жидкости, в которых основа вода, добавки к ней составляют менее 1%

Растворы для гидроразрыва пласта на водной основе обладают рядом значительных преимуществ относительно аналогичных продуктов:

1. Экономичность: Вода, служащая основой жидкости, обходится гораздо дешевле, чем нефть, дизельное топливо, конденсаты, метанол и кислоты.
2. Высокое жидкостное давление: Водные растворы дают давление столбов выше, чем жидкости с растворами на нефтяной основе, газом.
3. Безопасность: Такие жидкости отличаются повышенной пожарной безопасностью, так как не подвержены возгоранию и взрыву.
4. Простота приготовления и контроля: Подготовка водных растворов осуществляется проще.

Линейные жидкости ГРП.

Жидкость для гидроразрыва пласта, состоящая исключительно из полимера и добавок, называют линейной жидкостью. Её поведение подчиняется законам Ньютона, и имеет различие в небольшой способности удерживать песок по причине небольшой вязкости. Использование линейных гелей нередко происходит наряду с плотной пленкой на стенках трещины в пластах с малым уровнем проницаемости. Применение линейных гелей в пластах с высоким показателем проницаемости практически не приводит к формированию подобной плёнки.

На территории России имеется подтвержденный позитивный опыт потребления линейных гелей в роли промежуточного слоя (буфера) при основном действии гидроразрыва пласта, а также на начальных периодах обработки с невысокими показателями концентрации проппанта.

Более распространенными полимерами являются: гуар; гидроксипропил гуар; целлюлоза; гидроксипропил целлюлоза; карбоксиметил гидроксипропил целлюлоза; ксантан.

Вязкость жидкостей гидроразрыва пласта, основанных на углеводородах и использующих соли алюминия и фосфатные эфиры, контролируется соотношением этих двух компонентов. Один из распространенных подходов к повышению реологических характеристик жидкости заключается в повышении концентрации полимера.

Положительные стороны таких жидкостей: совместимость с породами, чувствительность к воде; эффективная деградация вязкости и отработка по окончании проведения ГРП.

Недостатки включают в себя высокую пожароопасность; большую стоимость; сложность приготовления жидкости и управления ее параметрами.

Жидкости ГРП на кислотной основе.

При кислотном гидроразрыве пласта кислота (HCl), подаваемая под давлением, образует новые или расширяет имеющиеся трещины. Взаимодействуя с породой, кислота создаёт проводящие каналы, остающиеся открытыми после процедуры. Их длина зависит от объёма закаченной кислоты, скорости реакции и степени фильтрации. Результативность процесса обусловлена величиной сформированных каналов.

Один из существенных недостатков кислотного гидроразрыва пласта - высокая цена кислоты.

Стоит заметить, что лучше выбирать жидкости на водной основе, так как они более экономичны по сравнению с остальными, являются удобными в приготовлении и контроле, также универсальны в применении.

Подводя итог, можно сказать, что реализация гидравлического разрыва пласта (ГРП) является важнейшим инструментом для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений. Выбор подходящей жидкости для ГРП критически важен для достижения наилучших результатов. Среди представленных типов жидкостей особое внимание уделяется решениям на водной основе, обладающим преимуществами в стоимости, безопасности и удобстве подготовки. Грамотный подход к выбору жидкости ГРП позволит повысить нефтеотдачу и уменьшить риски осложнений при выполнении технологического процесса.

Список использованных источников:

1. Магадова Л.А., Силин М.А., Глуценко В.Н. «Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта». М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012.
2. Зюзько А.Н., Забоева М.И. ГРП как метод повышения интенсификации добычи углеводородов [Текст] / Зюзько А.Н., Забоева // Академический журнал Западной Сибири. - 2018. - № 6. - стр. 51-52.
3. Бухарина М. Обзор основных характеристик работы деструкторов в жидкостях ГРП на водной и нефтяной основе [Текст] / Бухарина М. // Бурение и нефть. -2006. - № 11. - стр. 42-45.
4. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П.Зозуля, Ю.В. Зейгман, М.К. Рогачев, Г.А.Шлеин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2009. - 552 с.
6. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
7. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
8. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26

апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

9. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

10. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

11. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

12. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

13. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

14. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

15. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

16. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

17. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

18. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск,

12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

19. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

20. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

21. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

УДК 621.7.04

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СВЕРХПЛАСТИЧЕСКОЙ ФОРМОВКИ СЛОЖНОПРОФИЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ MSC.MARC

И.Ф. Жданов

(ФГБОУ ВО УГНТУ, магистрант гр. ММО313-24-01)

С.В. Чертовских

(ФГБОУ ВО УГНТУ, заведующий кафедрой «Технологические машины и оборудование»)

Н.Ю. Степаненко

(ФГБОУ ВО УГНТУ, аспирант кафедры «Технологические машины и оборудование»)

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы математического моделирования в программном комплексе MSC.Marc процесса сверхпластической формовки сложнопрофильных деталей на примере входной защитной кромки для полимерных композитных лопаток вентилятора авиационного двигателя.

Ключевые слова: математическое моделирование, метод конечных элементов, сверхпластическая формовка, диффузионная сварка.

UDC 621.7.04

MATHEMATICAL MODELING OF THE PROCESS OF SUPERPLASTIC FORMING OF COMPLEX-SHAPE PARTS IN THE MSC.MARC SOFTWARE PACKAGE

I.F. Zhdanov

(Ufa State Petroleum Technological University, master's student gr. ММО313-24-01)

S.V. Chertovskikh

*(Ufa State Petroleum Technological University, Head of the Department of Technological
Machines and Equipment)*

N.Yu. Stepanenko

*(Ufa State Petroleum Technological University, postgraduate student of the Department of
Technological Machines and Equipment)*

Abstract. This paper examines the mathematical modeling of complex-geometry parts using the MSC.Marc software package, using the example of a leading-edge protective edge for polymer composite aircraft engine fan blades.

Keywords: mathematical modeling, finite element method, superplastic forming, diffusion bonding.

Сверхпластическая формовка (СПФ) – одна из ключевых технологий современной промышленности, востребованная в авиастроении, космической индустрии, медицине и автомобилестроении. Например, изготовление входной защитной кромки для полимерных композитных лопаток вентилятора авиационного двигателя базируется на использовании технологий диффузионной сварки (ДС) и последующей СПФ [1]. Технологический процесс включает в себя фрезеровку половин заготовок, нанесение антидиффузионного покрытия, сборку пакета, состоящего из половин заготовок, обварку пакета по контуру аргонодуговой сваркой, диффузионную сварку, изотермическую крутку и СПФ с последующей калибровкой [1, 2]. Актуальным является вопрос математического моделирования с применением метода конечных элементов, позволяющего провести расчет, выявить характерные дефекты и оптимизировать заготовку с целью получения изделия требуемой геометрии [2-5].

В данной работе представлены методика и результаты расчета методом конечно-элементного анализа операции изотермическая гибка и последующая СПФ входной защитной кромки композитной лопатки вентилятора авиационного двигателя ПД-35. Для упрощения, с точки зрения аппаратных мощностей, расчет производился для одного характерного сечения, находящегося на расстоянии 190 мм от торца заготовки втулочной части (рис. 1). Минимальная толщина стенки заготовки равна 0,8 мм.

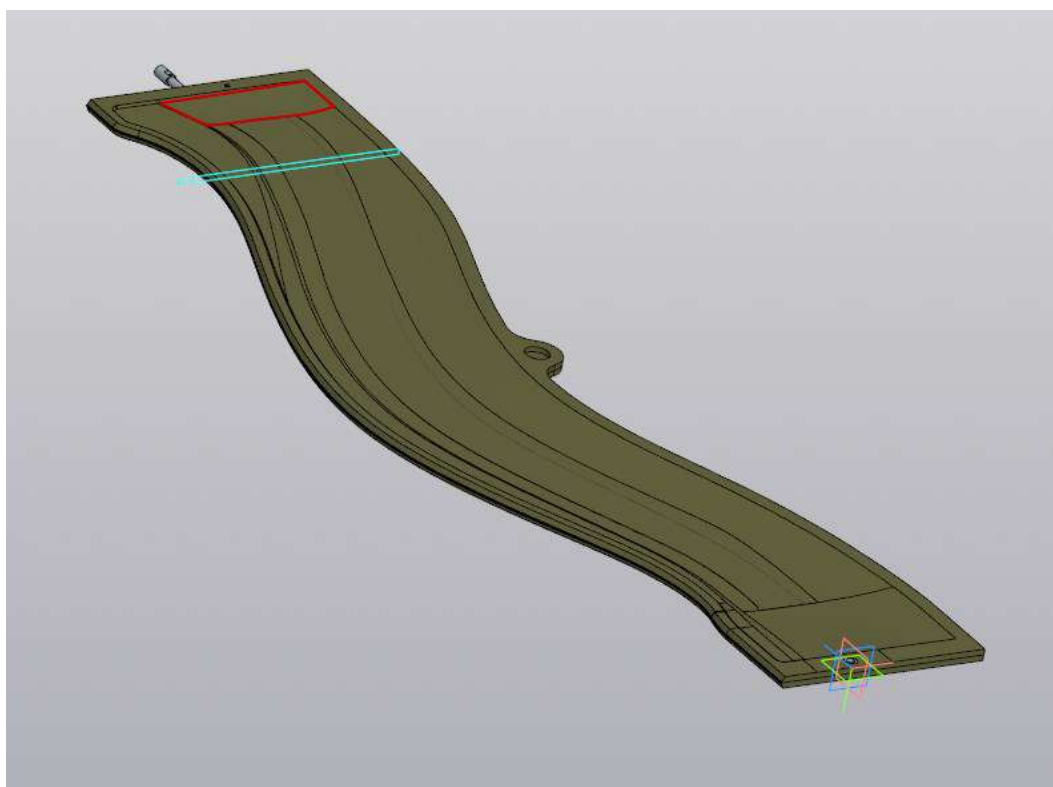


Рисунок 1 – Характерное сечение на расстоянии 190 мм от торца заготовки (после процесса ДС)

Процесс формования кромки в режиме сверхпластичности в программном комплексе «*MSC.Marc*» можно укрупнённо представить в виде последовательности основных процедур, представленных на рис. 2.

Геометрию сечения, вместе с кривыми, описывающими геометрию матрицы по площади которой будет выполняться формовка, предварительно построенного на сторонних программных комплексах в формате *IGES* импортировали в *MSC.Marc*. Получив модель заготовки, создали её конечно-элементную сетку, задали материал заготовки. Расчет процесса СПФ производился с учетом свойств сверхпластичности для титанового сплава ВТ6. Тип описания материала выбрали «*RIGID-PLASTIC*» (неупругий материал), так как

параметром деформационного упрочнения можно не учитывать при моделировании сверхпластичности. Критерий текучести принимаем по «*VON MISES*». В этом же окне указали метод задания закона сверхпластичности «*POWER LAW*». Эмпирическое уравнение связи, описывающее эффект сверхпластичности:

$$\sigma = K_1 * \dot{\varepsilon}^m,$$

где K_1 - коэффициент пропорциональности, $\dot{\varepsilon}^m$ – скорость деформации.

В меню задания свойств пластичности ввели значения параметров для материала:

- коэффициент пропорциональности K_1 («*COEFFICIENT B*»);
- показатель скоростного упрочнения m («*EXPONENT N*»).

Для материала ВТ6 ввели следующие параметры:

- $K_1 = 260,32$;
- $m = 0,37$;
- коэффициент деформационного упрочнения для материала ВТ6 приняли $n \approx 0$ («*COEFFICIENT A*»).



Рисунок 2 – Общая схема последовательности расчетов в программном комплексе «MSC.Marc» [6]

Материал задали только для деформируемых тел, ими являются верхняя заготовка, нижняя заготовка, места диффузионной сварки верхней и нижней заготовки. На рис. 3 черными линиями указаны места ДС двух заготовок, для них задали условия контакта «*Glued*», для остальных тел условиями контакта являлись «*Touching*».

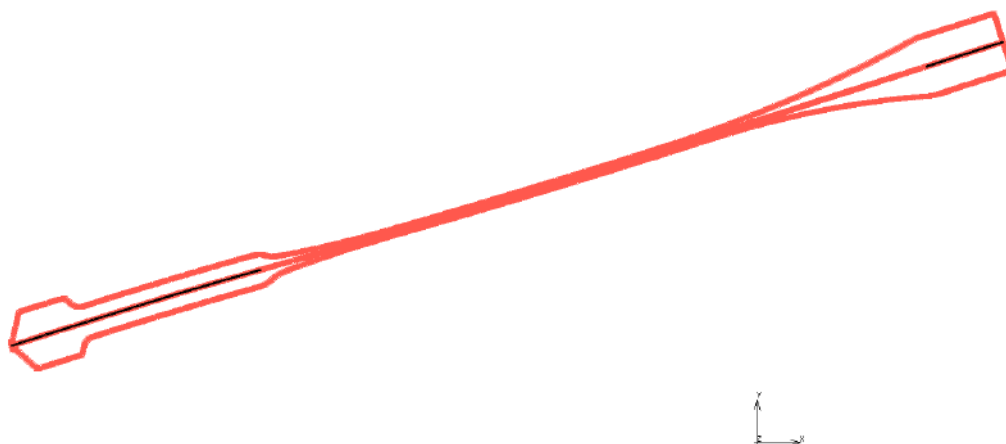


Рисунок 3 – Указание поверхностей, сваренных между собой ДС

Следующим шагом было установление граничных условия для заготовки:

- закрепили заготовку по кромке, для этого ограничили узлы заготовки с помощью команды «*FIXED DISPLACEMENT*», в окна значений перемещений в направлениях X , Y ввели нулевые значения;

- далее приложили давление по внутренним, несварным поверхностям заготовки, для этого создали новое граничное условие «*LOAD*». В разделе «*FACE LOAD*» выбрали метод «*SUPERPLASTICITY CONTROL*». При этом появилась вкладка «*PRESSURE*», выделив её, задали направление давления «*POSITIVE*». Приложили давление на внутренние поверхности заготовки.

Для задания параметров управления процессом СПФ в модуле "*Superplasticity Control*" определили граничные значения давления: минимальное (0,001 МПа) и максимальное (5 МПа). Критерием оптимального режима деформирования является поддержание постоянной скорости деформации на уровне $3,3 \cdot 10^{-4} \text{ с}^{-1}$ в течение всего технологического цикла. Терминальным условием завершения численного расчета служило достижение 99 % площади контакта между деформируемой заготовкой и поверхностью формообразующей матрицы.

В ходе процесса формовки начальное давление подаваемого газа составляло 0,001 МПа. Однако в процессе деформирования данного давления становилось недостаточным для поддержания заданной скорости деформации вследствие изменения геометрии заготовки и роста напряжений. Для компенсации этого эффекта реализовывали алгоритм адаптивного управления, при котором давление систематически увеличилось с каждой итерацией расчетного процесса. Это позволило обеспечить стабилизацию скорости деформации на требуемом уровне в соответствии с критериями сверхпластического течения материала.

Проведен расчет процесса СПФ. Для сечения максимум эквивалентных напряжений по Мизесу составил 4,21 МПа и располагался в области входной кромки (рис. 4). Максимальные значения пластических деформаций при этом не превышали 0,48 мм (рис. 5).

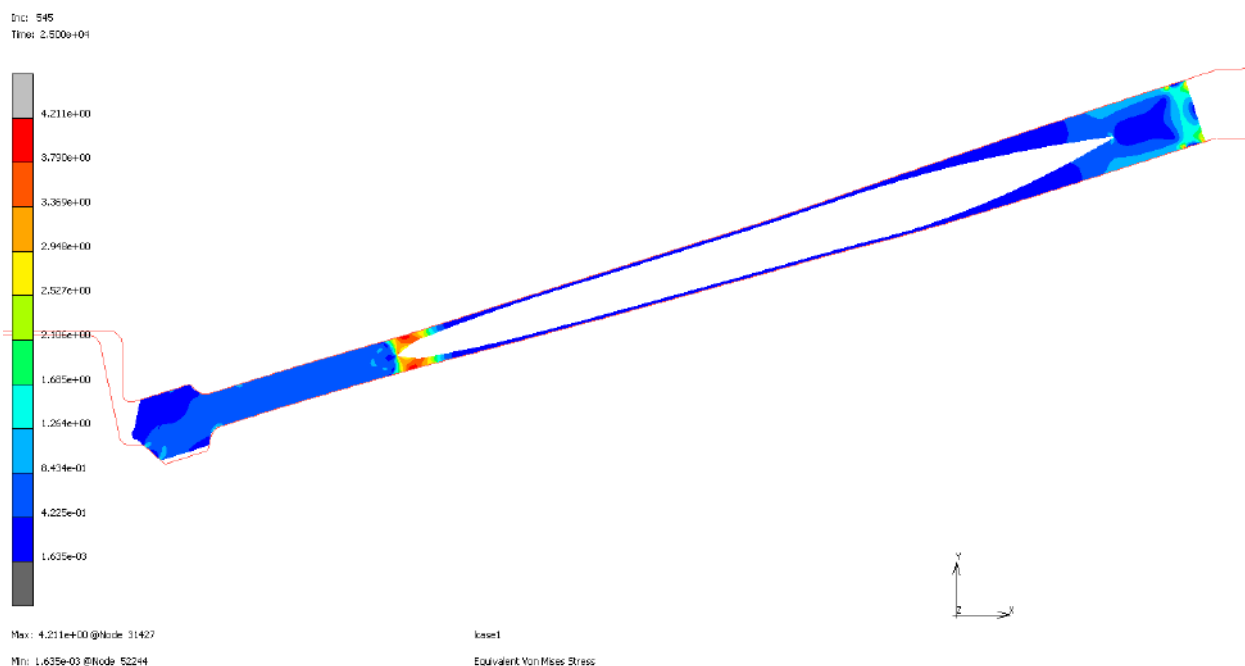


Рисунок 4 – Эквивалентные напряжения по Мизесу

На основании проведенного анализа установлено, что конечное напряженно-деформированное состояние детали характеризуется следующими параметрами:

1. Эквивалентные напряжения в материале достигли величины 4,21 МПа, что соответствует типичному диапазону рабочих напряжений для сверхпластического течения титановых сплавов при температурах 850 – 950 °С.
2. Максимальная деформация составила 0,48 мм, что не превышает критических значений для данного класса материалов и свидетельствует о равномерном распределении пластических деформаций по объему заготовки.

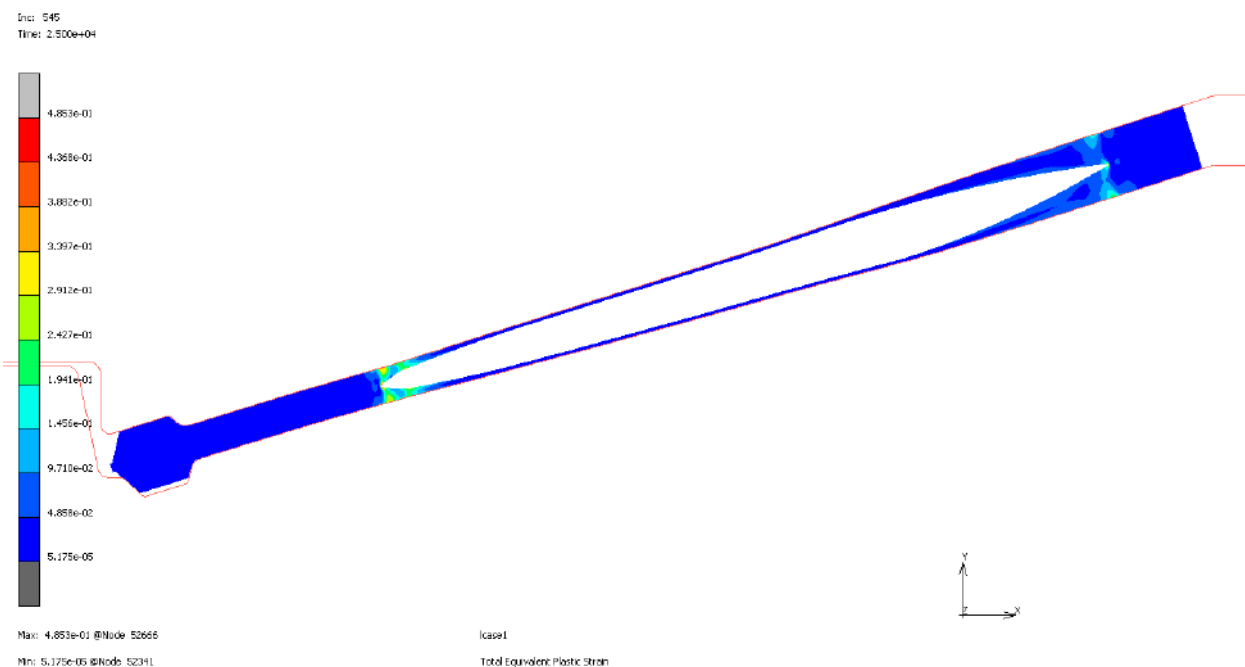


Рисунок 5 – Максимальное значение пластических деформаций

Данные результаты подтверждают адекватность разработанной математической модели и возможность ее использования для оптимизации технологических процессов изготовления сложнопрофильных деталей методом СПФ.

Список использованных источников:

1. Степаненко Н.Ю. Технология изготовления защитной кромки для полимерных композитных изделий / Н.Ю. Степаненко, С.В. Чертовских, В.В. Лукьянов, В.В. Астанин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2024. – № 8. – С. 197–203.
2. Степаненко Н.Ю. Исследование формирования полой ячеистой конструкции с обеспечением заданной геометрии / Н.Ю. Степаненко, С.В. Чертовских, В.В. Лукьянов // Нанотехнологии в строительстве. – 2025. – Т. 17, № 4. – С. 455–465.
3. Жданов И.Ф. Сверхпластическая формовка сложнопрофильных деталей. Математическое моделирование / И.Ф. Жданов, С.В. Чертовских, Н.Ю. Степаненко // Материалы 76-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Уфа, 2025. С. 226.
4. Темис Ю.М. Математическое моделирование операций изотермической штамповки и сверхпластической формовки изготовления полой лопасти вентилятора / Ю.М. Темис, А.П. Худяков // Вестник УГАТУ. – 2015. Т. 19, № 3 (69). – С. 51–60.
5. Степаненко Н.Ю. Оптимизация геометрии характерного сечения сложнопрофильной тонкостенной заготовки исходной геометрии методами моделирования и конечно-элементного анализа / Н.Ю. Степаненко, С.В. Чертовских, В.В. Лукьянов // Materials. Technologies. Design. – 2025. – Т. 7, № 3 (22). – С. 5–20.
6. Колесников А.В. Моделирование сверхпластического формования листовой детали в программном комплексе «MSC.Marc»: методическое пособие. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2014. – 44 с.
7. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
8. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
9. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
10. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412–417
11. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

12. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
13. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
14. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
15. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
16. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
17. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
18. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

УДК 553.9

ВОЗДЕЙСТВИЕ СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

А.А. Жернов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Н.М. Пастухов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Аннотация. Эффективность работы скважин определяется не только базовыми фильтрационно-ёмкостными характеристиками продуктивного пласта, но и состоянием призабойной зоны, которая непосредственно влияет на движение флюидов к стволу скважины. Значительное влияние на последующую производительность оказывают изменения проницаемости, происходящие как в процессе заканчивания, так и в ходе эксплуатации. Снижение коллекторских свойств может быть вызвано комплексом факторов: набуханием глинистых минералов, выпадением солей из пластовых вод, формированием стойких водонефтяных эмульсий, отложением смол, парафинов и продуктов коррозии на фильтровой части скважины, а также гидратацией пород. В этих условиях особую ценность приобретают методы интенсификации добычи, направленные на восстановление и улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны. Такие технологии позволяют не только компенсировать потерю проницаемости, но и создавать условия для более

эффективного движения углеводородов, увеличивая дебит и продлевая ресурс скважины. Наиболее применимые подходы воздействуют на призабойную зону с целью удаления блокирующих факторов и оптимизации потоков жидкости, обеспечивая стабильную и высокоэффективную эксплуатацию объектов добычи.

Ключевые слова: продуктивность, добывающая скважина, загрязнения, коллекторские свойства пласта, призабойная зона пласта.

UDC 553.9

RESULTS OF WELLS OPERATION USING DEEMULGATOR SUPPLY TECHNOLOGY

A.A. Zhernov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-20-11)

N.M. Pastukhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)

Abstract. To combat complications that arise during the well's operation, the chemical method of using a capillary reagent supply system has proven to be effective. The capillary reagent supply system is designed to accurately and controllably deliver precise amounts of inhibitors and related reagents used in the oil industry directly into oil-containing reservoirs. This system ensures efficient interaction between the reagents and hydrocarbons, optimizing production processes and protecting equipment from corrosion. The main purpose of using this technology is to prevent complications such as paraffin deposits on the walls of pipes and underground equipment and the precipitation of inorganic salts. Additionally, the use of a capillary tube helps to reduce the corrosive activity of the extracted product and break down persistent emulsions that affect the physical properties of the extracted product.

Keywords: struggle, complications, emulsion, capillary tube, chemical reagent.

Современные разработки химических ингибиторов позволили создать кислотные растворы, избирательно реагирующие с породой, при этом не оказывая повреждающего воздействия на оборудование скважины. Такая избирательность возродила интерес к кислотной стимуляции как к эффективному инструменту заканчивания и восстановления скважин. Внедрение усовершенствованных кислотных методик показало высокую эффективность, что способствовало их широкому распространению и признанию стандартной технологией для увеличения продуктивности скважин.

Кислотное воздействие на призабойную зону выполняет несколько ключевых функций: восстановление проницаемости и расширение порового пространства на стадиях освоения и ввода скважин в эксплуатацию, интенсификация добычи за счёт повышения дебита, а также удаление осадков и отложений, формирующихся в процессе эксплуатации или ремонтных работ.

Простые кислотные обработки ориентированы на локальное воздействие на призабойную зону, решая задачи по раскрытию порового пространства и удалению загрязнений. При скважинах с открытым стволом такие обработки обычно выполняются вторично после кислотных ванн и не требуют создания специальных условий, таких как повышенное давление или температура на забое.

В основе химической реакции лежат карбонатные породы - известняки и доломиты, содержащиеся в цементирующих веществах коллектора. При этом хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) характеризуются высокой растворимостью в воде, а углекислый газ (CO_2) при пластовом давлении легко растворяется в жидкости.

Опыт разработки нефтяных месторождений демонстрирует, что в процессе эксплуатации продуктивных пластов неизбежно происходит снижение проницаемости пород в призабойной зоне (ПЗП), что оказывает существенное влияние на дебит скважин. Основные механизмы ухудшения фильтрационных характеристик включают механическое

уплотнение пород под действием гидродинамических воздействий при бурении и заканчивания скважин, набухание глинистого цемента, особенно при высокой концентрации монтмориллонита - слоистого силикатного минерала, а также изменение водонасыщенности пород, когда минерализованная пластовая вода замещается пресным буровым фильтратом, что снижает фазовую проницаемость для нефти.

В результате таких процессов закольматированная часть эффективной вскрытой толщины продуктивного горизонта может достигать 80 % от общей мощности пласта. Для восстановления исходных фильтрационных свойств применяются комплексные методы, включающие кислотные и тепловые обработки, гидроразрыв пласта, а также введение поверхностно-активных веществ и других специализированных химических реагентов. Среди этих технологий солянокислотные воздействия остаются ключевым инструментом воздействия на карбонатные коллекторы, обеспечивая целенаправленное воздействие на призабойную зону и удаление блокирующих факторов.

Снижение сопротивления потокам жидкости в ПЗП после проведения указанных мероприятий приводит не только к росту дебита скважин, но и к сокращению энергетических затрат на эксплуатацию, что является важным условием рационального и эффективного ведения добычи. Применение этих методов позволяет одновременно восстанавливать фильтрационные характеристики пласта, повышать производительность скважин и улучшать экономическую эффективность разработки месторождения.

Несмотря на продолжительную эксплуатацию и значительные исследования, направленные на совершенствование технологии, значительная часть солянокислотных обработок (СКО) не обеспечивает ожидаемого повышения продуктивности скважин. Согласно публикациям в научной и промышленной литературе, эффективность таких обработок на различных месторождениях колеблется в диапазоне от 30 до 90 %, что свидетельствует о необходимости более глубокого анализа причин неудач.

Низкая результативность СКО объясняется комплексом объективных и субъективных факторов. К объективным причинам относится неполное понимание физико-химических механизмов воздействия кислот на карбонатные коллекторы, что приводит к недостаточной проработке технологических схем. Субъективные факторы включают недостаточную квалификацию персонала при выборе скважин для обработки, а также несистематическое соблюдение технологических режимов в специфических геолого-физических условиях конкретного месторождения.

Повышение эффективности солянокислотных обработок требует комплексного подхода: углублённого лабораторного изучения химико-физических и фильтрационно-ёмкостных свойств карбонатных коллекторов, систематизации и анализа практического опыта применения технологии в разнообразных промысловых условиях и с использованием различных схем обработки.

Список использованных источников:

1. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / О. В. Давыдова, Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, А. Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. – № 11-2 (47). – С. 197-224.
2. Альмухаметова Э. М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи / Э. М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 20-27.
3. Альмухаметова Э. М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 33-39.

4. The analysis of the hydraulic fracturing efficiency at the Potochnoe field facility AV1-2 / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. I. Zakirov, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 8. – Номер статьи 082004. – Pp. 1-7.
5. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
6. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
7. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
11. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyeve, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
12. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
13. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
14. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции

молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

15. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.

16. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaaleev, A. Minnivaaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

17. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

18. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

19. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

20. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

21. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

22. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.Ю. Жижин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Э.И. Калимуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

В.И. Козлов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

С.В. Малинкин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Т.И. Валиуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

И.А. Саниев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Аннотация. Процесс разработки нефтяных залежей требует внедрения технологий по восстановлению и увеличению производительности скважин. Одним из возможных путей повышения эффективности воздействия на пласт, является применение комплексных технологий, включающих дополнительные возможности управления процессом притока нефти к забою скважин.

Ключевые слова: кислотная обработка, призабойная зона пласта, нефтепроницаемость, гипан, проницаемость.

UDC 622.276

USE OF ACID COMPOSITIONS TO INCREASE OIL PRODUCTION

A.Y. Zhizhin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)*

E.I. Kalimullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)*

V.I. Kozlov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)*

S.V. Malinkin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-11)*

T.I. Valiullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)*

I.A. Saniev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)*

Abstract. The process of oil field development requires the implementation of technologies for restoring and increasing the productivity of wells. One of the possible ways to increase the efficiency of reservoir stimulation is the use of integrated technologies that provide additional control over the flow of oil to the wellbore.

Keywords: acid treatment, reservoir bottom zone, oil permeability, gipan, permeability.

Выделение ПЗП как отдельной части продуктивного коллектора обусловлено существенным отличием свойств этой зоны от средних свойств межскважинной части пласта. В процессе эксплуатации скважин происходит ухудшение состояния ПЗП. Снижение проницаемости ПЗП ведет к ухудшению продуктивности скважины.

Основными причинами низкой продуктивности скважин, связанных с фильтрационными свойствами призабойной зоны, являются [1]:

- снижение проницаемости при бурении;
- некачественная перфорация;
- снижение естественной проницаемости пласта ПЗП в процессе эксплуатации.

Причинами ухудшения проницаемости при бурении является образование зоны кольматации в основном за счет уплотнения поверхности скважины долотом и проникновения частиц ПЖ по порам и трещинам, приводящего к закрытию пор или сокращению их поперечного сечения.

Снижение естественной нефтепроницаемости ПЗП обусловлено [2]:

- блокирующим действием раствора фильтрата, связанным с капиллярным явлением в поровых каналах при взаимодействии нефти и фильтрационного раствора и образованием стойких эмульсий;

- набуханием глинистых компонентов коллектора, проникновением и последующей коагуляцией глинистых частиц промывочной жидкости в поровых каналах коллектора;
- необратимой закупоркой поровых каналов за счет образования нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтрата промывочной жидкости и пластового флюида;
- закупоркой прискважинной зоны пласта твердой фазой промывочной жидкости.

Во всех случаях, для повторных обработок количество раствора понемногу увеличивают, сравнительно с прошлыми обработками до наибольшего значения.

Метод контролирования производительности кислотной обработки результативного пласта содержит скважинные исследования геофизики способом импульсного нейтрон - нейтронного каротажа (ИННК) и анализ временного распределения плотности термических нейтронов.

Поскольку на настоящий момент в большей части нефтяных МР отдача составляет не более 0,5, закономерно актуализировалась проблема повышения данного показателя, что усугубляется сокращением мирового нефтезапаса в целом.

Сложности в данной сфере обусловлены не только особенностями устройства коллекторов и затруднениями, связанными с процессом их первичного вскрытия, но также сопровождающими процесс выноса изменениями термодинамики в призабойной зоне; кроме того, такие изменения могут быть связаны с проведением ремонта скважины, при котором механические, химические и физические воздействия приводят к загрязнению призабойной зоны пласта проникающими в него рабочими жидкостями [3-4].

Одним из наиболее значимых факторов, негативно влияющих на соблюдение режимов отбора и в конечном итоге – на эксплуатационные показатели всего МР в целом, выступают изменения срока продуктивности скважины, из-за которых возникают участки с неизвлечённой нефтью, а также нарушается равномерность обводнения. При этом добиться нормативной характеристики призабойной зоны пласта представляется возможным посредством обеспечения своевременного изменения показателей путём воздействия на породу. В силу этого на МР с низкими показателями эффективности целесообразно применять различные способы обработки ПЗП, обеспечивающие повышение коэффициента нефтеотдачи. Анализируемая организация уделяет значительное внимание решению данного вопроса.

Нефтеносные коллекторы формируются из разнообразных пород, типы и характеристики которых необходимо принимать во внимание при подборе оптимального метода обработки. Чаше других встречаются песчаник, доломит и известняк, сочетающиеся в различных формах, из которых, в свою очередь, самыми распространёнными выступают алевролиты, аргиллиты и глины.

Для анализируемого предприятия, с учётом вышеизложенных условий, представляется целесообразным акцентировать внимание на различных вариантах обработки скважин, входящих в карбонатный фонд, с помощью кислоты (принимая во внимание повышение показателей обводнённости конечного продукта, снижение качества эксплуатации и пр. негативные факторы) [5].

Специалистами анализируемого нефтедобывающего предприятия была разработана технология гипанокислотной обработки ПЗП, применение которой возможно даже в случае повышенных показателей обводнённости.

Практическое применение данной технологии подразумевает последовательную закачку в призабойный пласт строго определённых объёмов хлористого кальция, выступающего в данном случае в роли коагулятора, гидролизованного полиакрилонитрила (гипана), а также $H_2O:HCl$. Первый из перечисленных агентов обеспечивает насыщение трещин с высокими показателями обводнённости в толще ПЗП, частично растворяясь при этом за счёт содержащихся в буферных «подушках» пресной воды; затем со вторым агентом (полимером) данный процесс повторяется, причём т.н. расклинивающий эффект исключается, благодаря уменьшению концентрации частично растворимых водой

реагентов. В большинстве случаев показатели давления в ходе закачки коагулятора достаточно устойчивы; их значения определяются в соответствии с текущим состоянием ПЗП, но в любом случае не превышают 8 МПа.

С продавливанием гипана (полимера) в толщу пласта давление равномерно повышается, демонстрируя рост от 3-х до 7-ми МПа при приближении раствора $\text{H}_2\text{O}:\text{HCl}$ к интервалу перфорации, причём способность пласта к поглощению одновременно сокращается, что свидетельствует о плотном закрытии каналов поступления H_2O . Частично просачиваясь в пласт за гипаном, соляная кислота способствует более плотному закрытию обводненных каналов (при том, что основной объём кислоты открывает в толще нефтеносного пласта новые каналы). К завершению процесса введения в толщу пласта $\text{H}_2\text{O}:\text{HCl}$ показатель давления составляет обычно не более 5-ти МПа, в некоторых случаях снижаясь до нулевого значения.

Основным критерием уровня эффективности вышеописанной технологии обработки является глубина продавливания в нефтеносный пласт кислотного агента, поскольку это может способствовать формированию новых каналов притока в призабойный пласт нефти, а также вовлечению в разработку участков с не извлечённой ранее нефтью (целиков).

Когда соляная кислота вступает в реакцию с известняком образуется углекислый газ, выступающий, в свою очередь, катализатором реакции, поскольку в ходе его выделения раствор смешивается с продуктами реакции и в процесс вовлекаются новые порции неотработанного раствора.

CO_2 , как известно из справочной литературы, не выделяется (оставаясь в растворённом состоянии) в том случае, если реакция происходит при температуре по шкале Цельсия $+ 20^\circ\text{C}$, а также если показатель давления превышает 5,65 МПа. Таким образом, скорость реакции HCl с породой пласта снижается при повышении давления, вследствие чего кислотный раствор продавливается в толщу глубже. Скорость реакции увеличивается при одновременном снижении показателей давления при увеличении кратности обработки, что было установлено опытным путём; отсюда следует, что кислотное воздействие, фактически, сводится к растворению карбонатов вблизи от ствола нефтяной скважины [6].

ГИПАН $\alpha+$ двухкомпонентная технология на основе полиакрилонитрила, образующая в пластовых условиях осадок, хорошо адсорбирующийся на стенках породы. В зависимости от второго компонента (гидроксохлористый алюминий) осадок может приобретать различные свойства – от хлопьевидного до гелеобразного. Технология не чувствительна к температуре пласта и минерализации пластовой воды. Концентрации компонентов подбираются исходя из приемистости скважины.

Технология применима для нагнетательных скважин с окружением добывающих скважин (не менее 2-3) на расстоянии не более 1000 м. Участок воздействия на дату обработки должен иметь выработанность извлекаемых запасов не более 90 %, обводненность по участку может составлять от 50 до 90 %.

Приемистость нагнетательной скважины может составлять от 150 до 600 $\text{м}^3/\text{сут}$, в случае если приемистость более 600 $\text{м}^3/\text{сут}$ допускается закачка 50-150 м^3 меловой (или другой дисперсной) суспензии перед закачкой основного объёма рабочего раствора.

Так как основной целью технологии является выравнивание профиля приемистости и увеличение коэффициента охвата пласта заводнением, то подразумевается, то перед операцией нагнетательная скважина закачивает воду преимущественно в один/два пропластка, что подтверждается промысловыми геофизическими исследования (ПГИ) профиля приемистости.

Дополнительно при составлении программы работ и подбора скважин-кандидатов может быть использованы данные трассерных исследований, где отмечены влияния нагнетательных скважин на работу окружающих добывающих скважин.

Специальные требования и критерии при подборе объекта воздействия:

- проницаемость пласта от 5 мДарси;
- количество вскрытых пропластков более двух;

– в случае ГРП необходима информация об объеме трещины.

Акцент деятельности рассматриваемого НГДУ базируется на работе с карбонатным фондом скважин. Применяются кислотные обработки и их различных модификации с учетом ухудшения условий эксплуатации, роста обводненности продукции, ухудшения структуры фонда. На рассматриваемом месторождении высокой актуальность пользуется технология проведения гипанокислотных обработок при повышенной обводненности скважинной продукции.

Список использованных источников:

1. Сургучев М. Л. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М. Л. Сургучев, В. И. Колганов, А. В. Гавура [и др.] // Москва: Недра, 1987. – С. 230.
2. Семин Е. И. Особенности выработки запасов нефти из коллекторов с пониженной проницаемостью / Е. И. Семин, В. А. Казаков, В. Л. Андреев // Тр. ВНИИ. – 1993. – Вып. 115. – С. 30-40.
3. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва: Недра, 1985. – 307 с.
4. Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин [и др.] // Москва: Недра, 1991. – 347 с.
5. Рахимкулов Р. Ш. Воздействие на призабойную зону пластов на поздней стадии разработки месторождений / Р. Ш. Рахимкулов, И. М. Галлямов // Нефтяное хозяйство, 1986, №7. – С. 38-41.
6. Колганов В. И. Влияние трещиноватости карбонатных коллекторов на показатели их разработки при заводнении / В. И. Колганов // Нефтяное хозяйство, 2003, №11. – С. 51-54.
7. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
8. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
9. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
11. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
12. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
13. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара,

подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

14. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136. 6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

15. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

16. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

17. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

18. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

19. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

20. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

УДК 622

АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Р.ТРЕБСА

Р.Н. Зайдуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В статье приведен анализ механизированного фонда скважин. Оценена вероятность выпадения парафина на стенках НКТ. Приведены основные причины осложнений.

Ключевые слова: парафиновые отложения, нефть, НКТ.

UDC 622

ANALYSIS OF THE MECHANIZED WELL STOCK OF THE R.TREBS FIELD

R.N. Zaidullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-23-11)

Abstract. The article provides an analysis of the mechanized well stock. The probability of paraffin deposition on the tubing walls is estimated. The main causes of complications are given.

Keywords: paraffin deposits, oil, tubing.

Добыча нефти на месторождении им. Р.Требса начата с августа 2013 года фонтанным способом (12скважин). В декабре 2013 года запущен первый УЭЦН. К концу 2014 года механизированный фонд составил почти 50%.

Действующие скважины на текущий момент 01.01.2021 г. эксплуатируются с помощью УЭЦН – это 100% от всего действующего фонда.

Скважины, оборудованные УЭЦН, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубинно-насосными установками. Здесь на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки.

В настоящее время на месторождениях ООО «Башнефть-Полюс» 50% фонда эксплуатируется установками с номинальной производительностью до 125м³/сут.

Учитывая отсутствие сформированной системы ППД половина фонда УЭЦН эксплуатируется за границами допустимого рабочего диапазона по дебитам (рисунок 1).

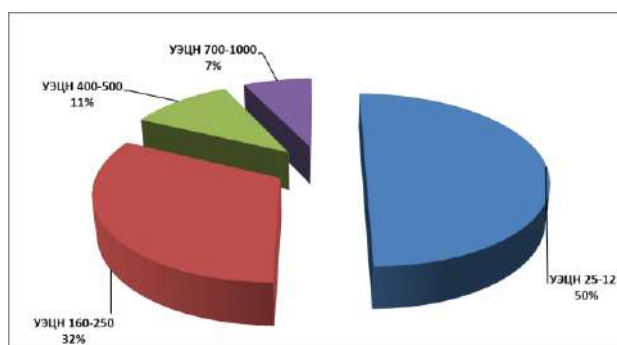


Рисунок 1 – Распределение механизированного фонда УЭЦН по типоразмерам по состоянию на 01.01.2021 г.

На рисунке 2 представлена динамика МРП по нефтяному скважин с УЭЦН, прослеживается динамика снижения МРП: к концу 2020 года - 998 суток, в январе 2020 г 2594 суток, в 2019 году - 2070 суток максимальное значение. Таким образом, МРП снизился на 1596 суток за 2020 год.

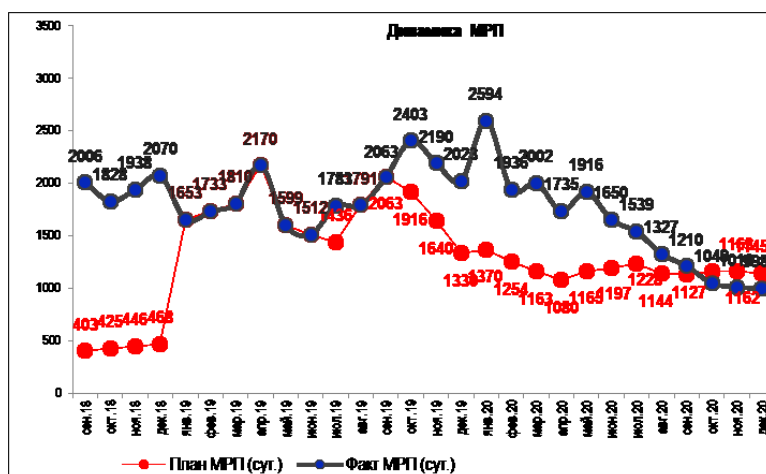


Рисунок 2. – Динамика МРП с сентября 2018 г по декабрь 2020 г.

Наиболее проблемным является фонд, осложненный отложением АСПО в НКТ - это 75% от всего фонда (рисунок 3). Сюда входят скважины с дебитом до 250 м³/сут. Установлено, что данный дебит является отправной точкой, ниже которой появляются осложнения при добыче нефти, а именно условия для выпадения парафина.

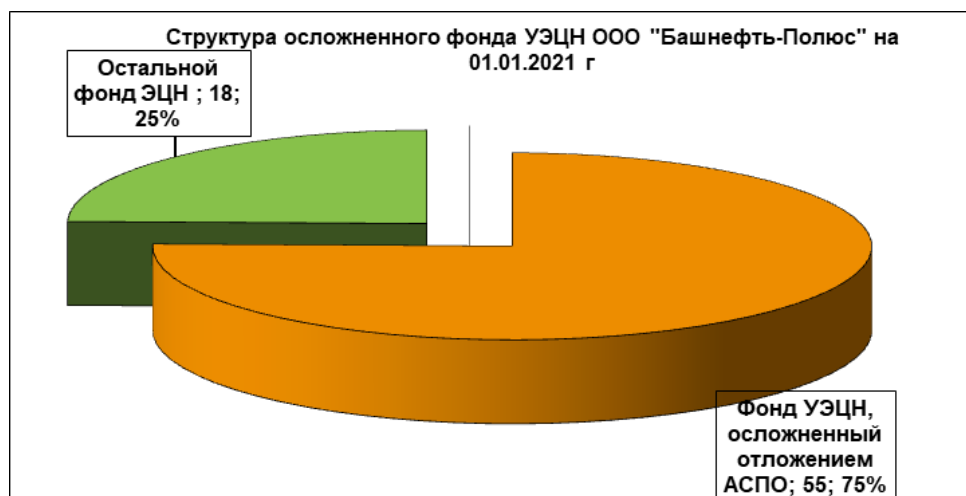


Рисунок 3 – Структура осложненного фонда УЭЦН ООО «Башнефть-Полюс» на 01.01.2021 г.

Основным фактором является снижение температуры добываемой продукции в НКТ ниже температуры насыщения нефти парафином, при которой начинается интенсивное выделение растворенного в нефти парафина в твердую фазу. На рисунке 3.7 видно, как уменьшение температуры жидкости в НКТ приводит к увеличению глубины начала отложения парафина (место пересечения кривой температуры насыщения нефти парафином и кривой температуры жидкости в НКТ).

Второй фактор - адгезия парафина к поверхности НКТ.

Третий фактор - время роста кристаллов парафина.

Согласно рекомендациям от ООО «БашНИПИнефть» о вероятности отложения АСПО в НКТ нефти месторождения им. Р. Требса склонны к образованию АСПО в лифте НКТ с глубины примерно 1400 м. Фактически опыт эксплуатации показал выявление отложений АСПО в НКТ до 1500 м.

Список использованных источников:

1. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними: учебник / В. П. Тронов. - М.: Недра, 1970. - 192 с.
2. Глуценко В. Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / В. Н. Глуценко, И. А. Юрпалов, Л. М. Шипигузов// - Нефтяное хозяйство. - 2007. - №5.
3. Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений: учебник / М. И. Максимов. - М.: Недра, 1975 г. - 488 с.
4. Условия осадконакопления, диагенетические процессы и их влияние на коллекторские свойства верхнесилурийсконижедевонских карбонатных пород месторождений им. Р. Требса и А. Титова / А.С. Душин, М.В. Рыкус, Г.В. Наумов, Г.Ф. Гаймалетдинова //Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №5. С. 20-44.
5. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

6. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
7. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
8. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
9. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
10. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
11. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
12. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
13. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
14. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
15. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
16. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.

17. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

18. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

19. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

20. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

21. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

22. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

УДК 622

РАСЧЕТ ГЛУБИНЫ ОТЛОЖЕНИЯ ПАРАФИНЫ В ПРОГРАММЕ OPTWELL

Р.Н. Зайдуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В статье приведены условия образования АСПО на стенках механизированных скважин. Проведен расчет глубины отложения парафина на стенках НКТ с помощью программы OptWell. Также выделены основные методы борьбы с АСПО.

Ключевые слова: парафиновые отложения, нефть, НКТ.

UDC 622

CALCULATION OF THE DEPTH OF PARAFFIN DEPOSITION IN THE OPTWELL PROGRAM

R.N.Zaidullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)*

Abstract. The article describes the conditions for the formation of AFS on the walls of mechanized wells. The depth of paraffin deposition on the tubing walls was calculated using the OptWell program. The main methods of combating AFS are also highlighted.

Keywords: paraffin deposits, oil, tubing.

Основным фактором является снижение температуры добываемой продукции в НКТ ниже температуры насыщения нефти парафином, при которой начинается интенсивное выделение растворенного в нефти парафина в твердую фазу. На рисунке 3.7 видно, как уменьшение температуры жидкости в НКТ приводит к увеличению глубины начала

отложения парафина (место пересечения кривой температуры насыщения нефти парафином и кривой температуры жидкости в НКТ).

Второй фактор - адгезия парафина к поверхности НКТ.

Третий фактор - время роста кристаллов парафина.

Согласно рекомендациям от ООО «БашНИПИнефть» о вероятности отложения АСПО в НКТ нефти месторождения им. Р. Требса склонны к образованию АСПО в лифте НКТ с глубины примерно 1400 м (Рисунок 1).

Фактически опыт эксплуатации показал выявление отложений АСПО в НКТ до 1500 м.

Расчеты глубины начала отложения парафина производились в программе OptWell. В качестве исходных данных для расчетов использовалась таблица замеров по скважине №2007 за 2020 год. Поскольку высокомолекулярный состав нефти для скважины №2007 не определялся, содержание парафина было принято равным 8,1% по результатам исследований для соседней скважины 2008 (8,1%), разрабатывающей тот же объект – D1or1.

Глубина начала отложения парафина составила 1220,4 м. Максимальная скорость отложения АСПО – на глубине 1150-1250 м. Также проведено моделирование глубины отложения парафина при различных дебитах жидкости (рисунок 2).

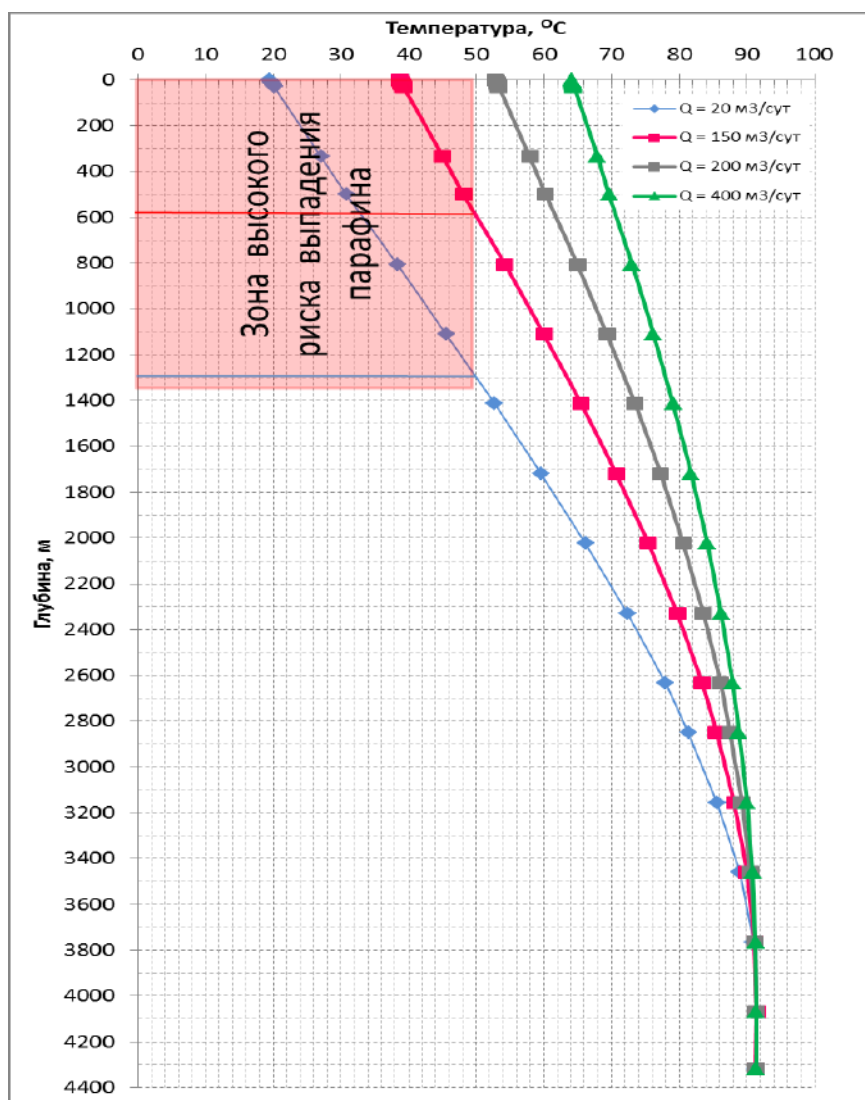


Рисунок 1 - Распределение температуры нефти по стволу скважины в программе PipeSime

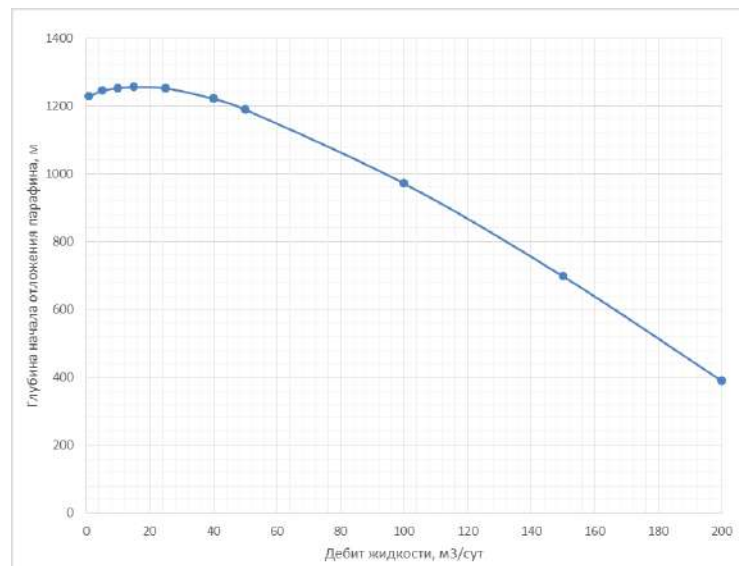


Рисунок 2– Результаты моделирования при различных дебитах жидкости

Полученную зависимость можно использовать для подбора оптимальной глубины спуска эмалированных НКТ. Так, например, при планируемом дебите 10 м³/сут глубина спуска эмалированных НКТ должна составлять не менее 1252,2 м. Максимальная глубина начала отложения парафина при дебите 15 м³/сут составила 1255 м.

Для определения оптимальной глубины спуска капиллярной трубки с ингибитором парафиноотложений необходимо установить зону в НКТ, где температура флюида на 10°C выше, чем температура насыщения нефти парафином, т.е. там, где нефть заведомо недонасыщенна парафином и образование зародышей кристаллов парафина еще не началось. Результат расчета представлен на рисунке 3 (красная линия – температура насыщения нефти парафином, зеленая – распределение температуры нефти по НКТ).

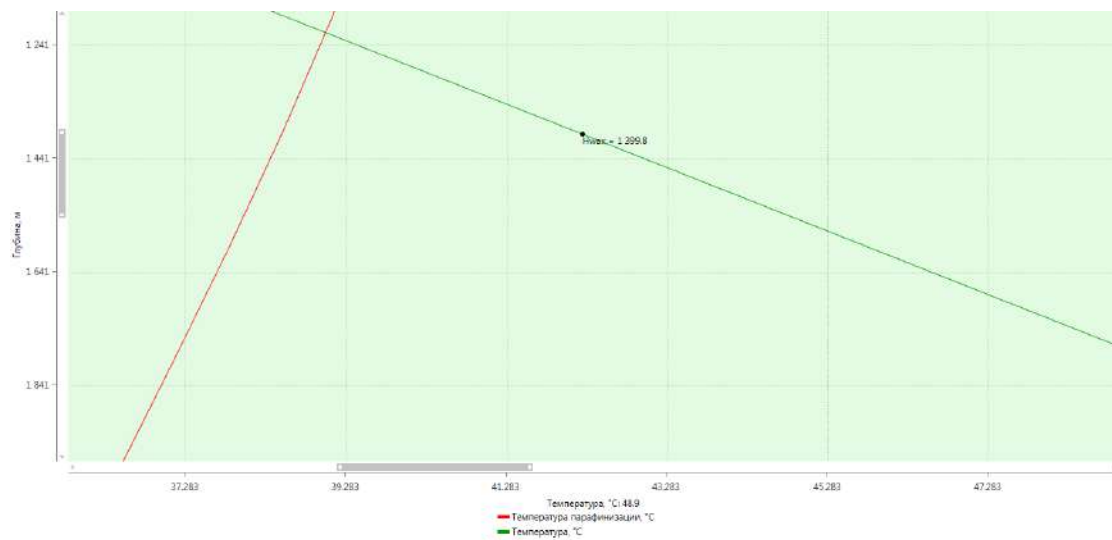


Рисунок 3 – Результат расчета глубины спуска капиллярной трубки для скважины 2007 при дебите 40 м³/сут

При дебите 40 м³/сут оптимальная глубина спуска капиллярной трубки составила 1694 м.

Основным методом предупреждения и ликвидации АСПО на месторождении считался метод скребкования. При скребковании скважин автоматическими лебедками

столкнулись с рядом всем известных проблем: провисы, осложнения (проработка сложных интервалов), подбросы и как следствие привлечение бригад ТКРС.

Плюс при снижении дебита появилась необходимость в увеличении режима СПО скребкового инструмента вплоть до непрерывной работы (до 6-10 СПО в сутки). При этом осложнения на скважинах с более интенсивным образованиями парафина не прекращались. В итоге процесс скребкования становился сложным и трудоемким.

Причина возникновения проблем со скребкованием:

1. Изменение режима работы. Периодический режим, КВУ
2. Низкий дебит в процессе эксплуатации непосредственно перед срывом подачи – АСПО не выносятся из лифта
3. Вынос пачек парафина и газа способствовали подбросу и обрыву скребка

Учитывая снижение точки начала выпадения АСПО, падение давления на приеме УЭЦН вследствие отсутствия сформированной системы ППД режим работы по многим скважинам нестабильный, с прорывами газа, снижающиеся дебиты скважин не позволяют полноценно выносить срезанный скребками парафин из скважины вследствие низкой скорости восходящего потока жидкости. На данном фоне предлагается использовать альтернативные методы.

Одним из альтернативных методов считается применение ингибитора парафинообразования.

Список использованных источников:

1. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними: учебник / В. П. Тронов. - М.: Недра, 1970. - 192 с.
2. Глущенко В. Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / В. Н. Глущенко, И. А. Юрпалов, Л. М. Шипигузов// - Нефтяное хозяйство. - 2007. - №5.
3. Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений: учебник / М. И. Максимов. - М.: Недра, 1975 г. - 488 с.
4. Условия осадконакопления, диагенетические процессы и их влияние на коллекторские свойства верхнесилурийсконижнедевонских карбонатных пород месторождений им. Р. Требса и А. Титова / А.С. Душин, М.В. Рыкус, Г.В. Наумов, Г.Ф. Гаймалетдинова //Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №5. С. 20-44.
5. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
6. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
7. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
8. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

9. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
10. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
11. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
12. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
13. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
14. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
16. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
17. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
18. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
19. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д.

А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

20. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

УДК 543.55

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

В.Р. Зайлалова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Ф.Ф. Гибадуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГРЗ-23-13)

Аннотация. Задача снижения загрязнений атмосферы при разработке нефтегазовых месторождений является приоритетной и требует решения. В ПАО «Сургутнефтегаз» применяются различные пути решения проблемы утилизации НПГ. В результате выполнения программы ОАО «Сургутнефтегаз» по строительству газотурбинных электростанций и сокращению объемов сжигания газа на факелах в течение последних трех лет (с 2006 года) наблюдается устойчивая динамика снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Ключевые слова. Утилизация, газотурбинная электростанция, попутный газ, инвестиции, воздухоохраный объект.

UDC 543.55

WAYS OF SOLVING THE PROBLEMS OF FRACTURED GAS DISPOSAL OIL GAS IN PJSC SURGUTNEFTEGAZ

V.R. Zaylalova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

F.F. Gibadullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGRZ- 23-13)

Abstract. The task of reducing atmospheric pollution during the development of oil and gas fields is a priority and requires a solution. PJSC Surgutneftgaz uses various methods to address the issue of NPG utilization. Over the past three years (since 2006), PJSC Surgutneftgaz has implemented a program to build gas turbine power plants and reduce the amount of gas burned in flares, resulting in a steady decrease in air pollution emissions.

Keywords: Recycling, gas turbine power plant, associated gas, investments, air protection facility.

Высокая доля выбросов предприятиями ТЭК вредных веществ в атмосферу, которые в большинстве своем являются парниковыми газами, придают особую важность мероприятиям по охране атмосферного воздуха. Задача снижения загрязнений атмосферы при разработке нефтегазовых месторождений с этой точки зрения становится приоритетной и требует решения на основе комплексной оценки воздействия всей инфраструктуры нефтедобычи и утилизации нефтяного попутного газа (НПГ). Выбор варианта с минимальным воздействием является экономически обоснованным, позволяющим наиболее эффективно решать проблему утилизации попутного нефтяного газа[1].

Для обеспечения утилизации НПГ на вновь вводимых в эксплуатацию месторождениях необходимо создать инфраструктуру по сбору и утилизации НПГ

(компрессорные станции, пункты учета, системы сбора/газопроводы, а также газотурбинные или газопоршневые электростанции и т.д.), что требует не только вложения значительных финансовых средств и времени, но и владения точными данными по ресурсу НПГ на данном месторождении, потребности в электроэнергии, пропускной способности газопроводов и другими ресурсо-технологическими характеристиками. Иначе можно построить техногенные объекты, не отвечающие потребности либо вообще ненужные, тем самым нанося природе необоснованный ущерб [2,3].

Особенно это актуально для месторождений, территориально удалённых от транспортной и перерабатывающей инфраструктуры. Из опыта работы по освоению новых месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» можно сказать, что для определения всех необходимых параметров и выбора наиболее экономически и экологически целесообразной технологии утилизации, проектирования и строительства объектов утилизации НПГ для достижения требуемого показателя по утилизации НПГ требуется не менее 3 лет с момента ввода месторождения в эксплуатацию. Поэтому мы уже в настоящее время принимаем и руководствуемся требованием по обеспечению 95 % утилизации НПГ, начиная с четвертого года после ввода месторождения в разработку. Учитывая, что в первые годы эксплуатации добыча едва достигает 10-15 % от планируемой добычи месторождения, а также то, что при этом НПГ является топливом для всех объектов промысла (котельные, обогрев теплых стоянок, системы лучевого обогрева помещений цехов, трехфазные сепараторы, технологические печи и т.д.), то количество сжигаемого на факелах (не утилизированного) НПГ будет в этот период небольшим.

В ПАО «Сургутнефтегаз» применяются различные пути решения проблемы утилизации НПГ. С целью обеспечения достоверного учета добываемого и сжигаемого НПГ в ПАО «Сургутнефтегаз» внедрены трехфазные узлы учета газа с применением массовых расходомеров непосредственно на месторождениях, завершена работа по оснащению 100% факельных систем узлами учета газа. Практически на всех нефтегазовых месторождениях Компании внедрена безрезервуарная схема подготовки нефти, что позволяет исключить потери газа с третьих ступеней сепарации[4].

Программа строительства газотурбинных и газопоршневых электростанций (ГТЭС и ГПЭС), модернизации компрессорных станций (с заменой электропривода на газовую турбину) реализуется в ПАО «Сургутнефтегаз» на протяжении десяти лет, что позволяет нам добиваться высокого уровня использования попутного нефтяного газа, снижать выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и получать более дешевую электроэнергию. При этом исключается или минимизируется необходимость строительства газопроводов, компрессорных станций, высоковольтных линий электропередач и подстанций, что также уменьшает техногенную нагрузку на окружающую среду.

Кроме того, повысить уровень утилизации газа в ОАО «Сургутнефтегаз» позволило введение в 2006 году в эксплуатацию третьей очереди газоперерабатывающего завода мощностью 3 млрд. м³ газа в год. В том же году построена железнодорожная эстакада для налива жидких углеводородов (ШФЛУ, ПБТ)

В 2008 г. введены в эксплуатацию 12 новых воздухоохраных объектов. Большинство из них предназначено для обеспечения утилизации нефтяного попутного газа: 2 газотурбинных и 1 газопоршневая электростанции, 3 компрессорных станции.

В сентябре 2009 года завершено строительство еще 1 газотурбинной электростанции мощностью 48 МВт (3 энергоблока) и 2 газопоршневых электростанций суммарной мощностью 12 МВт, которые будут введены в эксплуатацию до конца 2009 года после завершения пусконаладочных работ. В 2009 году построено и введено в эксплуатацию 160 км газопроводов.

На Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении в Республике Саха (Якутия) построена и введена в эксплуатацию компрессорная станция по закачке газа в пласт для нужд поддержания пластового давления производительностью до 1500 млн. м³ газа в год.

На Рогожниковском месторождении, расположенном в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, введена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата, которая позволяет утилизировать НПГ северо-западной группы месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Выходящий с установки сухой газ будет использован в качестве топлива на ГТЭС, а стабильный конденсат использован на технологические нужды или закачан в нефтепровод [5,6].

Инвестиции ОАО «Сургутнефтегаз», направляемые на строительство воздухоохраных объектов в 2008 году, увеличились по сравнению с 2007 годом на 28 % и достигли 5 720 млн.руб, в том числе 5 100 млн.руб. составили инвестиции в строительство объектов для утилизации НПГ. На период с 2009 по 2012 годы на реализацию проектов по использованию нефтяного попутного газа (обеспечение уровня утилизации НПГ не менее 95%) ОАО «Сургутнефтегаз» инвестировало 13,4 млрд.рублей, в том числе в 2009 году - 5 800 млн.руб. Таким образом, наблюдалась устойчивая динамика роста инвестиций в основные фонды природоохранного назначения, что соответствует первоочередной задаче компании в области охраны атмосферного воздуха: обеспечению рационального использования нефтяного попутного газа, сокращению объемов сжигания газа на факелах и, соответственно, выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

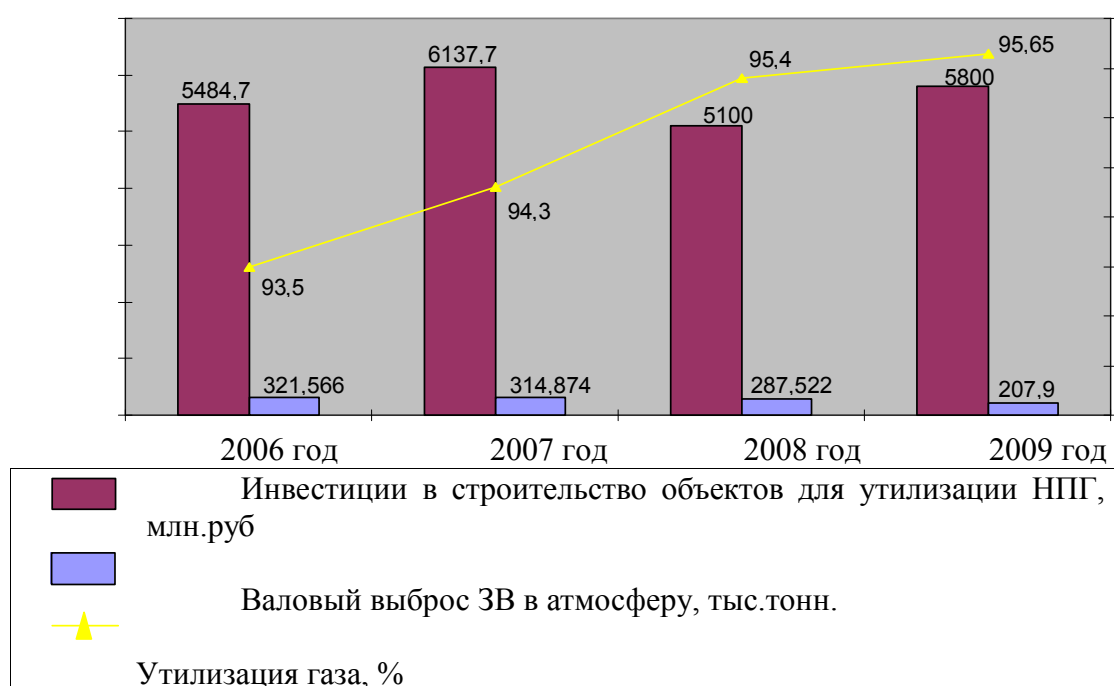


Рисунок 1 – Динамика показателей по утилизации нефтяного попутного газа в ОАО «Сургутнефтегаз»

В результате выполнения программы ОАО «Сургутнефтегаз» по строительству газотурбинных электростанций и сокращению объемов сжигания газа на факелах в течение последних трех лет (с 2006 года) наблюдается устойчивая динамика снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Соответственно, снижаются выбросы парниковых газов Компании. За счет эксплуатации ГТЭС и ГПЭС ежегодно сокращается выброс в атмосферный воздух метана, что в CO_2 эквиваленте в 2008 году составило порядка 800 тыс.тонн. Данный факт позволяет реализовывать проекты строительства ГТЭС в целях выполнения обязательств Киотского протокола. В ОАО «Сургутнефтегаз» разработан документ «Мероприятия по подготовке и реализации проектов, осуществляемых в соответствии со ст.6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата» [7-9].

Компания продолжает реализацию других мероприятий, направленных на повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа: строительство компрессорных станций, теплых стоянок и линий воздухоподогрева для автотранспортных средств и использование газа на собственные нужды (на котельных, в печах, установках предварительного сброса воды и подготовки нефти, других объектах). Расход газа на собственные нужды Компании в 2008 году увеличился на 6,4 % и составил 2 583 млн.м³. Утилизация попутного нефтяного газа осуществляется также благодаря росту объемов переработки газа, которые в отчетном году превысили 6, 874 млрд.м³.

Закономерным результатом усилий Компании в этом направлении стало повышение уровня использования нефтяного попутного газа в 2008 году до 95,4 %, в том числе в Западной Сибири - до 95,7 %, и сокращение количества газа, сжигаемого на факелах, по сравнению с 2007 годом на 20%, что позволило уменьшить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, несмотря на растущие объемы производства. В целом по сектору нефтедобычи ОАО «Сургутнефтегаз» сокращение выбросов по сравнению с 2007 годом составило 27,4 тыс.тонн или 8,7 %, удельный выброс снизился до 4,66 кг/т нефти против 4,88 кг/т нефти в 2007 году. Валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу ОАО «Сургутнефтегаз» в 2008 году не превысил разрешенные объемы выбросов и составил 287,5 тыс.тонн, в первом полугодии 2009 года – 103,95 тыс.тонн. В 2009 году Компания планирует уменьшить количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, на 37,8 тыс.тонн, планируемый уровень использования попутного нефтяного газа – 95,65 %.

На сегодняшний день в ПАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируется:

- 22 газотурбинные (ГТЭС) и 7 газопоршневых электростанций (ГПЭС) суммарной мощностью 804,04 МВт;
- 33 компрессорных станций для транспортирования газа на газоперерабатывающий завод;

ПАО «Сургутнефтегаз» в 2023 году сократил выбросы парниковых газов при добыче нефти и переработке газа на 9% по сравнению с 2022 годом - до 1,5 млн т в CO₂ эквиваленте, говорится в экологическом отчете компании.

Ключевыми мерами стали рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ, утилизация в 2023 году составила 99,29%), а также внедрение объектов малой энергетики, способствующее сокращению факельного сжигания газа. Компания подчеркивает, что 100% ее факелов оснащены приборами учета газа. В минувшем году компания предотвратила выбросы парниковых газов в атмосферу в объеме 20 млн тонн эквивалента CO₂ благодаря высокому уровню полезного использования ПНГ.

В 2023 году основная доля прямых выбросов парниковых газов в атмосферный воздух при осуществлении деятельности "Сургутнефтегаза" по добыче нефти и переработке газа приходилась на потребление топлива - 69%, на сжигание ПНГ факельными установками - 18 %, на фугитивные выбросы - 13 %.

Компания отмечает, что на реализацию программы "Экология" в 2023 году было направлено 38,4 млрд рублей, в 2024 более 35 млрд рублей.

По последним данным 2024 году ПАО «Сургутнефтегаз» лидер в отрасли по применению инновационных технологий в производственной деятельности. У компании рекордный в российской нефтегазовой отрасли показатель утилизации попутного нефтяного газа – более 99 %.

Список использованных источников:

1. Алтунина Л. К. и др. Загрязнение окружающей среды при сжигании попутного нефтяного газа на территории нефтедобывающих предприятий // Химия в интересах устойчивого развития. 2014. Vol. 22. С. 217–222.
2. Ozdoeva A. Kh. Formation of the principles for assessing the environmental processes of the use of petroleum gas // Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex. 2020. No. 11. P. 7–10. DOI: 10.33285/1999-6942-2020-11(191)-7-10.

3. Beigiparast S. et al. Flare gas reduction in an olefin plant under different start-up procedures // *Energy*. 2021. Vol. 214. P. 118927. DOI: 10.1016/j.energy.2020.118927
4. Зайлалова, В.Р. Учебное пособие по курсу «Химия нефти и газа» [Текст] / В.Р. Зайлалова // Учебное пособие.-Уфа, 2020.
5. Щерба В. А., Гомес А. Ш. С., Воробьев К. А. Проблемы и перспективы утилизации попутного нефтяного газа в Российской Федерации // *Проблемы региональной экологии*. 2019. № 1. С. 139–144. DOI: 10.24411/1728-323X-2019-11139.
6. Сигиневич Д. А., Ефимова А. Н. Переработка попутного нефтяного газа как ресурс развития газонефтехимической отрасли в Российской Федерации // *Вестник Евразийской науки*. 2018. Vol. 10, № 5. С. 43.
7. Луцко А.С., Зайлалова В.Р. Оценка экологического состояния ПАО НК "РУССНЕФТЬ". В сборнике: Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. 2020. С. 785-788.
8. Гимаева А. Р., Хасанов И. И. Перспективные методы утилизации попутного нефтяного газа на морских платформах // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2019. № 2. С. 14–18. DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10203.
9. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // *Филологические науки. Вопросы теории и практики*. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
10. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
11. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.*
12. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
13. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // *Инженерно-физический журнал*. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
14. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
15. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // *Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта*

УДК 553.982

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШАИМСКОГО РАЙОНА

О.А. Залевский

*(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым, ХМАО-Югра, Россия,
Заместитель генерального директора по разработке – главный геолог)*

Аннотация. Основными продуктивными отложениями Шаимского нефтегазоносного района являются юрские терригенные отложения. Данные породы характеризуются низкой проницаемостью. В связи с этим одной из наиболее применяемых технологий является гидравлический разрыв пласта.

Ключевые слова: Шаимский нефтегазоносный район, ГРП, юрские отложения, линеаменты, тектонические нарушения.

UDC 553.982

GEOLOGICAL STRUCTURE AND EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING AT THE SHAIMSKY DISTRICT FIELD

O.A. Zalevskiy

*(LLC LUKOIL-West Siberia, Kogalym, KhMAO-Ugra, Russian Federation
Deputy General Director of Development - Chief Geologist)*

Abstract. The main productive deposits of the Shaimsky oil and gas bearing district are Jurassic terrigenous deposits. These rocks are characterized by low permeability. In this regard, hydraulic fracturing is one of the most widely used technologies.

Keywords: Shaimsky oil and gas bearing district, hydraulic fracturing, Jurassic deposits, lineaments, fault.

Успешность проведения любого геолого-технического мероприятия (ГТМ) в первую очередь связана с пониманием геологического строения. Чем глубже наши знания о распределении геологических свойств пластов, тем выше эффект от проведенного ГТМ. Породы-коллектора на изучаемой территории представляют собой сложные геологические системы с полифациальным строением, осложненными тектоническими нарушениями [1-2]. По коллекторским свойствам, продуктивные отложения относятся к слабопроницаемым, поэтому одной из основных технологий, применяемых на данных месторождениях, является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [3-4].

На изучаемом месторождении с начала разработки проведено 115 операций ГРП (64 после бурения и 51 на эксплуатационном фонде). Проведенные мероприятия характеризуются различной технологической эффективностью как при запуске скважин в работу, так и отличающейся динамикой изменения дебитов жидкости и нефти.

С целью изучения влияния геологических условий на успешность ГРП построены карты спектральной декомпозиции изучаемой территории и нанесены скважины, в которых проводилось ГРП (Рисунок 1). На данных картах выделяются линейные зоны (линеаменты), которые по своей природе являются тектоническими нарушениями.

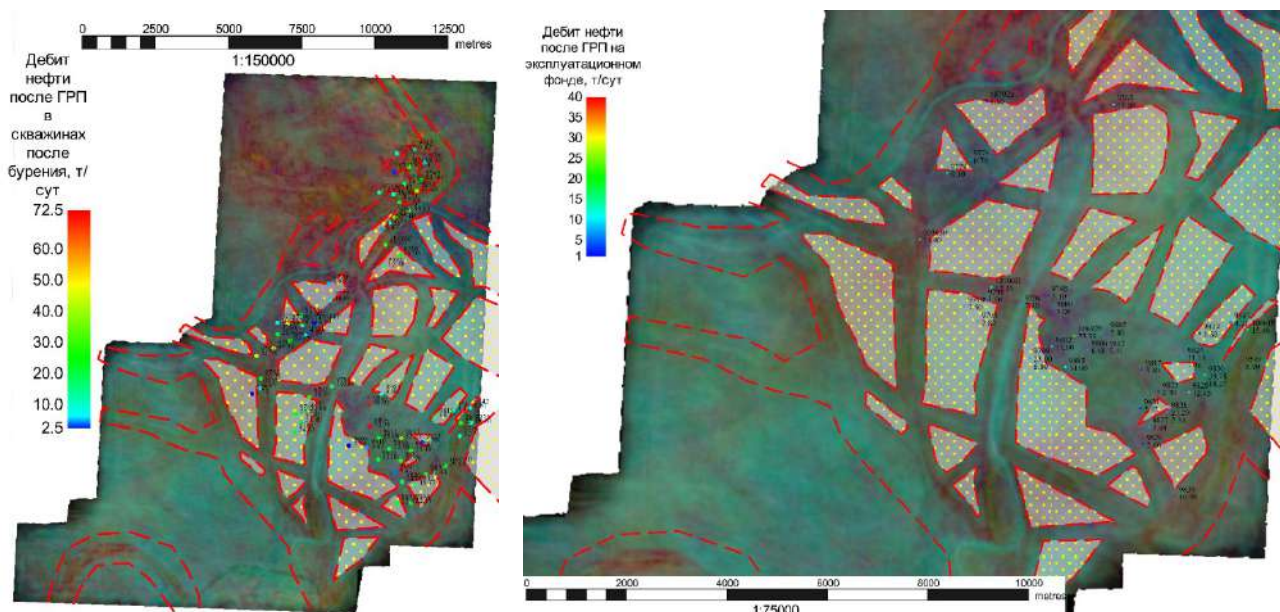


Рисунок 1 – Карта спектральной декомпозиции со скважинами, в которых проведен ГРП после ее бурения (а) и в процессе эксплуатации (б)

Анализируя полученные карты и промысловые данные по скважинам, видно, что наибольший эффект среди ГРП после бурения получен в областях, приуроченных к линеаментам (№№ 9744, 9749, 9750 и др.). Аналогичная картина наблюдается и в центральной, и в южной частях (Рисунок 2).

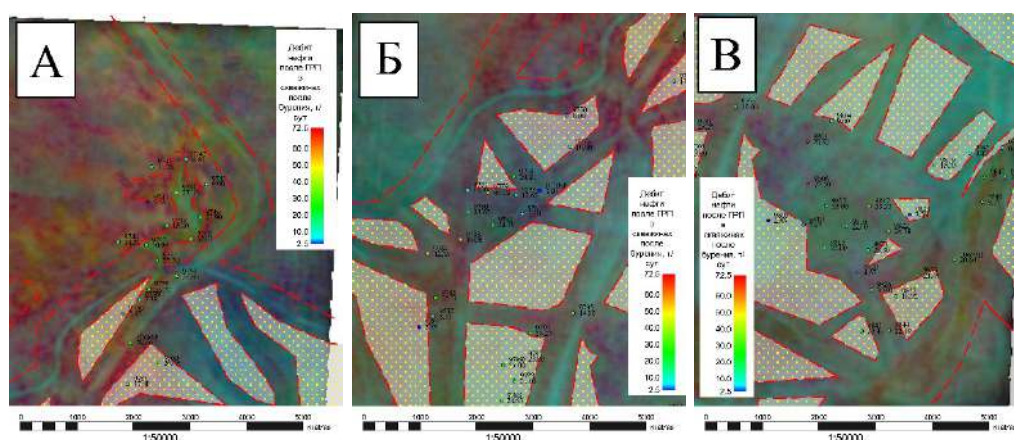


Рисунок 2 – Выкопировка с карты спектральной декомпозиции со скважинами, в которых проведен ГРП после ее бурения

Также можно выделить скважины с низкой эффективностью ГРП (№№ 9809, 9820, 9823, 10708Р), которая объясняется высокой входной обводненностью (83-97%). С одной стороны, это может быть связано с близостью к водонефтяной зоне пласта (№№ 9809, 9820, 9823), а с другой стороны с наличием проницаемых каналов по высокотрещиноватым зонам (Рисунок 2Б, В).

Сопоставляя результаты ГРП на эксплуатационном фонде с картой спектральной декомпозиции, аналогичная «картина»: скважины, которые находятся в линеаментах выделяются повышенным дебитом, по сравнению со скважинами, которые находятся за их пределами.

Таким образом, изучая влияние строения продуктивных отложений на успешность ГРП, можно сделать вывод о том, что в зависимости от геологических условий, эффективность может отличаться.

Список использованных источников:

1. Никифоров, В. В. Геолого-физические особенности формирования и выработки запасов нефти залежей, осложненных разрывными нарушениями / В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 6. – С. 23-30. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-6-23-30.
2. Детализация представлений о геологическом строении терригенных отложений на основе результатов комплексного литолого-фациального анализа / А. Р. Шарафутдинов, Ш. Х. Султанов, Р. У. Рабаев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 15-26. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-15-26.
3. Залевский, О. А. Анализ особенностей разработки месторождений Шаимского региона как объектов применения ГРП / О. А. Залевский, О. В. Фоминых // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4(100). – С. 49-52.
4. Ширгазин, Р. Г. Совершенствование научно-методических основ проектирования ГРП на скважинах месторождений Шаимского района Западной Сибири / Р. Г. Ширгазин, О. А. Залевский, В. Н. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 11. – С. 20-23.
5. Моделирование ГРП по экспериментальным зависимостям геомеханических характеристик коллектора / Р. Г. Ширгазин, Ю. В. Земцов, Р. Х. Исянгулова [и др.] // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2008. – № 6(125). – С. 41-43.

УДК 550.834:622.276

ПРИМЕНЕНИЕ 3D И 4D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Б. Б. Зеляев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр.БГРС-22-11)

П.А. Щепотьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

М. В. Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена современным методам 3D сейсморазведки, используемым для поиска и оценки нефтяных и газовых месторождений. Рассмотрены основные принципы, оборудование и преимущества 3D сейсморазведки перед традиционными 2D методами. Особое внимание уделено её применению для изучения сложных геологических структур, мониторинга разработки месторождений и снижения рисков при бурении. Также освещены современные тенденции, включая использование искусственного интеллекта и цифровых технологий, и экологические аспекты проведения работ.

Ключевые слова: 3D сейсморазведка, нефтяные месторождения, геологические структуры, сейсмические данные, гидрофоны, искусственный интеллект, цифровые технологии, мониторинг месторождений, экологические аспекты, беспилотные системы

UDC 550.834:622.276

APPLICATION OF 3D SEISMIC EXPLORATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

B. B. Zelyaev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGRs-22-11)

P.A. Shchepot'yeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-24-11)

Abstract. The article focuses on modern 3D seismic exploration methods used for the search and evaluation of oil and gas fields. It discusses the basic principles, equipment, and advantages of 3D seismic over traditional 2D methods. Special attention is given to its application in studying complex geological structures, monitoring field development, and reducing drilling risks. The article also highlights current trends, including the use of artificial intelligence and digital technologies, as well as environmental aspects of seismic operations.

Keywords: 3D seismic exploration, oil fields, geological structures, seismic data, hydrophones, artificial intelligence, digital technologies, field monitoring, environmental aspects, unmanned systems

3D сейсморазведка - это один из самых современных и эффективных методов изучения подземных структур, используемый для поиска и оценки нефтяных и газовых месторождений. В отличие от традиционной 2D сейсморазведки, которая предоставляет данные вдоль линейных профилей, 3D сейсморазведка позволяет создавать трёхмерные модели подземных пластов. Это значительно повышает точность интерпретации данных и снижает риски при бурении. В данной статье рассмотрены основные принципы, технологии и применение 3D сейсморазведки.

3D сейсморазведка является одним из наиболее эффективных методов изучения подземных структур, используемых для поиска и оценки нефтяных и газовых месторождений. В отличие от традиционной 2D сейсморазведки, которая предоставляет данные вдоль линейных профилей, 3D сейсморазведка позволяет создавать трёхмерные модели геологических пластов, что значительно повышает точность интерпретации данных и снижает риски при бурении. Этот метод основан на регистрации сейсмических волн, которые отражаются от границ между различными слоями горных пород, и включает несколько ключевых этапов: генерацию волн, их регистрацию, обработку и интерпретацию данных.

Процесс начинается с генерации сейсмических волн, которые создаются с помощью специальных источников. На суше чаще всего используются вибрационные установки, создающие низкочастотные колебания, или взрывные источники, хотя последние применяются реже из-за экологических ограничений. В морских условиях основным инструментом являются пневмоисточники (air guns), которые резко выпускают сжатый воздух, создавая сейсмические волны в воде (рисунок 1). Эти волны проникают вглубь земной коры и отражаются от границ между слоями пород с разными физическими свойствами, такими как плотность и скорость распространения волн.

Отражённые волны регистрируются с помощью датчиков. На суше для этого используются геофоны - устройства, преобразующие механические колебания грунта в электрические сигналы. В морской сейсморазведке применяются гидрофоны, которые объединяются в сейсмические косы (streamers) и буксируются за судном. Современные системы регистрации данных способны одновременно обрабатывать сигналы с тысяч датчиков, что позволяет получать высокодетализированные данные. После регистрации данные подвергаются сложной обработке, включающей фильтрацию для удаления шумов, коррекцию для учёта различий в скорости распространения волн и миграцию, которая преобразует данные в трёхмерную модель, отражающую реальное положение геологических структур.



Рисунок 1 – Сейсмическая пневмопушка

На завершающем этапе геологи и геофизики анализируют трёхмерную модель, чтобы определить местоположение и форму залежей нефти и газа, оценить объём запасов углеводородов и спланировать бурение скважин с минимальными рисками. Интерпретация данных часто включает использование искусственного интеллекта и машинного обучения для автоматического выделения аномалий и прогнозирования характеристик пластов. Преимущества 3D сейсморазведки по сравнению с 2D методами очевидны: она обеспечивает высокую детализацию данных, позволяя точно определить местоположение залежей и избежать ошибок при бурении, а также повышает эффективность разработки месторождений, снижая затраты и увеличивая добычу. На рисунке 2 мы можем увидеть 3D модель изображения земной коры.

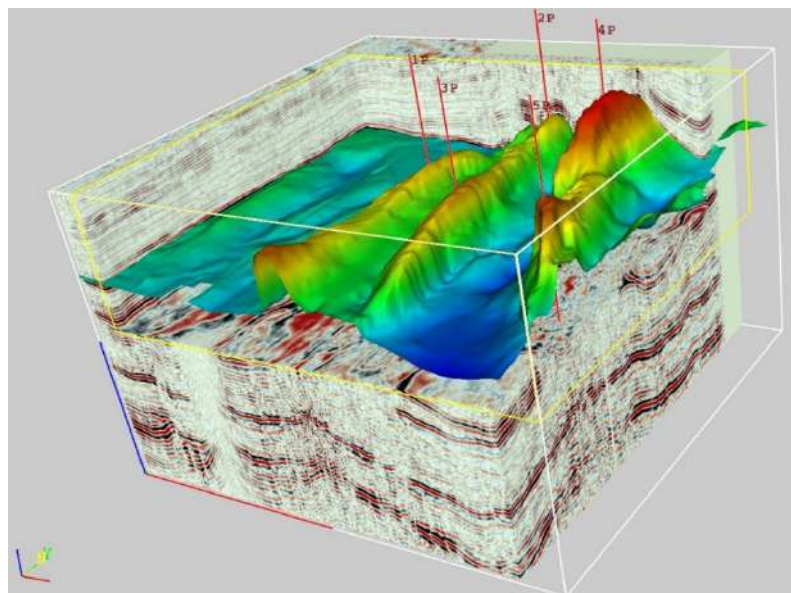


Рисунок 2 – 3D Геомоделирование земной коры

Современные тенденции в области 3D сейсморазведки включают использование цифровых технологий, таких как Big Data и искусственный интеллект, для обработки и анализа данных. Беспилотные технологии, такие как дроны и автономные подводные аппараты, также находят своё применение, особенно в труднодоступных районах. Кроме того, экологические аспекты играют важную роль: современное оборудование

разрабатывается с учётом минимизации воздействия на окружающую среду, например, за счёт использования низкочастотных источников и мониторинга морских обитателей. [7].

Таким образом, 3D сейсморазведка является ключевым инструментом для поиска и оценки нефтяных и газовых месторождений, а также для планирования их разработки. Благодаря внедрению инновационных технологий и соблюдению экологических стандартов, этот метод продолжает развиваться, обеспечивая устойчивое развитие нефтегазовой отрасли.

3D сейсморазведка является ключевым инструментом для поиска и оценки нефтяных и газовых месторождений, а также для планирования их разработки. [8]. Благодаря внедрению инновационных технологий и соблюдению экологических стандартов, этот метод продолжает развиваться, обеспечивая устойчивое развитие нефтегазовой отрасли. В России успешное применение 3D сейсморазведки демонстрируют не только такие гиганты, как "Роснефть", "Лукойл" и "Газпром", но и другие компании, такие как "Татнефть" и "Башнефть".

"Роснефть" активно использует 3D сейсморазведку на своих крупных проектах, включая месторождения Восточной Сибири и арктического шельфа. Например, на Ванкорском месторождении применение 3D технологий позволило значительно повысить точность геологических моделей и оптимизировать процесс бурения. "Татнефть" также применяет 3D сейсморазведку для изучения сложных карбонатных коллекторов на своих месторождениях в Татарстане, что способствует увеличению нефтеотдачи и снижению затрат. [6].

"Башнефть", входящая в состав "Роснефти", также активно использует 3D сейсморазведку для повышения эффективности разработки своих месторождений. Например, на месторождениях в Башкортостане компания применяет современные методы сейсморазведки для изучения сложных геологических структур, что позволяет более точно определять запасы углеводородов и оптимизировать процесс добычи. Это особенно важно для старых месторождений, где традиционные методы добычи уже не так эффективны. [10].

Но помимо базовой 3D сейсморазведки используется 4D сейсморазведка. 4D-сейсмика, или временная сейсмика, представляет собой развитие технологии 3D-сейсмики, добавляя четвертое измерение - время, что позволяет отслеживать изменения в подземных пластах на протяжении месяцев или лет. Эта технология основана на сравнении данных 3D-сейсмических съемок, проведенных в разное время на одной территории, что дает возможность анализировать динамику изменений, таких как перемещение углеводородов, изменение давления или насыщения пласта. [9]. Процесс начинается с базовой 3D-сейсмической съемки, которая создает модель подземных структур, затем через определенные промежутки времени проводятся повторные съемки, и данные сравниваются для выявления изменений. 4D-сейсмика (рисунок 3) широко применяется для оптимизации добычи, мониторинга закачки воды или газа, а также обнаружения остаточных запасов углеводородов. Преимущества этой технологии включают повышение эффективности добычи, снижение рисков при разработке месторождений и возможность более точного прогнозирования поведения пласта.

Хочется подметить, что 4D-сейсмика имеет ряд значительных преимуществ перед традиционной 3D-сейсморазведкой, что делает её мощным инструментом для повышения эффективности разработки месторождений. Во-первых, она позволяет отслеживать динамические изменения в пластах в реальном времени, что невозможно при однократной 3D-съемке.

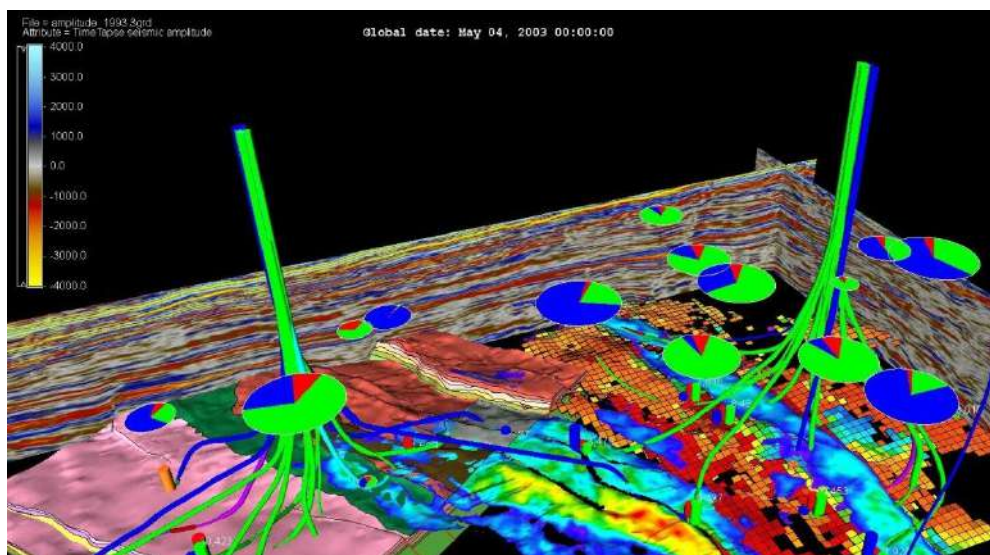


Рисунок 3 – 4D сейсморазведка

Это особенно важно для контроля за перемещением углеводородов, изменением давления и насыщения пласта. Во-вторых, 4D-сейсмика помогает оптимизировать разработку месторождений, сокращая количество "сухих" скважин и повышая коэффициент извлечения нефти (КИН). В-третьих, она снижает риски и затраты на добычу, позволяя более точно планировать бурение и закачку воды или газа. Кроме того, 4D-сейсмика способствует обнаружению остаточных запасов, что особенно актуально для зрелых месторождений, где традиционные методы уже недостаточно эффективны.

Российские нефтегазовые компании активно внедряют и совершенствуют технологии 4D-сейсмики, чтобы повысить эффективность разработки месторождений. Вот несколько примеров: [5].

1. РоснефтьКомпания активно использует 4D-сейсмику на своих месторождениях, включая Приразломное в Арктике и Сахалин-1. Например, на Сахалине 4D-сейсмика позволила отследить изменения в пластах после многолетней разработки, что помогло оптимизировать добычу и увеличить извлекаемые запасы.

2. Газпром нефть Компания применяет 4D-сейсмику на месторождениях Западной Сибири, таких как Новопортовское и Приразломное. Технология используется для мониторинга закачки воды и газа, что позволяет более эффективно управлять разработкой месторождений.

3. Лукойл Лукойл внедряет 4D-сейсмику на месторождениях Каспийского моря и в Западной Сибири. Например, на Каспии технология помогла выявить зоны с остаточными запасами нефти, что привело к увеличению добычи на уже разрабатываемых участках.

4. Татнефть Компания использует 4D-сейсмику для мониторинга зрелых месторождений в Татарстане. Это позволяет более точно определять зоны для бурения новых скважин и повышать эффективность добычи на старых участках.

4D-сейсмика, или временная сейсмика, представляет собой значительный шаг вперед по сравнению с традиционной 3D-сейсморазведкой, добавляя четвертое измерение – время, что позволяет отслеживать динамические изменения в подземных пластах. Эта технология дает возможность оптимизировать разработку месторождений, снижать риски и затраты, а также повышать коэффициент извлечения нефти (КИН). Она особенно эффективна для мониторинга закачки воды или газа, обнаружения остаточных запасов и управления разработкой зрелых месторождений. Российские компании, такие как Роснефть, Газпром нефть, Лукойл и Татнефть, активно внедряют и совершенствуют 4D-сейсмику, используя её на ключевых месторождениях, включая Сахалин-1, Новопортовское и Каспийское море. Эти примеры показывают, что российские компании не только увеличивают добычу

углеводородов, но и минимизируют экологические риски, что особенно важно в условиях растущих требований к устойчивому развитию и экологической ответственности нефтегазовой отрасли. Таким образом, 3D и 4D сейсморазведка становятся неотъемлемой частью стратегии развития российских компаний, способствуя их конкурентоспособности на мировом рынке. Благодаря внедрению передовых технологий, таких как высокопроизводительные вычисления и искусственный интеллект, 4D-сейсмика продолжает развиваться, открывая новые возможности для эффективного и экологически ответственного освоения ресурсов. [4].

Список использованных источников

1. https://dzen.ru/a/Wz76HVeXVACpBqk_
2. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/547907-10-tekhnologiy-v-grr>
3. https://yandex.ru/images/search?from=tabbar&img_url=https%3A%2F%2Fwww.dgido.cs.info%2Fblog%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F12%2Fseismic-history-matching.jpg&lr=101326&pos=3&rpt=simage&text=4D%20seismic%20monitoring%20image
4. Гимазтдинова, Э. А. Описание долат PDC. ООО НПП "БУРИНТЕХ" / Э. А. Гимазтдинова, А. Б. Пулатов, М. В. Селиванова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-806. – EDN EZUBQH.
5. Насосные станции управления / М. В. Селиванова, Э. А. Гимазтдинова, Р. А. Игошин, К. П. Потапова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 891-896. – EDN UDFRKC.
6. Разработка учебно-лабораторного комплекса для изучения основ радиотехники и электроники / К. Т. Тынчеров, Г. Р. Игтисамова, М. В. Селиванова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1006-1009. – EDN DBCLTW.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022666061 Российская Федерация. Симулятор электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта на языке программирования Delphi : № 2022665500 : заявл. 17.08.2022 : опубл. 24.08.2022 / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, Ю. В. Варламова, Р. Д. Ганиева ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN KRBDLF.
8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN LPHLFW.
9. Developing “friend or foe” protocol in residue number system code for satellite authentication / I. A. Kalmykov, V. Sh. Mukhametshin, K. T. Tyncherov, M. V. Selivanova // Journal of Physics: Conference Series. – 2022. – Vol. 2176, No. 1. – P. 012012. – DOI 10.1088/1742-6596/2176/1/012012.
10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020611252 Российская Федерация. "Мониторинг и Диагностика насосных агрегатов "ДИАНАсос" : № 2020610214 : заявл. 14.01.2020 : опубл. 28.01.2020 / Р. Н. Сулейманов, А. С.

Галеев, О. В. Филимонов, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

УДК 622

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ВЫБРОСА ВСЕГО СТОЛБА ЖИДКОСТИ В ВЫКИДНУЮ ЛИНИЮ

К.Ю. Землянов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-23-11)*

Аннотация. В настоящее время газлифтный фонд месторождения «Белый Тигр» составляет более половины добывающего фонда скважин. Газлифтные скважины разрабатывают залежи нижнего и верхнего олигоцена, нижнего миоцена и фундамента. Интервалы изменения пластовых давлений, коэффициентов продуктивности, физических характеристик продукции скважин (давления насыщения, содержания АСПО) по этим объектам довольно широки. На месторождении осуществляется технология непрерывного газлифта с подачей газа в затрубное пространство с регулированием расхода при помощи системы SCADA. Режим работы среднестатистической газлифтной скважины характеризуется следующими показателями: дебит нефти – 25 т/сут, обводненность – 45 %, удельный расход газа на добычу одной тонны жидкости – 200 м³/т.

Ключевые слова: газлифтный клапан, промысловый геофизический комплекс, газлифтный способ добычи, мандрель, морские нефтегазовые месторождения.

UDC 622

METHOD FOR CALCULATING THE VOLUME OF INJECTED GAS REQUIRED TO DISCHARGE THE ENTIRE LIQUID COLUMN INTO THE DISCHARGE LINE

K.Y. Zemlyanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student of group MGR12dv-23-11)*

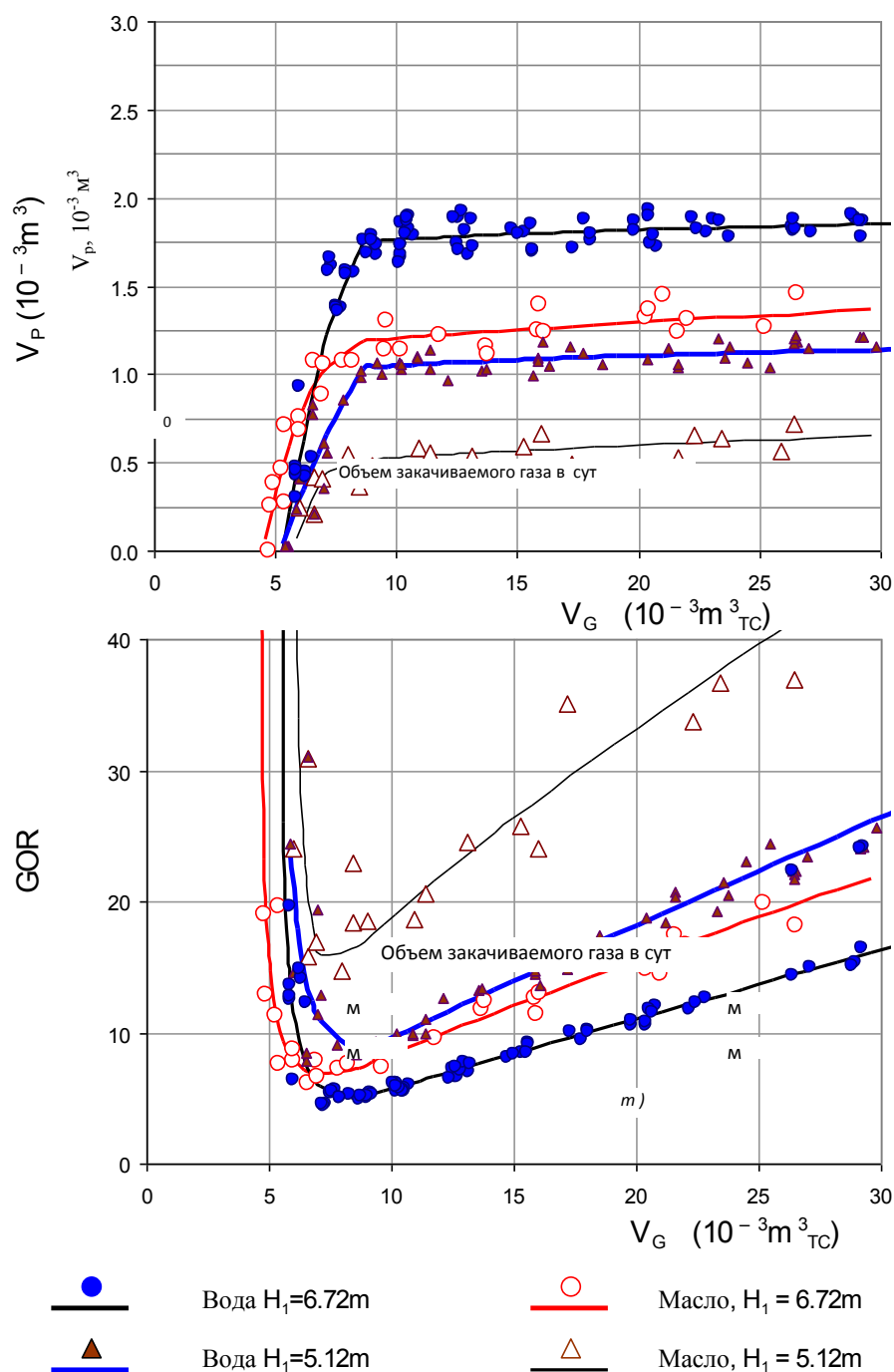
Abstract. Currently, the gas-lift well stock at the White Tiger field accounts for more than half of the producing well stock. Gas-lift wells develop Lower and Upper Oligocene, Lower Miocene, and basement deposits. The ranges of reservoir pressure variations, productivity factors, and physical characteristics of well production (saturation pressure, asphaltene/arsenic paraffin content) for these objects are quite wide. The field implements continuous gaslift technology with gas injection into the annulus and flow rate regulation using the SCADA system. The operating mode of an average gas lift well is characterized by the following indicators: oil flow rate - 25 tons/day, water cut - 45%, specific gas consumption for the production of one ton of liquid - 200 m³/t.

Keywords: gaslift valve, production logging complex, gaslift way of evaluation, mandrel, offshore fields;

Необходимый объем подачи газа (V_R) рассматривается как объем закачиваемого газа в подъемник в момент полного выхода жидкостной пробки из устья. Согласно формуле

$$V_R = (1 + p_1)V_W \quad (1)$$

V_R включает в себя объем оставшейся в подъемнике жидкости, и газ под жидкостной пробкой находится под давлением, равным давлению после клапана. Поэтому рассчитанное значение V_R по (1) больше, чем в реальных условиях.



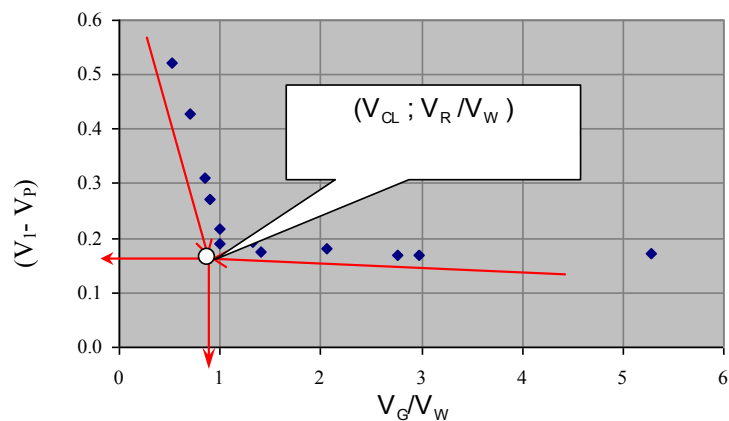
($H=16\text{ м}$, $\varphi=0^\circ$, $D=24\text{ мм}$, масло или вода, $P_G=1-2\text{ ат.}$)

Рисунок 1 – Влияние свойств жидкости на объем выбрасываемой продукции за один цикл и удельный расход газа

Можно более точно определить V_R , если объем НКТ V_w в формуле (1) заменим на реальный объем газовой пробки, т.е. на разность объема НКТ и объема оставшейся в подъемнике жидкости ($V_w - V_{CL}$):

$$V_R = (1 + p_1)(V_w - V_{CL}). \quad (2)$$

На рисунке 2 продемонстрирован один из способов определения V_{CL} в момент развития газовой пробки при ее движении до устья. Значения V_{CL} по условиям экспериментов представлены в таблице 1.



(H=16 м, D=24 мм, $\varphi=0^0$, H₁=6,72m, масло spindle)

Рисунок 2 – Способ определения V_{CL} в моменте развития газовой пробки до устья

Таблица 1 – Определение относительного объема жидкой пленки и взвешенных жидких капель V_{CL}/V_W

Относительный объем жидкой пленки и взвешенных жидких капель V_{CL}/V_W						
Жид- кость	Давле-ние газа, ат	Диаметр вертикальной трубы, мм			Наклон подъемника	
		18	24	30,8	7^0	14^0
Масло Spindle	1	0,27	0,26	0,295	0,265	0,27
	1,5	0,27	0,25	0,276	0,25	0,265
Вода	1...1,5	0,19	0,19	0,19	—	—

Объем V_R можно также определить по зависимости суммарного объема закачиваемого газа от времени открытия клапана. Время открытия клапана с начала открытия до момента выхода газа в воздух определяется по зарегистрированному на датчиках изменению давления в трубе.

Таким образом, расчетные значения объема закачиваемого газа, необходимого для выброса всего столба жидкости в выкидную линию по вышеизложенной корректирующей методике, т.е. по формуле (2), более близко к значению V_{G_OPT} , чем значение V_R , полученное по формуле (1).

Список использованных источников:

1. Ты Тхань Нгия, М.М. Велиев Газлифтная эксплуатация скважин – Санкт-Петербург: Недра, 2016. – С. 136-138.
2. Ты Тхань Нгия, Ле Вьет Хай, В.В. Гарбовский Принцип работы газлифтных клапанов, используемые в СП «Вьетсовпетро» // Трубопроводный транспорт – 2017: тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагоммедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017 – С 202-204.
3. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
4. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

5. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

6. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

7. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

8. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

9. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

10. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

11. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

12. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

13. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

14. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

15. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

16. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

17. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

УДК 622.276.72

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА СКВАЖИНАХ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.В. Зувев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-21-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В работе анализируются подходы к предотвращению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в скважинах Южно-Ягунского месторождения. Особое внимание уделяется химическим методам, включая использование ингибиторов, с акцентом на технологию непрерывной подачи реагентов в затрубное пространство. Рассматриваются преимущества такого метода по сравнению с периодической обработкой, механическими способами и покрытиями, а также рекомендации по оптимизации для повышения эффективности эксплуатации.

Ключевые слова. Скважина, нефтедобыча, АСПО, ингибиторы, непрерывная подача, затрубное пространство.

UDC 622.276.72

IMPROVEMENT OF METHODS TO COMBAT ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN WELLS OF THE YUZHNO-YAGUNSKOYE FIELD

N.V. Zuev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student of group GRsz-21-11)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. The paper analyzes approaches to preventing asphalt-resin-paraffin deposits (ASPO) in wells of the Yuzhno-Yagunskoye field. Special attention is paid to chemical methods, including the use of inhibitors, with an emphasis on the technology of continuous supply of reagents to the annulus. The advantages of this method are considered in comparison with periodic treatment, mechanical methods and coatings, as well as recommendations for optimization to improve operational efficiency.

Keywords: Well, oil production, ASPO, inhibitors, continuous supply, annulus.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют собой одну из ключевых проблем в эксплуатации скважин на месторождениях с высокопарафинистой

нефтью, таких как Южно-Ягунское. Эти отложения, состоящие из парафинов, асфальтенов и смол, возникают из-за изменений температуры и давления в процессе подъема продукции, что приводит к снижению дебита скважин, частым простоям и дополнительным расходам на ремонт. На Южно-Ягунском месторождении, где нефть характеризуется повышенным содержанием парафинов (до 15 – 20 % в некоторых пластах), проблема АСПО особенно актуальна, поскольку традиционные методы, такие как механическая очистка скребками или нанесение защитных покрытий на НКТ, не всегда обеспечивают долгосрочный эффект.

Жидкие ингибиторы АСПО выступают как эффективное химическое средство для борьбы с отложениями. Эти реагенты, включающие поверхностно-активные вещества (ПАВ), депрессоры и растворители (например, керосин или гексан), действуют путем модификации кристаллизации парафинов и предотвращения их адгезии к стенкам оборудования. Лабораторные тесты на пробах нефти из Южно-Ягунского месторождения, проведенные по методике "холодного стержня", подтверждают, что ингибиторы типа ФЛЭК-ИП-101 или бинарные композиции (ДП-65 с ПАВ) достигают эффективности до 85 - 95 % при концентрациях 0,15 - 0,35 % от массы нефти. Однако ключ к оптимизации лежит не только в составе реагента, но и в способе его применения. [1]

Среди методов подачи ингибиторов выделяются периодическая закачка и непрерывное дозирование. Периодическая обработка, при которой реагент вводится разово через затрубье с помощью насосных агрегатов, проста в реализации, но имеет недостатки: эффект длится недолго (обычно 7 - 14 дней), поскольку ингибитор быстро выносится с потоком продукции, что приводит к повторным отложениям и необходимости частых вмешательств. В условиях Южно-Ягунского месторождения, где скважины часто имеют высокую обводненность (до 98 %), такой подход увеличивает риски коррозии и снижает общую производительность.

В отличие от этого, непрерывная подача ингибитора в затрубное пространство обеспечивает стабильное распределение реагента по всей колонне НКТ. Этот метод использует наземные дозирующие устройства (типа УДГ, УДС или УДЭ), которые подают ингибитор в затрубье скважин с ЭЦН и ШГН. Гидростатические дозаторы УДГ особенно подходят для штанговых насосов, позволяя регулировать расход в диапазоне 50 - 300 г на тонну добываемой нефти. На практике это создает защитную пленку на стенках труб, препятствующую адгезии парафинов, и поддерживает дисперсию частиц АСПО в потоке. Исследования на аналогичных месторождениях (например, Ванкорском) показывают, что непрерывная подача увеличивает межремонтный период скважин на 20 – 30 %, снижая простои и затраты на очистку. [2,3]

Для Южно-Ягунского месторождения рекомендуется внедрение непрерывной подачи с учетом геолого-технических особенностей: для скважин с дебитом 50 - 200 т/сут. оптимальный расход ингибитора составляет 100 - 200 г/т, с корректировкой по температуре (оптимально 45 – 55 °С) и давлению (6 - 8 МПа). Сравнение с другими методами, такими как смоляные покрытия НКТ (эффективность до 70 %, но требуют подъема оборудования) или скребки (механическое удаление, вызывающее падение дебита до нулевых значений), демонстрирует превосходство непрерывной химической защиты. Например, на рисунке 1 представлена зависимость дебита скважины от метода борьбы с АСПО. [4]

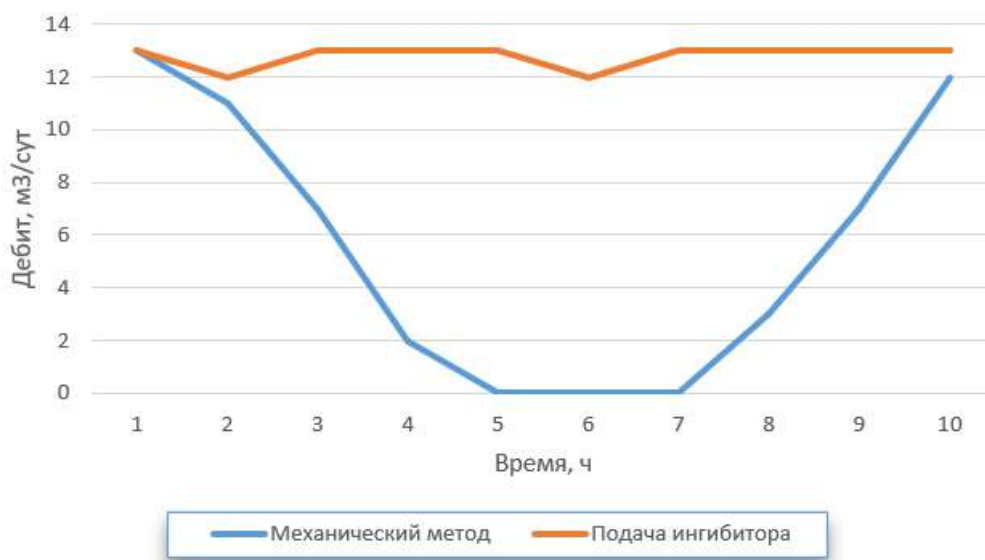


Рисунок 1 – Зависимость дебита скважины от метода борьбы с АСПО

Дополнительно, инновационные бинарные ингибиторы (разработки ТюмГУ), адаптированные к высокому содержанию воды, усиливают эффект при непрерывной подаче, достигая синергии в 15 – 25 %. График на рисунке 2 иллюстрирует рост эффективности при переходе от периодической к непрерывной технологии.

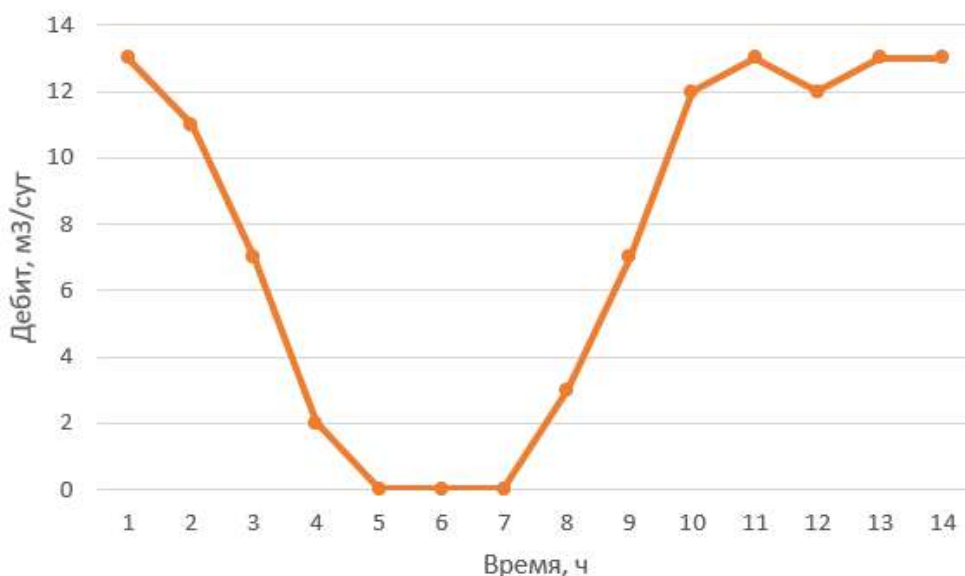


Рисунок 2 – Эффективность ингибиторов в зависимости от метода подачи

Внедрение такой системы требует мониторинга: регулярный анализ проб продукции и корректировка дозировки на основе данных о составе нефти. Это позволит минимизировать экологические риски и оптимизировать затраты.

Заключение

Совершенствование методов борьбы с АСПО на Южно-Ягунском месторождении через переход к непрерывной подаче ингибиторов в затрубное пространство обеспечивает более стабильную эксплуатацию скважин. Этот подход превосходит традиционные методы по длительности эффекта и экономической отдаче, способствуя повышению добычи

и снижению операционных расходов. Рекомендуется дальнейшее тестирование на пилотных скважинах для уточнения параметров.

Список использованных источников:

1. Флоря Г.И., Забоева М.И. Химические методы предупреждения парафиноотложений // Научный форум. Сибирь. – 2017. – Том 3, № 1. – с. 33.
2. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – с. 227-229.
3. Суханов П.С. Внедрение ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений нового состава на Сузунском месторождении: Бакалаврская работа. – Красноярск: СФУ, 2017. – 64 с.
4. Нелюбов Д.В. Новые ингибиторы АСПО бинарного действия // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – с. 389–395.
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
7. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
8. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
9. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyeve, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
10. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
11. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
12. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

13. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.

14. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaaleev, A. Minnivaaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

15. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

16. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

17. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

18. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

УДК 622.276.3 + 622.271.4

ОБЗОР ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Ибрагим Диаб Валид

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.МГР12-24-12)

Аннотация. В сырьевой базе нефтедобывающей отрасли Российской Федерации из года в год увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов. Добыча нефти из залежей, приуроченных к неоднородным коллекторам, приводит к преждевременному прорыву закачиваемых вод по высокопроницаемым зонам пласта и, как следствие, высокой обводненности добываемой продукции скважин и низким дебитам нефти. Несмотря на положительные результаты применения отдельных составов в промысловых условиях, существует ряд недостатков, которые ограничивают их применение, такие как многостадийность процесса, отсутствие удовлетворительных способов регулирования времени загеливания, короткий индукционный период, невысокая стабильность изоляционного барьера, отсутствие достоверных методик расчета параметров технологии и оценки ее эффективности.

Ключевые слова: нефтедобывающей отрасли, залежи, неоднородных коллекторов, обводненности.

UDC 622.276.3 + 622.271.4

OVERVIEW OF THE MAIN TECHNOLOGIES FOR IN-SITU WATERPROOFING USED IN CONDITIONS OF HETEROGENEOUS RESERVOIRS

Ibrahim Diab Walid

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr.MGR12-24-11)

Abstract. The resource base of the Russian oil industry is experiencing a consistent annual increase in the proportion of hard-to-recover reserves. Oil production from reservoirs associated with heterogeneous formations leads to premature water breakthrough through high-permeability zones. This, in turn, results in high water cut of the well production and low oil flow rates. In recent decades, various compositions and technologies for in-depth water conformance control have been developed and tested. These include cross-linked polymer systems, viscoelastic compositions, and precipitate-gel-forming systems (such as latexes, nepheline, silicate-alkaline compositions, etc.). Despite the positive results from applying individual compositions in field conditions, a number of shortcomings limit their widespread use. These limitations include the multi-stage nature of the process, the lack of satisfactory methods for controlling gelation time, a short induction period, the low long-term stability of the isolation barrier, and the absence of reliable methodologies for calculating technology parameters and assessing its effectiveness.

Keywords: oil industry, reservoirs, heterogeneous formations, water cut

В современной практике разработки нефтяных месторождений проблема повышенной обводненности добывающих скважин приобретает особую актуальность в связи с необходимостью оптимизации эксплуатационных расходов и повышения эффективности извлечения углеводородного сырья. Снижение объема попутно добываемой пластовой воды позволяет существенно уменьшить эксплуатационные затраты, связанные с подъемом водонефтяной эмульсии на поверхность, последующей сепарацией продукции, защитой промыслового оборудования от коррозионного воздействия и солеотложений, а также способствует увеличению дебита скважин по нефти за счет перераспределения фильтрационных потоков в пластовых условиях. Решение указанной технологической проблемы достигается путем применения современных осадкогелеобразующих составов для внутрипластовой изоляции водопритоков, эффективность которых напрямую зависит от точной идентификации источников и механизмов обводнения.

Анализ промысловой практики позволяет выделить несколько фундаментальных причин, обуславливающих повышенную обводненность добывающих скважин. К числу наиболее распространенных относятся: нарушение герметичности обсадной колонны, приводящее к ограниченным перетокам пластовых флюидов; потеря целостности цементного кольца за колонной, создающая каналы для перемещения водонасыщенных флюидов; формирование двухмерного конуса обводненности, связанного с наличием гидравлической трещины, сообщающейся с водоносным горизонтом; развитие системы естественных трещин, обеспечивающих гидродинамическую связь с зонами повышенной водонасыщенности; образование протяженных языков обводнения в пределах продуктивного горизонта; возникновение межпластовых перетоков вследствие разности давлений в сообщающихся пластах.

Для достоверной идентификации источников обводнения и оценки характера притока флюидов в стволе скважины применяется комплекс современных геофизических методов исследования. Распределение компонентного состава добываемой жидкости контролируется с помощью высокоточных приборов, включая резистивиметры, анализирующие электропроводность потока; влагомеры, определяющие содержание водной фазы; плотнометры, фиксирующие изменения плотности флюида; дебитометры, измеряющие расходные характеристики потока по интервалам. Совокупность этих методов позволяет установить степень соответствия фактического притока жидкости интервалам перфорации и выявить наличие негерметичности эксплуатационной колонны.

Для диагностики сложных случаев обводнения, связанных с межпластовыми перетоками, интервалами заколонной циркуляции и определением эффективных толщин в пределах продуктивного пласта, применяются специализированные методы термометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Термометрические исследования основаны на регистрации аномалий температурного поля, возникающих при перемещении флюидов между пластами, в то время как импульсный нейтрон-нейтронный каротаж позволяет

оценить литолого-физические характеристики пород и насыщающих их флюидов по характеру взаимодействия с нейтронным излучением. Комплексное применение этих методов создает надежную основу для проектирования высокоэффективных технологий ограничения водопритоков и оптимизации разработки нефтяных месторождений с повышенной обводненностью.

В современных условиях разработки нефтяных месторождений особую актуальность приобретает задача повышения охвата пласта заводнением, особенно в условиях неоднородного строения продуктивных горизонтов, когда наблюдается опережающее обводнение высокопроницаемых интервалов при недостаточном вовлечении в процесс вытеснения низкопроницаемых зон пласта. Для решения этой проблемы применяются комплексные технологии, направленные на ограничение фильтрационных потоков воды по промытым каналам продуктивного пласта в добывающих скважинах и одновременное регулирование коэффициента приёмистости нагнетательных скважин. Такой комплексный подход позволяет достичь перераспределения направлений движения фильтрационных потоков воды в пластовых условиях и обеспечивает вовлечение в активную разработку малопроницаемых пропластков продуктивного горизонта, что в конечном итоге способствует повышению коэффициента извлечения нефти.

Практическая реализация данного технологического подхода в настоящее время осуществляется преимущественно с использованием перспективных химических методов изоляции водопритоков, применяемых при проведении ремонтно-изоляционных работ. Эффективность этих методов напрямую зависит от возможности создания объемных барьеров в призабойной зоне пласта, для чего необходима закачка значительных объемов водоизоляционных составов в удаленные зоны пласта с точно регулируемым временем загелирования, что обеспечивает формирование стабильных и долговечных изоляционных экранов в заданных интервалах пласта.

Проведение ремонтно-изоляционных работ с применением современных химических композиций и тампонажных составов способствует не только снижению обводненности добываемой продукции, но и интенсификации процессов добычи нефти в целом. Успешно выполненные ремонтно-изоляционные работы позволяют решить комплекс важнейших технологических задач: существенное увеличение сроков безаварийной эксплуатации скважин; эффективное регулирование процессов разработки месторождений, находящихся на поздней стадии, путем селективной изоляции обводнившихся интервалов неоднородного пласта с использованием современных осадкогелеобразующих систем; значительное уменьшение объемов попутно добываемой воды, что обеспечивает снижение энергетических затрат на подъем и подготовку скважинной продукции; решение ряда экологических и природоохранных проблем, связанных с заколонными и межпластовыми перетоками пластовых флюидов.

Список использованных источников:

1. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.
2. Галыбин, А.М. Ограничение притока подошвенной воды гидрофобными водонефтяными эмульсиями / А.М. Галыбин, А.В. Казакова и др. // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 9. – С. 18–21.
3. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
4. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева //

- Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
5. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
6. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
7. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
9. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
10. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
11. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
12. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
13. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
14. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
15. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

16. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

17. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

18. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

19. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

УДК 622.276 + 665.618 : 665.62

**РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОРГАНО-ГИБРИДНЫХ КОМПОЗИЦИЙ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Ибрагим Диаб Валид

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.МГР12-24-12)

Аннотация. В статье рассмотрена актуальная проблема повышения нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки, характеризующихся прогрессирующей обводненностью добываемой продукции. Проанализированы limitations существующих методов внутрипластового потокоотклонения. Обоснована перспективность применения органо-гибридных композиций в качестве интеллектуальных агентов для регулирования фильтрационных потоков. Представлены возможные механизмы синтеза и структура таких систем, сочетающих неорганическую матрицу и органические полимерные цепи. Описаны предполагаемые механизмы их действия, включая зависимость реологических и структурообразующих свойств от пластовых условий (температура, минерализация, pH). Проведен сравнительный анализ потенциальной эффективности органо-гибридных технологий по сравнению с традиционными полимерными и гелевыми системами. Сделан вывод о том, что внедрение разрабатываемых композиций позволит существенно увеличить коэффициент охвата пласта воздействием и сократить объемы попутно добываемой воды.[1]

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, органо-гибридные материалы, нефтеотдача, обводненность, ремонтно-изоляционные работы, неоднородность пласта, интеллектуальные системы, заводнение.

UDC 622.276 + 665.618 : 665.62

**DEVELOPMENT AND JUSTIFICATION OF FLOW-DEFLECTING TECHNOLOGIES
USING ORGANO-HYBRID COMPOSITIONS TO IMPROVE DEVELOPMENT
EFFICIENCY OIL FIELDS**

Ibrahim Diab Walid

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr.MGR12-24-11)*

Abstract. The article addresses the current problem of enhancing oil recovery from heterogeneous reservoirs at a late stage of development, characterized by progressively increasing water cut of the produced fluid. The limitations of existing conformance control methods are analyzed. The prospects of using organic-hybrid compositions as intelligent agents for regulating filtration flows are substantiated. Possible synthesis mechanisms and the structure of such systems, combining an inorganic matrix and organic polymer chains, are presented. The presumed mechanisms of their action are described, including the dependence of rheological and structure-forming properties on reservoir conditions (temperature, salinity, pH). A comparative analysis of the potential effectiveness of organic-hybrid technologies compared to traditional polymer and gel systems is conducted. It is concluded that the implementation of the developed compositions will significantly increase the reservoir sweep efficiency and reduce the volumes of produced water.

Keywords: conformance control technologies, organic-hybrid materials, oil recovery, water cut, workover and isolation operations, reservoir heterogeneity, intelligent systems, waterflooding.

Современное состояние нефтедобывающей отрасли Российской Федерации характеризуется непрерывным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в неоднородных коллекторах с сложнопостроенной фильтрационно-емкостной характеристикой. Доминирующим методом поддержания пластового давления и вытеснения нефти остается заводнение. Однако при высокой неоднородности пласта закачиваемая вода по законам гидродинамики преимущественно фильтруется по высокопроницаемым пропласткам, обходя значительные объемы низкопроницаемых зон, насыщенных нефтью. Это явление приводит к ряду негативных последствий: преждевременному обводнению добывающих скважин, резкому снижению дебитов по нефти, значительному увеличению эксплуатационных расходов на подъем, сепарацию и утилизацию попутной воды, а в конечном итоге – к низкому коэффициенту извлечения нефти (КИН).

Для решения данной проблемы применяются технологии внутрипластового потокоотклонения (ВПП), целью которых является селективное перераспределение фильтрационных потоков в пласте. Традиционные подходы включают использование сшитых полимерных систем, гелеобразующих составов на основе силикатов щелочных металлов, дисперсных и волокнистых систем. Несмотря на наличие положительных результатов, эти технологии обладают существенными недостатками: сложность точного контроля времени гелеобразования, недостаточная стабильность создаваемого барьера в условиях высоких температур и минерализации, неспособность к адаптации к изменяющимся пластовым условиям, риск необратимого повреждения продуктивных интервалов[2].

В этой связи актуальной задачей является разработка новых, «интеллектуальных» потокоотклоняющих композиций, свойства которых могут управляемо изменяться в ответ на внешние воздействия. Одним из наиболее перспективных направлений в данной области является создание и применение органо-гибридных материалов (ОГМ).

Список использованных источников:

1. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.
2. Галыбин, А.М. Ограничение притока подошвенной воды гидрофобными водонефтяными эмульсиями / А.М. Галыбин, А.В. Казакова и др. // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 9. – С. 18–21.
3. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

4. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
5. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
6. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
7. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
8. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
9. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
10. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
11. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
12. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
13. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
14. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

15. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
16. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
17. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
18. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
19. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
- 20.

УДК 553.9

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ В УСЛОВИЯХ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. А. Ибрагимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсЗ-21-11)

Аннотация. В условиях современной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на газовых промыслах Крайнего Севера, в частности компания ООО «Газпром добыча Ямбург», которая активно разрабатывает сеноманскую залежь, повседневно сталкивается с основными видами осложнений, такими как гидратообразование, образование гидратных пробок и вынос песка с забоя газовой скважины. Ранее представленные виды осложнений оказывают негативное влияние на устьевое оборудование, газопроводы и на систему сбора в целом. Гидратообразование приводит к уменьшению проходного сечения и закупорке газопровода, а также в стволе скважины. Вынос песка с забоя газовой скважины попутно с газовым потоком сопровождается абразивным воздействием на технологическое оборудование, приводящее к разгерметизации. В данной работе будет рассмотрено решение по предупреждению данных видов осложнений на кусте газовых скважин №104.1 в условиях Газового промысла № 1 ООО «Газпром добыча Ямбург», путем внедрения комплексной системы телемеханики. Представленный комплекс значительно сокращает производственные потери, тем самым снижая простой по работе газовых скважин, увеличивая МРП.

Ключевые слова: куст газовых скважин, гидраты, ледяные пробки, эксплуатация, эффективность, песок.

UDC 553.9

IMPROVING THE GAS WELLS COLLECTION SYSTEM BY IMPLEMENTING A COMPLEX TELEMCHANICS SYSTEM IN THE YAMBURG DEPOSIT

A.A. Ibragimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Abstract. In the conditions of modern operation of gas and gas condensate wells in the gas fields of the Far North, in particular, the company Gazprom Dobycha Yamburg LLC, which is actively developing the Senoman deposit, faces the main types of complications on a daily basis, such as hydrate formation, the formation of hydrate plugs, and the removal of sand from the bottom of the gas well. These types of complications have a negative impact on the wellhead equipment, gas pipelines, and the overall collection system. Hydrate formation leads to a decrease in the cross-section and blockage of the gas pipeline, as well as in the wellbore. The removal of sand from the bottom of a gas well along with the gas flow is accompanied by abrasive effects on the technological equipment, which can lead to leaks. In this paper, we will discuss a solution to prevent these types of complications at the gas well cluster № 104.1 in the Gas Field № 1 of Gazprom Dobycha Yamburg LLC, by implementing a comprehensive telemetry system. The presented complex significantly reduces production losses, thereby reducing downtime of gas wells and increasing the MRP.

Keywords: gas well bush, hydrates, ice plugs, operation, efficiency, sand.

При эксплуатации возникают существенные трудности по извлечению пригодного газа и конденсата. Это выражается в быстром износе всего устьевоего оборудования на кусте газовых скважин, так как на них действуют нагрузки в виде гидратов и гидратных пробок, образование льда, климатические условия. Все это сказывается на продолжительности работы кустов скважин и их эффективной работы.[1]

Таблица 1 – Причины выходов из строя и режимы работы оборудования куста газовых скважин № 107.2

Участок т/п/скв.	Количество отказов оборудования за 2020-2023	Причины
Порыв газопровода-шлейфа на скв. № 104.1 до ЗПА	7	гидраты, ледяные пробки, старый фонд трубопровода,
Заклинивание запорной арматуры на скв. № 104.1	5	старый фонд
Износ штуцера на скв. 104.1	4	песок
Поломка вентиля на скв. 104.1	3	нарушение требований ОТ

По данным таблицы 1 приведена динамика выходов из строя оборудования за 4 года эксплуатации на кусте газовых скважин № 107.2. Видно, что большая часть всех отказов на порыв газопровода шлейфа, связанного в основном с гидратообразованием; 26,3 % - приходится на старый фонд запорной арматуры; 21 % - песок и 15,7 % связаны с нарушениями требований охраны труда. Чтобы свести количество отказов к минимуму, предлагается внедрить на данный куст на скважину № 104.1 комплексную систему телемеханики.

Данный комплекс состоит из контролируемого пункта, который предназначен для сбора и передачи данных о режимах работы скважин кустов в пункт диспетчерского управления, приема и реализации получаемых от диспетчерского пункта команд, собственного энергообеспечения. Расходомера газа ГиперФлоу, который предназначен для измерения расхода природного газа на объектах добычи и хранения как технологический прибор. Система подачи ингибитора предназначена для точного дозирования метанола в затрубное пространство газовой скважины. Регулирующее устройство дебита является исполнительным устройством, предназначен для плавного изменения проходного сечения

трубопровода, следовательно и изменения тех.режима скважины в реальном времени. Состоит из двух основных частей: привода, регулирующая часть.

Куст газовых скважин № 107.2 оборудуется системой телемеханики. Рабочее давление скважины примерно 2,5 – 3,0 МПа, температура гидратообразования в пределах от минус 0,02 до плюс 1,80 °С. [4]

Преимущества: автоматическое изменение технологического режима (рабочее давление, а значит и температуру гидратообразования, объем подаваемого метанола) путем изменения проходного сечения газосборного коллектора системой регулирующего устройства дебита. Также это можно выполнять по радиоканалу с Газового промысла № 1, либо вручную.

В летний период, когда температура окружающей среды относительно высока в районе Крайнего Севера, то система позволяет производить отбор газа максимально возможно, тем самым исключая возможное гидратообразование и вынос песка.[6]

При снижении температуры газового шлейфа под воздействием окружающей среды в холодный период, вероятность образования гидратов и ледяных пробок высока, что приводит к значительным капитальным вложениям, чтобы устранить эту проблему. Отсюда следует, что система автоматически подстраивается под температуру окружающей среды, тем самым увеличивая продолжительность работы газосборного коллектора на протяжении одного года.

Также, с помощью системы подачи ингибитора (СПИ - 1) происходит минимальная подача метанола, тем самым уменьшая его расход и увеличивая продолжительность подачи в автоматическом режиме. Так как система полностью автономна, то она не требует подведения дополнительных линий электропередач, тем самым исключая дополнительные затраты на электроэнергию.

Данный комплекс проводит передачу всех технологических параметров скважины на Газовом промысле № 1 каждые 20 минут, таким образом, позволяя оператору по технологическим установкам наблюдать за параметрами на экране монитора компьютера.

Отсюда следует, что значительно сокращается транспортировка персонала к кусту газовых скважин № 107.2.

Сравним две газовые скважины с приближенными параметрами. В 2023 году скважина № 107.2 имела простой 8 дней, скважина № 104.1 необорудованная системой телеметрии имела 45 дней простоя.

Определяем, сколько дней в 2023 году работала скважина № 107.2 и 104.1. Скважина № 107.2 проработала 357 дней, скважина № 104.1 проработала 320 дней. Исходя из проработанных дней, определяем общую добычу за данное время работы.[3]

$$V_{Г(107.2)} = 580623,85 \cdot 357 = 207282714 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$V_{Г(104.1)} = 590532,11 \cdot 320 = 188970275 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Определяем разницу потенциально возможного отбора газа в 2023 году:

$$X = V_{Г(107.2)} - V_{Г(104.1)}, \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

где: X – разница потенциально возможного отбора газа, м³/год;

$V_{Г(107.2)}$ – объемный расход газа скважины № 107.2, м³/год;

$V_{Г(104.1)}$ – объемный расход газа скважины № 104.1, м³/год.

$$X = 207282714 - 188970275 = 18312439 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Отсюда видно, что в 2023 году 18,31 млн.м³/год газа можно было добыть со скважины № 104.1, если она была бы оборудована комплексной системой телеметрии.

Эффективность от проведенного мероприятия по внедрению системы телемеханики дает экономический эффект 18 млн.руб. Из чего следует оправданность применения данных мероприятий. Данное мероприятие окупается в первый год применения системы

телемеханики. Себестоимость после проведения мероприятий по вводу комплексной системы телемеханики на газовую скважину № 104.1 значительно снизилась, что говорит об оправданности данного метода снижения затрат.

Проведенный расчет показывает, что внедрение системы телемеханики технологически обосновано, так как разница показаний показывает, что потенциально возможный дебит, равный 18,1 млн.м³/год, значительно приведет к повышению показателей добычи газа Газовом промысле № 1.

Согласно проведенным экономическим расчетам следует, что прибыль от проведенных мероприятий составит 18,1 млн.руб, из чего следует оправданность применения данных мероприятий. Данное мероприятие окупается в первый год применения системы телемеханики.

Список использованных источников:

1. Янин, А.Н. Проблемы разработки газовых скважин Западной Сибири: учебник/ А.Н. Янин, 2016. – 315с.
2. Мероприятия по технологиям эксплуатации обводняющихся газовых скважин Ямбургского НГКМ: пособие/ г.Тюмень, 2015. – 423с.
3. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: учебник/Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М., 2016. – 324с.
1. ТР-0001. Технологический регламент УКПГ-1, 2015. – 115 с.
2. Технологический регламент на разработку газоконденсатных месторождений, 2015г.
3. Ямбургское месторождение газа и нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.syl.ru> – (дата обращения: 29.09.2025).
4. Measures for the operation of water-cut gas wells at the Yamburg NGKM: manual/ Tyumen, 2015. – 423p.
5. ООО «Газпром добыча Ямбург» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.yamburg-dobycha.gazprom.ru> (дата обращения: 30.09.2025).
4. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
5. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
6. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
7. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
8. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
9. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов

// Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

10. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

11. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

12. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

13. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

14. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

15. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

16. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

17. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

УДК 622.279.4

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТЕХНОЛОГИЕЙ ОТКАЧКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Д.С. Игнатьев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГРсЗ 21-11)

Аннотация. В статье предлагается к оценке и изучению применение технологии откачки попутного нефтяного газа из затубного пространства добывающих скважин.

Технология разделена на два блока. Работа представляет собой принудительную откачку газа с применением компрессорного оборудования российского производства для сохранения необходимого коэффициента подачи ШГН. В статье описаны также и результаты применения технологии откачки ПНГ на месторождении и перспектива использования технологии в рамках разработки других месторождений нефтегазодобывающих компаний отрасли.

Ключевые слова: откачка попутного нефтяного газа, повышение рентабельности, транспортировка газа.

UDC 622.279.4

INCREASING THE OIL RECOVERY COEFFICIENT AT THE FOOTHILL SITE OF THE ALEKSEEVSKY FIELD BY PUMPING ASSOCIATED PETROLEUM GAS FROM THE ANNULUS

D.S. Ignatiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ 21-11)

Abstract. The article proposes to evaluate and study the application of technology for pumping associated petroleum gas from the bottom of producing wells. The technology is divided into two blocks. Unit No. 1 is a forced pumping of gas using Russian-made compressor equipment to create the necessary annular pressure. Block No. 2 is a technology for applying gas collection by connecting the annular space of wells to an existing or newly built gas collection system in an oilfield. The article also describes the results of using APG pumping technology at the field and the prospect of using the technology in the development of other fields of oil and gas producing companies in the industry.

Keywords: pumping out associated petroleum gas, increasing profitability, and transporting gas.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин предприятия нередко сталкиваются с ростом давления в затрубном пространстве. Эта проблема имеет высокую значимость, особенно в текущих условиях постоянного снижения рентабельности добычи нефти и истощения старых запасов нефтяных залежей. Эксплуатация скважин с недостаточным коэффициентом подачи приводит к её срыву и постоянным недоборам нефти. Любое значение затрубного давления выше давления коллекторного приводит к образованию газовой шапки в затрубном пространстве.

Существующие, простые методы, такие как установка газоперепускных клапанов не позволяют эффективно избавляться от образующихся газовых шапок.

Снижение коэффициента наполнения насоса зачастую приводит к тому что клапанная пара начинает работать с большим объемом газа, чем с объемом жидкости. В связи с этим фактическая подача насоса становится кратно меньше теоретической.

Существует несколько решений проблемы снижения рентабельности добычи нефти. Уплотнение сетки скважин, применение нового глубинно насосного оборудования, различные методы увеличения нефтеотдачи. Однако все эти методы требуют высоких людских и материальных затрат. Поэтому метод принудительной откачки газа является наиболее выгодным с экономической точки зрения, так как требует меньшего количества капитальных затрат.

При написании данной статьи был проведен анализ базовых и текущих промысловых данных, полученных в ходе реальной эксплуатации технологии.

Для снижения газового давления в затрубе используются компрессорные установки, что эффективно повышает нефтедобычу, а также обосновано экономически.

Метод заключается в принудительном отборе газа из затрубного пространства скважин с помощью специальных компрессорных установок:

- внутрискважинных;

- поверхностных;
- подвесных;
- стационарных;
- передвижных и т.д.

ПАО Татнефть» успешно провело испытания мобильной скважинной компрессорной установки (МСКУ-10), производства ООО «ЗАМАН» и внедрило их в промышленную эксплуатацию на своих месторождениях.

МСКУ предназначена для откачки газа из затрубного пространства скважин с любым типом насосного оборудования, а также для компримирования и транспортировки газа с нефтепродуктами по линии сбора продукции.

Технические характеристики МСКУ производства ООО «Заман» представлены в таблице 1.

Установка состоит из двух компрессоров с тремя ступенями сжатия с электрическими приводами

Таблица №1 – Технические характеристики МСКУ

Характеристики	Данные
Производительность, $\text{м}^3/\text{час}$	80
Максимальное рабочее давление, МПа	4,0
Мощность электроприводов, кВт	18,5
Напряжение питания, В	380
Давление на входе, минимум, МПа	-0,05
Давление на входе, максимум, МПа	4,0
Габаритные размеры: ДхШхВ, мм	2200х1500х2000
Вес в сборе, кг	1200

Основные элементы МСКУ – это компрессорные головы (ГК), с несколькими ступенями компримирования. Компрессор представляет собой оборудование электрического типа, питание которого осуществляется через существующую КТП.

В процессе проведения опытных испытаний одной единицы компрессорного оборудования успешно подтверждена возможность решения следующих производственных задач:

- плавный пуск компрессорной установки;
- поддержание Р затрубного в необходимом диапазоне давлений;
- увеличение объёма добываемой продукции.

Установка для откачки газа испытывалась на одном кусту скважин Ромашкинского месторождения. За время испытаний уровень обводненности продукции упал на 5%, изменения забойного давления зафиксировано не было.

Планируемые результаты добычи нефти из испытываемых скважин приведены в таблице №2 . Итоговые результаты приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Планируемые результаты добычи нефти

К-6105Б				
	6094	6095	6096	6099
Дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$ (ожидаемый)	1 (1,1)	3,1 (3,41)	2,1 (2,31)	2,3 (2,53)
Дебит нефти, т/сут (ожидаемый)	0,86 (0,946)	2,64 (2,904)	1,81(1,991)	1,98 (2,178)
Динамический уровень, м	1318	1290	1312	1314
Глубина спуска ГНО, м	1401	1401	1396	1386
Итого ожидаемый прирост дебита нефти, т/сут				0,73

Таблица 3 – Итоговые результаты

Параметр	Показатели до внедрения СКУ	Показатели после внедрения СКУ	Показатели на 13.04.2021	Разница показателей	
скв. №6094					
Динамический уровень, м	1325	1241	1267	-58 м	4%
Дебит по нефти т/сут	0,86	1,4	1,52	0,66 т	77%
Давление затрубное, МПа	0,8	0,1 – 0,4	0,2	-	
скв. №6095					
Динамический уровень, м	1295	1292	1268	-27 м	2%
Дебит нефти т/сут	2,58	2,7	2,87	0,29 т	11%
Давление затрубное, МПа	0,9	0,1-0,4	0,2	-	
скв. №6096					
Динамический уровень, м	1315	1295	1249	-66 м	5%
Дебит нефти т/сут	1,72	2,5	2,27	0,55 т	32%
Давление затрубное, МПа	1,1	0,1 – 0,4	0,2	-	
скв. №6099					
Динамический уровень, м	1320	1249	1056	-264 м	20%
Дебит нефти т/сут	1,98	2,6	2,5	0,52 т	26%
Давление затрубное, МПа	1,1	0,1 – 0,4	0,2	-	

На рисунке 1. представлены первичные результаты ОПИ.

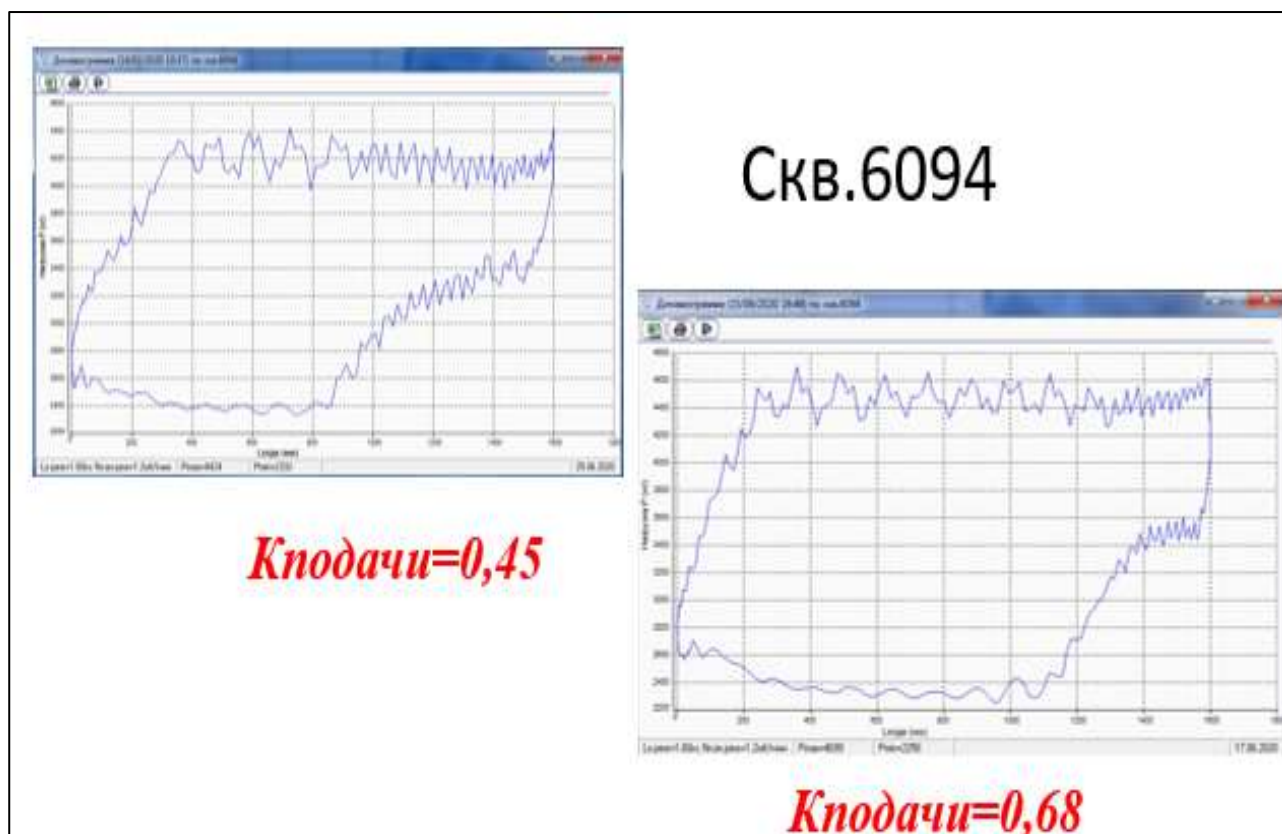


Рисунок 1 – Первичные результаты ОПИ

Итоги опытно-промысловых испытаний представлены на рисунке 2. Удалось достичь заявленных характеристик оборудования и результатов в виде увеличения фактического дебита испытываемых скважин и стабилизации динамического уровня.



Рисунок 2 – Итоги опытно-промысловых испытаний

Выводы

Подводя итоги, можно констатировать, что по результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ) во всех задействованных скважинах наблюдался рост динамического уровня и дебита. При этом динамика прироста оказалась неоднородной:

- в отдельных скважинах зафиксирован существенный рост дебита - до 63%;
- в остальных скважинах увеличение составило 14% и более.

Одновременно отмечено снижение затрубного давления до диапазона 0,5-1 атм.

Эти данные позволяют сделать заключение об успешном проведении испытаний.

Применение компрессоров для откачки ПНГ данного типа хорошо зарекомендовало себя как с экономической точки зрения, так и с точки зрения промышленной безопасности, обладая всеми необходимыми сертификатами типа ТР/ТС.

Эффективность применения технологии доказана, что подтверждают утвержденные компанией Заказчиком акты проведения опытно-промышленных испытаний.

Список использованных источников:

1. Глушков А.А. Увеличение коэффициента извлечения нефти на осложненных ПНГ фонде скважин / А.А. Глушков // Нефтегазовое дело – 2017. – № 8. – С. 24-27.
2. ООО «Заман». URL: <https://zaman.ru> (дата обращения 03.04.2025г.)
3. Исследования разработки Ромашкинского месторождения, 2017-2021. – 308 с.
4. Технологическая схема разработки Ромашкинского месторождения: ТатНИПИнефть, Бугульма, 2021.
5. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов / В. И. Щуров. – Санкт-Петербург: Недра, 2018. – 210 с.
6. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова,

Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

7. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

8. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

9. Атажонova, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонova, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

10. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

11. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

12. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

13. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

14. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

15. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

16. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в

нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

17. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

18. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Измайлова Г.Р.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Воробьев Д.А.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР-25-11)

Сабиров Н.Ф.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГРдв-23-11)

Аннотация. На данный момент происходит постепенное истощение традиционных запасов при устойчивом спросе на нефть и продукты ее переработки. Поэтому большее значение приобретают технологии максимального использования ресурсов и добычи даже из труднодоступных мест. Со временем рабочие характеристики пласта, например, трещиноватость, пористость и проницаемость ухудшаются. Вследствие этого уменьшается дебит нефти скважины. Гидроразрыв пласта остается одним из ключевых методов повышения дебита нефти, за счет восстановления характеристик пласта нефтяных месторождений.

Ключевые слова: ГРП, проппант, технология, давление, дополнительная добыча нефти, ПЗП, проницаемость, трещиноватость.

UDC 622.276

THE USE OF HYDRAULIC FRACTURING IN WESTERN SIBERIA

Izmailova G.R.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Vorobyov D.A.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR-25-11)

Sabirov N.F.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGRdv-23-11)

Abstract. At the moment, there is a gradual depletion of traditional reserves with a steady demand for oil and refined products. Therefore, technologies for maximizing the use of resources and extraction, even from hard-to-reach places, are becoming more important. Over time, the reservoir's performance characteristics, such as fracturing, porosity, and permeability, deteriorate. As a result, the oil flow rate of the well decreases. Hydraulic fracturing remains one of the key methods for increasing oil production by restoring the characteristics of the oil fields.

Keywords: hydraulic fracturing, propping agent, technology, pressure, additional oil production, fracking, permeability, fracturing.

В последние годы гидравлический разрыв пласта является одним из главных методов интенсификации добычи углеводородов, который сильно повлиял на развитие нефтегазовой отрасли. Данный метод также актуален и в условиях Западной Сибири с большими запасами углеводородов и особенными геологическими особенностями.

В Западной Сибири добываются большие объемы нефти и газа, но при освоении месторождений в этом регионе возникает ряд проблем, связанных с природно-климатическими условиями, высокой степенью неоднородности и высоким пластовым давлением.

По этим проблемам предложение скважин-кандидатов под ГРП по данной группе пластов ограничено. В текущих условиях выполнен поиск оптимальных технологий, направленных на увеличение охвата методом ГРП.

1) Селективные ГРП

Проведение сопутствующих ремонтно-изоляционных работ в интервалах с признаками опережающих темпов обводнения, с последующей интенсификацией методом ГРП на основе маловязких и линейных гелей.

2) Технология «MixFrac»

Суть технологии «MixFrac» заключается в следующем: на первых двух стадиях закачивают смесь проппанта различной фракции (30/50 или кварцевый песок+20/40+16/20), третья стадия проходит с использованием одного типоразмера, обычно это 16/20. Во время первого и второго этапа смесь проппанта оседает в самой низкой части трещины (при закачке используют гель с малой загрузкой хим. реагентов – меньшей вязкости), которая создает барьер для фильтрации жидкости разрыва при следующем этапе. Это необходимо для того, чтобы в большей степени охватить с помощью ГРП верхнюю часть пласта. После запуска скважины в работу, градиент проницаемости трещины, созданный, посредством снижения проницаемости набивки из сочетания проппантов различных фракций относительно упаковки проппанта фракции 16/20, приводит к увеличению доли притока из нефтенасыщенной верхней части пласта. При отборе скважин-кандидатов рекомендуется учесть необходимость наличия глинистой перемычки более 5-7 м до водонасыщенной части пласта. Также должны минимизироваться риски обводнения от скважин, которые работают в системе ППД.

3) Технология ГПП+ГРП

Технология успешно внедрена на объекте АВ1-2 Нивагальского месторождения, ГРП выполняется по технологии «MixFrac» с предварительной гидропескоструйной перфорацией.

Основные преимущества технологии:

- отсутствует воздействие на цементный камень, что исключает риск обводнения и прорыва газа;
- увеличение гидродинамического совершенства скважины;
- производительность скважины повышается из-за проведения перфорации и точного гидроразрыва пласта на участках, которые ранее не были вовлечены в разработку;
- время на подготовку скважины к ГРП уменьшается, потому что перфорация производится в одно время с последующим ГРП;
- очищает призабойную зону пласта от кольматанта намывом каверн от 0,5 до 2 метров.

Область применения ГПП с последующим ГРП: горизонтальные скважины и боковые стволы, которые имеют невовлеченные участки в разработку, а также вертикальные и наклонно-направленные скважины.

Критерии выбора скважины – кандидата:

- наличие невовлеченных участков пласта в разработку;

- фактические режимы работы скважины должны быть намного ниже проектных;
- предельно допустимое давление в эксплуатационной колонне должно быть больше величины бокового горного давления планируемых к разрыву интервалов пласта на 25 %;
- отношение текущего пластового давления к начальному на момент проведения ГРП должно быть более 0,9;
- при проведении мероприятия толщина перекрывающих и подстилающих глинистых прослоев должны быть более 3 метров;
- сумма гидростатического давления от пласта до устья и допустимого давления опрессовки эксплуатационной колонны должна быть больше давления разрыва пласта.

4) Двухстадийный ГРП - технология, применяемая для вовлечения в процесс разработки запасов нефти из слабодренлируемых зон и участков, которые расположены вдали от основных фильтрационных потоков пласта.

Суть технологии заключается в проведении процесса ГРП в две отдельные стадии с непродолжительным временем технологического отстоя между ними (не более двух часов), которого достаточно для закрытия трещины.

Процесс проходит так:

1) На первом этапе закачивают 20-40 % проппанта от общей массы с увеличенным объёмом буферной жидкости. Далее создаётся трещина ГРП с увеличенной шириной, за счёт чего происходит перераспределение напряжённого состояния и изменение пластового давления.

2) Далее выдерживается технологический отстой в течение 1-2 часов, необходимый для того, что трещины закрепились в продуктивном пласте ГРП.

3) На последнем этапе проводится закачка остаточной порции проппанта (60–70% от общей массы в случае двухэтапного ГРП).

Преимущество двухстадийного ГРП заключается в том, что можно использовать технологии при близком расположении нагнетательных скважин от скважины-кандидата.

Таким образом, гидравлический разрыв пласта в условиях Западной Сибири имеет большую роль в интенсификации добычи нефти, путем восстановления характеристик пласта. В Западной Сибири изобретают новые технологии, которые показывают на практике большие результаты. Для достижения наибольшего эффекта от проведения данного мероприятия необходимо тщательно подбирать скважины кандидаты, учитывая геологические характеристики пласта, технологические параметры скважины и экономическую целесообразность.

Список использованных источников:

1. Revising the effectiveness of thermal method application for unconventional bitumen oil production stimulation / Gizzatullina A.A., Tazetdinova Yu.A. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. - 2020. – V.919. - P. 62061. DOI: 10.1088/1757-899X/919/6/062061.
2. On the issue of efficiency of thermal methods application for intensification of hard-to-recover bituminous oils production / Gizzatullina A.A., Tazetdinova Yu.A., Tazetdinov B.I.// Petroleum Engineering. - 2020. - V. 18. № 4. P. 40-47. DOI:10.17122/ngdelo-2020-4-40-47.
3. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва: Недра, 1988.
4. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1988.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. Москва: Недра, 1972. С. 200.
6. Butler R. M., Jiang Q. Improved recovery of heavy oil by vapex with widely spaced horizontal injectors and producers. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000. V. 39, № 1. P. 48–56.
7. Izmaylova G.R. ACOUSTICALLY INDUCED MASS TRANSFER IN SATURATED POROUS MEDIA В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. Сер. "International

Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering, IPDME 2020" 2021. С. 012073.

8. Хабибуллин А.М., Воробьев Д.А., Измайлова Г.Р. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 401-405.

9. Ишмухаметов Т.Г., Малинин А.С., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Хуснутдинова Р.Р. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ MATLAB/SIMULINK В сборнике: Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 474-480.

10. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Larin P.A., Kuleshova L.S. METHOD FOR SELECTING GEOTHERMAL ENERGY EXTRACTION TECHNOLOGIES USING NOMOGRAMS В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. The International Conference "Information Technologies in Business and Industry". IOP Publishing, 2019. С. 072006.

11. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.

12. Оценка деформаций элементов буровой колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.

13. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

14. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

15. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

16. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

17. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrakhmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

18. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

19. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й

Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

20. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

21. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

22. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

23. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

24. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОМИНИРУЮЩЕГО МЕХАНИЗМА ВЫТЕСНЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А. А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Р.Р. Гарипов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Аннотация: Статья посвящена актуальной проблеме повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. В работе предложен методический подход к идентификации доминирующего механизма вытеснения на основе комплексной интерпретации данных гидродинамических и геофизических исследований скважин. Рассмотрены диагностические признаки различных механизмов вытеснения, проявляющиеся в данных исследований.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, механизм вытеснения, гидродинамические исследования скважин, геофизические исследования скважин, кривые восстановления давления, гравитационный дренаж.

UDC 622.276

COMPREHENSIVE ANALYSIS OF HYDRODYNAMIC AND GEOPHYSICAL DATA FROM STUDIES OF WELLS TO DETERMINE THE DOMINANT DISPLACEMENT MECHANISM AT A LATE STAGE OF DEVELOPMENT

G. R. Izmailova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

R.R. Garipov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. MGR-12-25-11)*

Abstract: The article is devoted to the urgent problem of increasing the efficiency of oil field development at a late stage. The paper proposes a methodological approach to the identification of the dominant displacement mechanism based on a comprehensive interpretation of data from hydrodynamic and geophysical studies of wells. The diagnostic signs of various mechanisms of displacement, which are manifested in the research data, are considered.

Keywords: late stage of development, displacement mechanism, hydrodynamic studies of wells, geophysical studies of wells, pressure recovery curves, gravity drainage.

Нефтедобывающая отрасль Российской Федерации характеризуется возрастающей долей месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Для таких объектов характерны высокие значения обводненности продукции, значительная выработка запасов и изменение физических процессов в пласте [1]. В этих условиях традиционные подходы к разработке часто оказываются неэффективными, что требует применения современных методов диагностики состояния пластовой системы. Особую сложность представляет идентификация доминирующего механизма вытеснения, который может существенно отличаться от заложенного в проекте разработки. УпругОВОДОНАпорный режим часто сменяется режимом растворенного газа или гравитационным дренажем, что сопровождается изменением динамических характеристик разработки [2]. Стандартный анализ технологических показателей не всегда позволяет однозначно определить активный механизм, что приводит к неэффективному выбору геолого-технических мероприятий.

Цель работы - разработка методического подхода к идентификации механизма вытеснения на поздней стадии разработки на основе комплексного анализа данных геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также обоснование на его основе целевых геолого-технических мероприятий.

В основу предлагаемого методического подхода положен комплексный анализ данных различных методов исследований, позволяющий получить взаимодополняющую информацию о процессах в пласте.

Геофизические методы исследований включают:

- импульсный нейтронный каротаж для оценки текущей нефтенасыщенности;
- расходомер для определения интервалов притока и профиля обводнённости;
- термометрию для идентификации обводнённых интервалов;
- резистивиметрию для контроля изменения минерализации пластовых вод.

Гидродинамические методы исследований представлены:

- исследованиями на установившихся режимах для снятия индикаторных диаграмм;
- нестационарными исследованиями для определения параметров пласта;
- гидропрослушиванием для оценки межскважинной связности.



Рисунок 1 - Схема комплексирования методов исследований

Для идентификации механизмов вытеснения использовались следующие диагностические признаки:

- для гравитационного дренажа - постепенное вертикальное перемещение ВНК по данным повторного импульсного нейтронного каротажа;
- характерное распределение нефтенасыщенности по вертикали с образованием "нефтяной подушки";
- сохранение продуктивности скважин при высоких значениях обводненности.

Для режима растворенного газа:

- постепенное снижение пластового давления ниже давления насыщения;
- увеличение газового фактора в добывающих скважинах; изменение характеристик продукции (появление свободного газа);
- особенности в данных геофизических исследований, связанные с изменением фазового состава флюидов.

Для упруговодонапорного режима:

- относительная стабильность пластового давления; высокая гидродинамическая связность между нагнетательными и добывающими скважинами;
- четкая зависимость дебитов от режима работы нагнетательных скважин.

Методика комплексного анализа включает следующие этапы: сбор и первичная обработка разновременных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин. Делается сравнительный анализ данных для выявления динамики изменений. Разработка рекомендаций по выбору геолого-технических мероприятий.

Проведенный анализ позволил установить характерные особенности проявления различных механизмов вытеснения в данных исследований. Анализ данных геофизических исследований показал высокую информативность импульсного нейтронного каротажа для мониторинга изменения нефтенасыщенности.

Расходомерия и термометрия позволяет установить интервал поступления воды. (Это особенно важно при наличии прорывов)

Сбор данных позволяет оценить степень выработки отдельных интервалов о первоначальной нефтенасыщенности.

Низкая связность характерна для гравитационного дренажа, тогда как при упруговодонапорном режиме обычно наблюдается хорошая связность между нагнетательными и добывающими скважинами.

Комплексная интерпретация данных позволила выделить три характерных этапа развития процессов на поздней стадии разработки. Этап доминирования гравитационного дренажа диагностируется по комплексу признаков, включающему вертикальное перемещение ВНК со скоростью 0,5-2 метра в год, формирование зоны повышенной нефтенасыщенности в нижних частях структуры, характерную форму кривых восстановления давления с медленной стабилизацией и сохранение продуктивности скважин при обводненности 80-90%.

Этап режима растворенного газа идентифицируется по снижению пластового давления на 15-25% ниже давления насыщения, увеличению газового фактора в 1,5-3 раза, появлению свободного газа в продукции, изменению формы кривых восстановления давления и локальному изменению нефтенасыщенности по данным импульсного нейтронного каротажа. Этап локальных прорывов воды по высокопроницаемым пропласткам диагностируется по резкому увеличению обводненности отдельных скважин, данным расходомерии, показывающим концентрацию притока в отдельных интервалах, и неоднородному изменению нефтенасыщенности по разрезу.

Выводы

Проведенные исследования позволили разработать методический подход к идентификации механизма вытеснения на поздней стадии разработки на основе комплексного анализа данных геофизических и гидродинамических исследований скважин. Выделены диагностические признаки основных механизмов вытеснения, проявляющиеся в данных исследований, где установлено, что для гравитационного дренажа характерно вертикальное перемещение ВНК со скоростью 0,5-2 метра в год и специфическая форма кривых восстановления давления, для режима растворенного газа - снижение пластового давления ниже давления насыщения и увеличение газового фактора.

Показана практическая значимость методики для обоснования геолого-технических мероприятий, разработаны рекомендации по выбору методов воздействия на пласт в зависимости от выявленного механизма вытеснения. Комплексный подход позволяет повысить эффективность разработки месторождений на поздней стадии на 5-15% за счет целевого применения методов воздействия на пласт, адекватных выявленным физическим процессам.

Список использованных источников:

1. Мищенко И.Т. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Москва: Недра, 2020. - 345 с.
2. Телегин Е.Ю., Гришин Ф.А. Гидродинамические исследования скважин. Москва: Нефть и газ, 2019. - 278 с.
3. Практика применения геофизических методов для мониторинга разработки месторождений. Под редакцией В.П. Овчинникова. Уфа: Издательство УГНТУ, 2021. - 189 с.
4. Шаммазов А.М. Физика нефтяного и газового пласта. Москва: Недра, 2018. - 412 с.
5. Методические рекомендации по комплексной интерпретации данных исследований скважин. Москва: ВНИИнефть, 2022. - 156 с.
6. Коротаев Ю.П., Фомин Д.К. Промысловая геофизика. Москва: Недра, 2019. - 298 с.
- Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
3. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
4. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической

- конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
5. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
6. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
7. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
8. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
9. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
10. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
11. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
12. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
13. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
14. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

16. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

17. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

18. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

УДК 622.276

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ОЦЕНКЕ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН: СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А. А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А. Р. Тухватшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР-12-25-11)

Аннотация. В представленной работе проводится анализ современных и перспективных геофизических методов оценки параметров скважин и пластов. Исследование охватывает как классические, традиционные методы (электромагнитный, акустический, гамма-каротаж), так и инновационные подходы, основанные на интеграции данных, машинном обучении и роботизированных платформах. Подчеркивается актуальность перехода к комплексным автоматизированным системам, что позволяет повысить точность и оперативность контроля, а в конечном счете - оптимизировать разработку месторождений и обеспечить устойчивое развитие нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: геофизические методы, интеграция данных, каротаж, традиционные методы, пласт.

UDC 622.276

GEOPHYSICAL METHODS FOR WELL PARAMETER ASSESSMENT: MODERN APPROACHES AND PROSPECTS

G. R. Izmailova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

A. R. Tukhvatshin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR-12-25-11)*

Abstract. This paper presents an analysis of modern and promising geophysical methods for assessing well and reservoir parameters. The study covers both classical, traditional methods (electromagnetic, acoustic, gamma-ray logging) and innovative approaches based on data integration, machine learning, and robotic platforms. It emphasizes the relevance of transitioning to integrated automated systems, which enhances monitoring accuracy and efficiency, and ultimately optimizes field development while ensuring the sustainable development of the oil and gas industry.

Keywords: geophysical methods, data integration, well logging, conventional methods, reservoir

Современная нефтегазовая промышленность сталкивается с необходимостью повышения эффективности разведки и эксплуатации скважин, а также оптимизации процессов добычи углеводородов. Любые решения по разработке месторождения – от текущей эксплуатации до капитального ремонта – должны опираться на достоверные данные. Именно поэтому так критически важна точная диагностика параметров скважин и свойств пласта. Фактически, геофизика здесь становится главным инструментом, предоставляя детальную и четкую картину происходящего в реальном времени без вмешательств в конструкцию скважины.

На сегодняшний день наблюдается тенденция к развитию автоматизированных систем мониторинга и обработки данных, что значительно ускоряет процесс принятия решений и повышает их качество. Перспективы же развития геофизических методов связаны, прежде всего, с внедрением новых сенсорных технологий, искусственного интеллекта и машинного обучения. Это открывает новые возможности для комплексной оценки параметров скважин и пластов. В условиях растущей конкуренции на рынке нефти и газа внедрение современных геофизических подходов становится стратегически важным направлением, обеспечивающим повышение эффективности добычи и снижение экологических рисков.

Поэтому так важно продолжать исследования в области современных геофизических методов. Повышение точности и скорости интерпретации данных с месторождений является ключевым фактором для рационального использования ресурсов и долгосрочного и устойчивого развития всей нефтегазовой отрасли.

Традиционные геофизические методы

В основе геофизических исследований нефтегазовых месторождений лежат классические методы, уже доказавшие свою надежность за долгие годы практики. В их основе – фундаментальные физические принципы: электромагнитные, акустические, гравитационные и радиометрические. Главное же преимущество этих подходов – это возможность получить ключевые данные о свойствах пород и флюидов, не повреждая при этом ни ствол скважины, ни окружающий массив.

Среди большого количества методов особо выделяется каротаж. По сути это целый комплекс измерений – как механических, так и электромагнитных. С его помощью геофизики определяют ключевые свойства пород: пористость, флюидонасыщенность, проницаемость, плотность и электропроводность. К примеру гамма-каротаж, анализирующий естественную радиоактивность пород, отлично помогает идентифицировать слои с повышенным содержанием радиоактивных элементов. Это, в свою очередь, позволяет точнее интерпретировать разрез и выявлять перспективные нефтеносные пласты.

Не менее важную роль играют и акустические методы. Акустический каротаж при измерении скорости распространения упругих волн, дает прямую информацию о механических свойствах коллектора, его пористости и насыщенности. Без этих важных параметров невозможно качественно оценить условия в пласте и спрогнозировать дебит. А сейсмический каротаж “просвечивает” прискважинную зону, выявляя особенности геологического строения и зоны с аномальными свойствами, что критически важно для оценки запасов и планирования дальнейших работ.

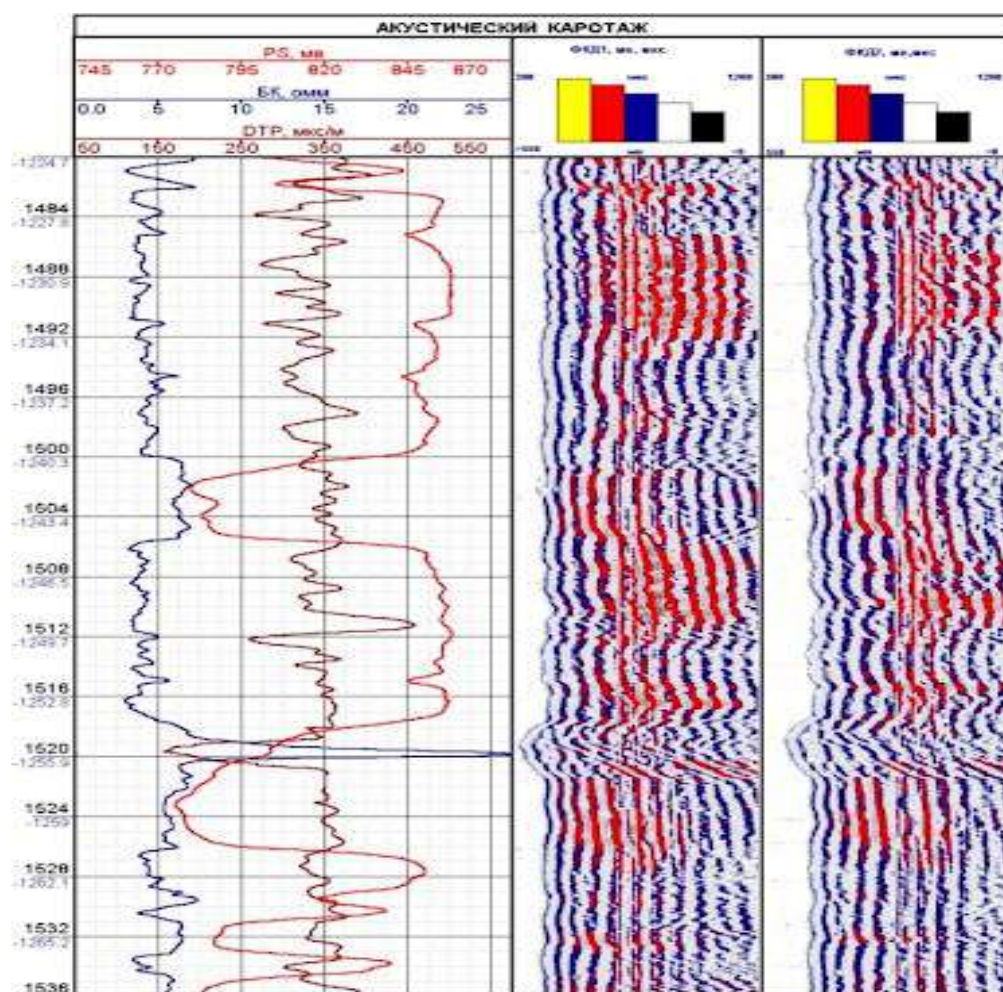


Рисунок 1 – Акустический картаж

Электромагнитные методы – один из ключевых инструментов в геофизике. Измеряя электропроводность, мы можем буквально “увидеть” распределение пород и флюидов в пласте. Это особенно ценно для прямого поиска углеводородов: пониженная электропроводность часто указывает на нефть или газ, в то время как вода, наоборот, хорошо проводит ток.

Не стоит забывать и о гравиметрических с магнитными методами. Они хоть и кажутся простыми, но дают важнейшую информацию. Гравиметрия фиксирует даже малейшие изменения плотности пород, помогая картировать границы пластов. А магнитная съемка отлично “ловит” разломы и зоны с аномальными свойствами, что критически важно на этапе поиска.

Конечно, у классических методов есть и слабые стороны. Проведение измерений, особенно в сложных условиях – это всегда дорого и трудозатратно. Но главная проблема – это ограниченная разрежающая способность и сложность интерпретации. Физические принципы, лежащие в их основе, просто не позволяют получить детальную картину в условиях очень сложной геологии.

Тем не менее, благодаря своей надежности, проверенной временем эффективности и широкому спектру применений, традиционные методы остаются важной составляющей системы оценки параметров скважин и пластов в современных нефтегазовых технологиях.

Современные подходы в геофизической оценке

В последние десятилетия развитие технологий и методов обработки данных значительно расширило возможности геофизической оценки параметров скважин и пластов. Современные подходы основаны на интеграции многомодальных методов, использовании автоматизированных систем обработки и интерпретации данных, а также внедрении новых

физических принципов и сенсорных технологий. Эти инновации позволяют получать более точные, оперативные и комплексные оценки, что существенно повышает эффективность разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Сегодня без комплексного подхода в геофизике не обойтись. Вместо того чтобы полагаться на один метод, специалисты объединяют данные сейсморазведки, электромагнитных и магнитных исследований. Синтез этой информации позволяет построить гораздо более детальную и достоверную модель пласта. На практике это означает, что мы точнее определяем ключевые параметры – от пористости и проницаемости до границ насыщения флюидами, - что напрямую снижает риски при бурении.

Настоящий прорыв в этой области связан с автоматизацией. Современные системы обработки данных, которые оснащены алгоритмами машинного обучения и искусственного интеллекта, берут на себя рутинный анализ огромных массивов информации. Они не просто ускоряют работу – они находят скрытые связи, которые могут ускользнуть от человеческого внимания. Яркий пример – успешное применение AI для автоматической классификации пород и прогнозирования самых перспективных, с точки зрения нефтеотдачи, зон.

Еще одним современным подходом является использование высокоточных сенсорных технологий и беспилотных систем. Разработка новых датчиков, способных работать в экстремальных условиях, позволяет получать данные в реальном времени с высокой разрешающей способностью. Беспилотные летательные аппараты и роботизированные платформы расширяют возможности проведения геофизических исследований на поверхности и внутри скважин, что способствует более оперативной оценке состояния пласта и призабойной зоны.

Заключение

Таким образом, развитие геофизических методов оценки скважин и пластов движется от традиционных, но ограниченных подходов к комплексной цифровизации. Стратегическим преимуществом становится синергия проверенных методов с новыми технологиями: интеграцией многомодальных данных, искусственным интеллектом для их обработки высокоточными сенсорами для мониторинга в реальном времени. Этот переход на качественно новый уровень контроля позволяет принимать более обоснованные решения, значительно повышая эффективность добычи и снижая риски, что в конечном счете определяет устойчивое и рентабельное развитие нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников

1. Джеббур, Х. Л. Интеграция данных геофизических исследований скважин и сейсморазведки для построения цифровых двойников месторождений / Х. Л. Джеббур, А. К. Сапрыкина // Геофизика. – 2021. – № 3. – С. 45–52. – (Серия "Прикладная геофизика").
2. Куликов, А. В. Применение методов машинного обучения для автоматической интерпретации данных каротажа / А. В. Куликов, И. М. Новикова // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. – С. 34–39.
3. Справочник по геофизическим исследованиям скважин / под ред. В. Н. Кобранова. – М. : Инфра-Инженерия, 2017. – 512 с.
4. Латыпов, Э. Р. Современные технологии и тенденции в промысловой геофизике / Э. Р. Латыпов, В. А. Гришин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 11. – С. 54–61.
5. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
6. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным

участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

7. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

8. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

9. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

10. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

11. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

12. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

14. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

15. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

16. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

17. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в

нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

УДК 622.276.8

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЭМУЛЬГАТОРА «ДИН-9» В УСЛОВИЯХ ООО «БАШНЕФТЬ-ДОБЫЧА»

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

И.Р. Гутков

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв23-11)*

Аннотация. В настоящее время наличие эмульсий в добываемой нефти достаточно сильно осложняет процесс её последующей подготовки. Следует уделять огромное внимание методам устранения данного осложнения. Химическая методика борьбы с эмульсиями в большей степени зарекомендовала себя в нефтяной промышленности, как с экономической, так и технологической точки зрения.

Ключевые слова: деэмульгатор, эмульсия, опытно-промысловые испытания, объект.

UDC 622.276.8

PRACTICAL EFFICIENCY OF THE DEMULSIFIER «DIN-9» IN THE CONDITIONS OF BASHNEFT-DOBYCHA LLC

G.R. Izmailova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

I.R. Gutov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student of group MGR12dv23-11)*

Abstract. Currently, the presence of emulsions in extracted oil significantly complicates its subsequent treatment. Methods for eliminating this complication require close attention. Chemical methods for combating emulsions have proven themselves to be the most effective in the oil industry, both from an economic and technological standpoint.

Keywords: demulsifier, emulsion, pilot tests, object.

Одной из важнейшей особенностей, характерной для современной нефтяной промышленности, является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым в основном относятся, тяжелые и высоковязкие нефти. Запасы аномальных высоковязких нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей [1]. В современной нефтяной промышленности, в связи с истощением запасов наиболее легкодоступных нефтей основную базу прироста нефтедобычи будут составлять ТРИЗ. На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, применяются методы повышения нефтеотдачи, которые могут привести к высоким уровням потери воды в добываемой нефти. Нефть при добыче содержит пластовую воду под давлением, соли, механические примеси и природные эмульгаторы - асфальтены и смолы. Нефть и вода постоянно перемешиваются по мере подъема нефти с забоя на устье скважины и движения по добывающему трубопроводу. В результате непрерывного смешивания нефти и воды образуются водонефтяные эмульсии, которые трудно разделить, они обладают высокой когезионной устойчивостью и высокой вязкостью.

Существует большое количество различных деэмульгаторов, способствующих разрушению водонефтяных эмульсий. Эффективность выделения воды из эмульсии зависит от многих параметров: количества и типа реагента, температуры деэмульсации, времени отстаивания. Оптимальные условия расхода любого реагента имеют огромную значимость.

В данной работе рассматривается подбор оптимальной дозировки деэмульгатора «ДИН-9» [2] на объектах ООО «Башнефть-Добыча». Поставленная задача решалась путём проведения эксперимента на пробах нефти [3, 4].

Опытно-промысловые испытания начаты на объектах системы нефтесбора Волковского месторождений УЦДНГ № 1 НГДУ «Уфанефть», где на 2-х точках с помощью БДР производится подача деэмульгатора для осуществления внутритрубной деэмульсации и последующего обеспечения предварительного сброса воды на УПСВ «Волково» при температуре поступающей на объект продукции («холодный» сброс).

Жидкость с месторождений УЦДНГ № 1 НГДУ «Уфанефть» направляется на УПСВ «Волково», где в свою очередь также в 1-й точке дозируется деэмульгатор, и происходит отделение воды от нефти и сепарация газа.

Нефть с остаточным содержанием воды до 5 % откачивается на НСП-1 «Сергеевка».

Подготовленная подтоварная вода закачивается в систему ППД в пласт водяными шурфами, оборудованными УЭЦН (рисунок 2).

Проектная производительность УПСВ «Волково» составляет:

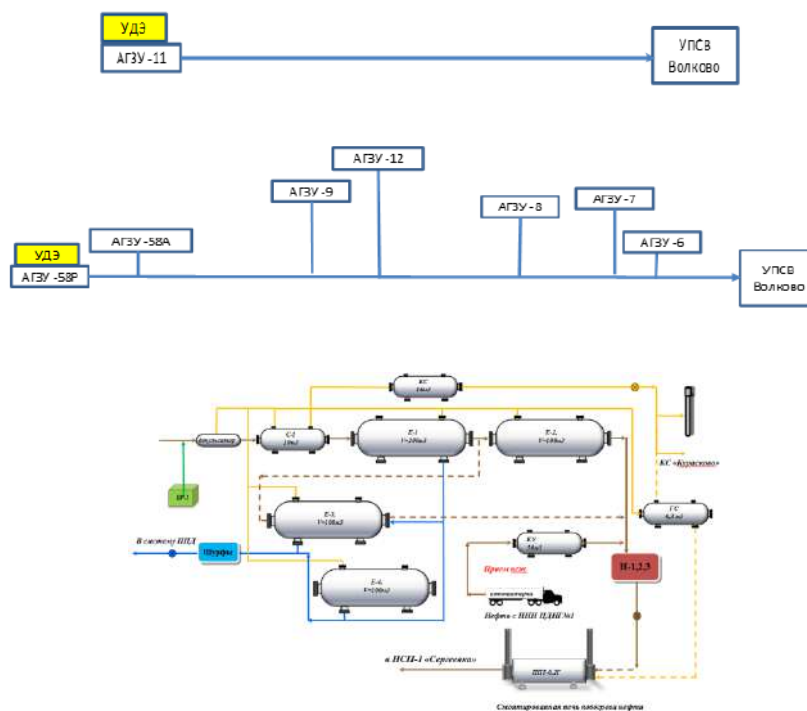
- по жидкости – 438 тыс. м³/год;
- по нефти – 292 тыс. т /год.

Перечень точек дозирования представлен в таблице 1:

Таблица 1 – Перечень точек дозирования УПСВ «Волково»

Место подачи реагента	Направление	Марка реагента	Q _{нефти} , т/сут	Удельный расход, г/т	Расход за сутки, кг/сут	Тип БДР
АГЗУ-11	УПС «Волково»	ДИН-9	29	103	3,0	НД-1.0
АГЗУ-58Р		ДИН-9	153	127	19,4	НД-1.0
УПСВ «Волково»	НСП-1 «Сергеевка»	ДИН-9	182	18	3,3	УДЭ

Схема подачи деэмульгатора представлена на рисунке 1.



Физико-химические свойства нефти и попутно-добываемой воды на УПСВ «Волково» представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Физико-химические свойства нефти и попутно-добываемой воды на УПСВ «Волково»

Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Ca ²⁺ в воде, мг/л	Mg ²⁺ в воде, мг/л	K ⁺ +Na ⁺ в воде, мг/л	HCO ₃ ⁻ в воде, мг/л	Cl ⁻ в воде, мг/л	SO ₄ ²⁻ в воде, мг/л	Температура транспорта, °С	Динамическая вязкость нефти при 20, мПа·с	Содержание асфальтенов, масс %	Содержание парафинов, масс %	Содержание смол, масс %
0,891	45	3600	1560	95806,9	488	157500,0	1250,6	5-13	32,2	4,4	1,3	25,5

Входной контроль опытной партии деэмульгатора ДИН-9 на соответствие нормативным показателям ТУ 2226-001-34743072-98, с изм. №№1-7 и требованиям Положения Компании № П1-01.05 Р-0339, версия 1.00 (далее ПК № П1-01.05 Р-0339) был проведен аккредитованной химической лабораторией ООО «Башнефть-Петротест». Номер испытуемой партии деэмульгатора ДИН-9 - № 382 от 08.10.2018 г.

Результаты входного контроля деэмульгатора марки ДИН-9 представлены в таблице 3

Таблица 3 – Результаты входного контроля деэмульгатора марки ДИН-9

Наименование показателя	Ед. изм.	Требования ПАО «НК «Роснефть»	Норма по ТУ	Показатели по		Методика испытаний
				ПК	ВК	
Срок хранения	год	Не менее 1 года с момента изготовления	1	Партия №382 от 08.10.2018	Партия №382 от 08.10.2018	Показатель указан в ТУ
Внешний вид		Фазовая однородность, и соответствие внешнего вида условиям ТУ	Однородная жидкость от бесцв. до темно-коричн. цвета, возможна опалесценция	Однородная жидкость светло-желтоватого цвета	Однородная бесцветная жидкость	ПК № П1-01.05 Р-0339
Температура застывания	°С	Не выше минус 40 °С для Урало-Поволжья. Не допускается расслоения ДЭ или осадка, допускается помутнение при выдержке сутки ДЭ при минус 40°С	Минус 40	При минус 42 не застывает	Ниже минус 50°С	ПК № П1-01.05 Р-0339
Кинематическая вязкость при плюс 20°С и минус 40°С	мм ² /сек	Определяется при +20°С и -40°С при ЛИ и ВК	при +20°С не более 150; при минус 40°С не более 800	При +20°С 23,5	При +20°С 20,57±0,43 при - 40°С - 432,4 ±18,4	ПК № П1-01.05 Р-0339

Наименование показателя	Ед. изм.	Требования ПАО «НК «Роснефть»	Норма по ТУ	Показатели по		Методика испытаний
				ПК	ВК	
Плотность при + 20 °С,	г/см ³	Допуск ± 5 % от задекларированного значения	0,920±5	0,940	0,938 ±0,0008	ПК № П1-01.05 Р-0339, ГОСТ 18995.1-73, Разд.1.
Массовая доля активного вещества	%	Допуск ± 10 % от задекларированного значения	43±10%	45,6	45,2 ±0,5	ТУ 2483-019-24084384 с изм.1-3
Класс опасности		Не менее 3	3	-	-	Указан в ПБ

Входной контроль деэмульгатора марки «ДИН-9» показал, что опытная партия (№ 382 от 08.10.2018) соответствует нормативным показателям ТУ 2226-001-34743072-98 с изм. №№1-7 Производителя и требованиям Положения ПАО «НК «Роснефть» ПК №П1-01.05 Р-0339 (версия 1.00) и допущен к ОПИ.

В период испытаний осуществлялся строгий контроль всех параметров процесса подготовки нефти и воды на соответствие нормативам технологического регламента и контроль над лабораторными анализами по качеству нефти и подтоварной воды.

Контроль показателей качества подготовки нефти и воды осуществлялся оперативным персоналом в ТП «Уфа» ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ» в обычном режиме.

Обеспечено присутствие представителей АО «Протон» г. Казань на объектах ООО «Башнефть-Добыча» УЦППН УПСВ «Волково», УЦДНГ-1 АГЗУ-58Р, АГЗУ-11 в период проведения испытаний.

Все возникающие в ходе испытаний разногласия, а также предложения по изменению схемы дозирования реагента обсуждались на техническом совещании с участием представителей АО «ПРОТОН» и ответственных специалистов ООО «Башнефть-Добыча».

Оптимизация удельного расхода деэмульгатора ДИН-9 на объекте нефтесбора АГЗУ-11 УЦДНГ №1 НГДУ «Уфанефть» начаты 07.11.2018 г. со средней дозировки 104,2 г/т нефти. Начальная удельная дозировка деэмульгатора ДИН-9 установлена в соответствии с программой ОПИ и соответствует фактическим удельным дозировкам, увеличенным на 20 %. Минимальный эффективный удельный расход ДИН-9 за период 07.12.2018-09.12.2018 по АГЗУ-11, при котором выполнялись все критерии эффективности, достигнут и равен 56,2 г/т нефти.

Оптимизация удельного расхода деэмульгатора ДИН-9 на объекте АГЗУ-58Р УЦДНГ №1 НГДУ «Уфанефть» начаты 07.11.2018г. со средней дозировки 127,2 г/т нефти. Начальная удельная дозировка деэмульгатора ДИН-9 установлена в соответствии с программой ОПИ и соответствует фактическим удельным дозировкам, увеличенным на 20 %. Минимальный эффективный удельный расход ДИН-9 по АГЗУ-58Р, при котором выполнялись все критерии эффективности, достигнут и равен 62,6 г/т.

Испытания деэмульгатора ДИН-9 на объекте УПСВ «Волково» начались с 18 г/т нефти. Минимально-эффективный удельный расход деэмульгатора ДИН-9 на УПСВ «Волково», при котором обеспечивается требуемый уровень подготовки нефти по критериям эффективности, достигнут и равен 11,4 г/т.

Обобщённые результаты ОПИ деэмульгатора ДИН-9 представлены в сводной таблице 4.

Таблица 4 – Обобщённые результаты ОПИ деэмульгатора ДИН-9

Средние показатели	Удельный расход деэмульгатора, г/т нефти	Линейное давление, атм.	Содержание нефтепродукто в на УПСВ, мг/л	Обводненность нефти УПСВ, %
Критерии эффективности работ согласно Программе ОПИ		не более: 20, 15 и 10 % от режимного: до 20, 30 и более 30 атм	не более 50	не более 10
АГЗУ-11				
Базовый период, за 20 суток до начала ОПИ (ДЭ -СТХ-5)	77,4	14,2	30,6	5,8
ДИН-9, за весь период ОПИ	66,6	15,0	29,3	10,9
ДИН-9, при минимально-эффективной дозировке	56,2	15,4	29,0	9,0
АГЗУ-58Р				
Базовый период, за 20 суток до начала ОПИ (ДЭ -СТХ-5)	89,7	25,0	30,6	5,8
ДИН-9, за весь период ОПИ	77,9	26,0	32,2	12,6
ДИН-9, при минимально-эффективной дозировке	62,6	25,5	29,0	9,0
УПСВ-Волково				
Базовый период, за 20 суток до начала ОПИ (ДЭ -СТХ-5)	7,7	-	30,6	5,8
ДИН-9, за весь период ОПИ	14,4	-	32,2	12,8
ДИН-9, при минимально-эффективной дозировке	11,4	-	29,3	9,0

Выводы:

1. Физико-химические показатели опытной партии деэмульгатора ДИН-9 производства АО «ПРОТОН» соответствуют нормам ТУ 2226-001-34743072-98 с изм. 1-7, а также удовлетворяет требованиям Положения Компании № П1-01.05 Р-0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». На реагент предоставлен полный пакет актуальной разрешительной документации.

2. Опытно-промышленные испытания деэмульгатора ДИН-9 на АГЗУ-11 и АГЗУ-58Р, УПСВ «Волково» с физико-химическими свойствами опытной партии (таблица 3), проведенные в полном объеме в соответствии с программой ОПИ, квалифицировать как успешные.

3. В ходе ОПИ установлены минимально-эффективные удельные расходы деэмульгатора ДИН-9, обеспечившие стабильную работу объектов нефтесбора и УПСВ «Волково» и выполнение заданных критериев эффективности, которые составили:

- АГЗУ-11 – 56,2 г/т нефти;
- АГЗУ-486 – 62,6 г/т нефти;
- УПСВ Волково – 11,4 г/т нефти.

Список использованных источников:

1. Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи нефти на обводненных месторождениях // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 3. С. 116- 125. URL: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2015-3-116-125>.

2. ТУ 20.59.59-035-95144090- 2009. Деэмульгатор «VX 9368» производства АО «Налко-Элемент».

3. Акт о проведении контрольных опытно-промысловых испытания деэмульгатора «VX 9368» (ТУ 20.59.59-035-95144090-2009) производства АО «Налко-Элемент» на объектах Ишимбайского ЦДНГ № 4 НГДУ «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-Добыча».

4. Акт по результатам проведения опытно-промысловых испытаний деэмульгатора «ДИН-9» (ТУ 2226-001-34743072-98 с изм. 1-7) производства АО «Протон» на объектах

Уфимского ЦДНГ №1 НГДУ «Уфанефть» (Волковское месторождение) ООО «Башнефть-Добыча».

5. Рябова В.И., Филатов А.К., Яхин Б.А., Антипов В.А., Сидоров Г.М. Исследование эффективности реагентов для проведения деэмульсации водонефтяных эмульсий // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 2 (108). С. 52-58.

6. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.

7. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

8. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.

9. 6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

10. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

11. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

12. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

13. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

14. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

15. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

16. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

17. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
18. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
19. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
20. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
21. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
22. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
23. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

УДК 622.276.8

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЖИМА ДЕЭМУЛЬСАЦИИ В ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Г.Р. Измайлова

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

И.Р. Готов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, МГР12дв23-11)

Аннотация. Проблема предотвращения образования стойких эмульсий остается актуальной для большинства разрабатываемых месторождений. Химический метод борьбы с образованием эмульсий наиболее прост и доступен, но нуждается в дополнительных мерах по повышению его эффективности. Для интенсификации разрушения нефтяных эмульсий должна быть обеспечена беспрепятственная коалесценция глобул воды. При этом необходимо оптимизировать выбор рациональных точек подачи и объема дозировки деэмульгатора.

Ключевые слова: деэмульгатор, эмульсия, опытно-промышленные испытания, объект.

EFFECTIVENESS OF DEEMULSATION MODE IN FIELD OIL TREATMENT**G.R. Izmailova***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)***I.R. Gutov***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv23-11)*

Abstract. The problem of preventing the formation of persistent emulsions remains relevant for most developed fields. The chemical method of combating the formation of emulsions is the simplest and most accessible, but requires additional measures to increase its effectiveness. To intensify the destruction of oil emulsions, unhindered coalescence of water globules must be ensured. In this case, it is necessary to optimize the choice of rational supply points and dosage volume of the demulsifier.

Keywords: demulsifier, emulsion, pilot tests, object.

В реальных условиях при эксплуатации нефтепромыслового оборудования зачастую образуются высокоустойчивые эмульсии – от нескольких секунд до нескольких лет. Старые нефтяные эмульсии значительно усложняют работу оборудования – падает эффективность работы насосных установок, увеличение давления жидкости значительно поднимает нагрузку на электродвигатели и трубопроводы, оборудование подвергается интенсивному коррозионному износу. Обезвоживание нефти является важным этапом при её обработке. Нефть, поступающая на нефтеперерабатывающие предприятия, должна содержать строго ограниченное количество воды. Данная проблема решается путем применения специальных химических реагентов – деэмульгаторов [1].

Существует большое количество различных ДЭМ, способствующих разрушению водонефтяных эмульсий. Эффективность выделения воды из эмульсии зависит от многих параметров: количества и типа реагента, температуры деэмульсации, времени отстаивания.

Оптимальные условия расхода любого реагента имеют огромную значимость.

В данной работе рассматривается подбор оптимальной дозировки деэмульгатора «VX 9368» [2] на объектах Ишимбайского ЦДНГ № 4 НГДУ «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-Добыча». Поставленная задача решалась путём проведения эксперимента на пробах нефти [3].

Опытно-промысловые испытания проводятся на объектах системы сбора Ибраевского, Табынского и Толбазинского месторождений ИЦДНГ №4 НГДУ «Ишимбайнефть», на которых производится закачка деэмульгатора в нефтесборные коллектора в 4-х точках с помощью УДЭ для обеспечения внутритрубной деэмульсации [4].

Перечень точек дозирования представлен в таблице 1:

Таблица 1 – Перечень точек дозирования

Место подачи реагента	Направление	Марка реагента	$Q_{\text{нефти}}$, т/сут	Тип БДР
АГЗУ - 184	УПС «Ибраево»	«VX 9368»	54,2	УДЭ
АГЗУ - 157	УПС «Ибраево»	«VX 9368»	63,2	УДЭ
Скв.63 Табынское	УПС «Табынск»	«VX 9368»	26,4	УДЭ
Скв. 205	ННЭ «Кальчирово»	«VX 9368»	30,2	УДЭ

Итоговые результаты контрольных ОПИ деэмульгатора «VX 9368» на ИЦДНГ №4 НГДУ «Ишимбайнефть» представлены в сводной таблице [3]:

Таблица 2 – Итоговые результаты контрольных ОПИ деэмульгатора «VX 9368»

Средние показатели	Удельный расход деэмульгатора, г/т	Линейное давление, атм.	Нефтепродукты мг/л	Обводненность %
АГЗУ-157				
Decleave - базовый период до ОПИ	79,8	7,0	50,0	12,0
VX 9368 за весь период ОПИ	90,0	7,1	50,4	12,6
VX 9368, при минимально-эффективной дозировке (МЭД)	95,8	6,9	48,0	12,6
АГЗУ-184				
Decleave - базовый период до ОПИ	100,6	0,7	50,0	12
VX 9368 за весь период ОПИ	113,1	1,0	50,5	12,6
VX 9368, при минимально-эффективной дозировке (МЭД)	120,7	0,9	48,5	12,0
УДЭ скв. №63				
Decleave - базовый период до ОПИ	118,0	22,0	42,9	8,0
VX 9368 за весь период ОПИ	144,4	22,3	47,0	22,1
VX 9368, при минимально-эффективной дозировке (МЭД)	117,5	10,2	39,3	8,8
УДЭ скв. №205				
Decleave - базовый период до ОПИ	58,2	2,0	44,2	15,0
VX 9368 за весь период ОПИ	56,9	2,0	42,3	15,0
VX 9368, при минимально-эффективной дозировке (МЭД)	58,2	2,0	39,8	15,0

Выводы:

1. Физико-химические показатели опытной партии деэмульгатора «VX 9368» соответствуют нормам ТУ 20.59.59-035-95144090-2009, а также удовлетворяют требованиям Положения Компании № П1-01.05 Р-0339 «Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

2. Контрольные опытно-промышленные испытания деэмульгатора «VX 9368» на объектах системы сбора и подготовки на месторождениях ИЦДНГ № 4, проведенные в полном объеме в соответствии с программой ОПИ, квалифицировать как успешные.

3. При ОПИ установлены минимально-эффективные дозировки «VX 9368» на объектах Ибраевского, Табынского и Толбазинского месторождений ИЦДНГ №4 НГДУ «Ишимбайнефть», обеспечивающие заданные критерии эффективности.

В следствии чего, деэмульгатор «VX 9368» (ТУ 20.59.59-035-95144090-2009) рекомендуется к промышленному применению на объектах Табынского, Ибраевского, Толбазинского месторождений ИЦДНГ № 4 НГДУ «Ишимбайнефть» с установленными при ОПИ удельными дозировками:

Место подачи реагента	Направление	Дозировка ДЭ по ТХВР, г/т	Дозировка ДЭ после ОПИ, г/т	Q _{нефти} , т/сут	Суточная потребность Decleave R-1573 до ОПИ, т	Потребность Decleave R-1573 после ОПИ, т
АГЗУ-184	УПС «Ибраево»	48,0	98,1	63,2	0,003032	0,006200
АГЗУ-157	УПС «Ибраево»	44,0	78,8	81,2	0,003574	0,006401
Скв. 63	УПС «Табынск»	65,0	117,5	80,9	0,005256	0,009500
Скв. 205	ННЭ «Кальчиново»	32,0	52,2	34,5	0,001104	0,001800
Ячейка в ТВХР		49,9	92,0	259,8	0,012967	0,023902

Включение деэмульгатора «VX 9368» в ТВХР для объектов ИЦДНГ № 4 НГДУ «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-Добыча» с удельным расходом 92,0 г/т обеспечит максимальную эффективность.

Список использованных источников:

1. Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи нефти на обводненных месторождениях // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 3. С. 116- 125. URL: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2015-3-116-125>.
2. ТУ 20.59.59-035-95144090- 2009. Деэмульгатор «VX 9368» производства АО «Налко-Элемент».
3. Акт о проведении контрольных опытно-промысловых испытания деэмульгатора «VX 9368» (ТУ 20.59.59-035-95144090-2009) производства АО «Налко-Элемент» на объектах Ишимбайского ЦДНГ № 4 НГДУ «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-Добыча»
4. Рябова В.И., Филатов А.К., Яхин Б.А., Антипов В.А., Сидоров Г.М. Исследование эффективности реагентов для проведения деэмульсации водонефтяных эмульсий // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 2 (108). С. 52-58.
5. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
6. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
7. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
8. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
9. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
10. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
11. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
12. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

13. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
14. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
15. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
16. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
17. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
18. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
19. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
20. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

УДК 553.982

ГАЗОВЫЕ МЕТОДЫ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

С. М. Каишфутдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы МГР12-24-11)

Аннотация. Статья посвящена способам повышения нефтеотдачи, состоянию проблемы. Анализируются основные принципы, технологии, преимущества и недостатки применения газовых воздействий. Особое внимание уделяется особенностям эксплуатации газовых методов в условиях низкой проницаемости, а также перспективам их использования в нефтяной промышленности для увеличения добычи нефти из трудноизвлекаемых пластов.

Ключевые слова: газовые методы, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, низкопроницаемые нефтяные пласты, газ

UDC 553.982

GAS METHODS AS A WAY TO INCREASE OIL RECOVERY FOR LOW-PERMEABILITY FORMATIONS

G. R. Izmailova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

S. M. Kashfudinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student of group. MGR12-24-11)*

Abstract. The article is devoted to ways to increase oil recovery, the state of the problem. The basic principles, technologies, advantages and disadvantages of using gas exposure are analyzed. Special attention is paid to the specifics of the operation of gas methods in conditions of low permeability, as well as the prospects for their use in the oil industry to increase oil production from hard-to-recover reservoirs.

Keywords: gas methods, oil recovery coefficient, methods of increasing oil recovery, low-permeability oil reservoirs, gas

На сегодняшний день актуальным вопросом в нефтегазовой отрасли остается проблема повышения коэффициента извлечения нефти. Специалисты отмечают снижение объема прироста запасов и истощение ранее введенных крупных месторождений. Именно поэтому активно изучаются и развиваются методы увеличения нефтеотдачи пластов. Доля трудноизвлекаемых запасов от общего числа добываемого сырья ежегодно растет. Из диаграммы 1 видно, что эффективность полного извлечения нефти из пласта, освоенного применением современных методов, остается неудовлетворительной. Весомая часть углеводородов находится в неоднородных и низкопроницаемых пластах. Высоковязкая нефть, а также наличие в ней различных нежелательных примесей в особенности снижает коэффициент извлечения нефти (КИН), что приводит к снижению рентабельности добычи нефти. Для решения данной проблемы необходимо применять правильно подобранный метод увеличения нефтеотдачи (МУН), выбор метода происходит исходя из заданных условий месторождения.

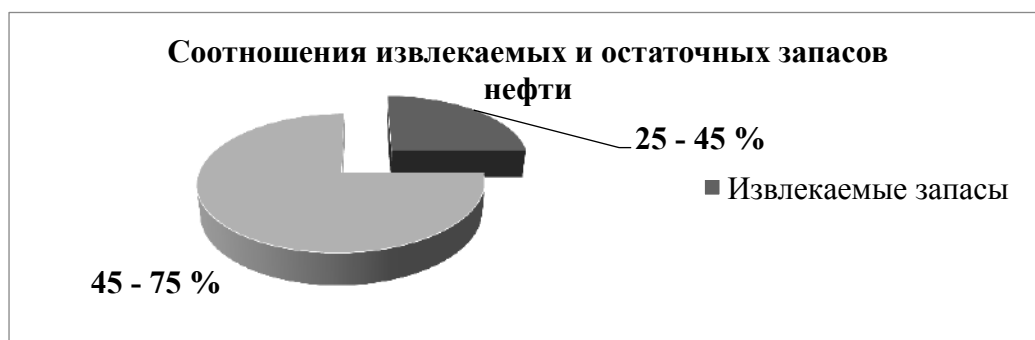


Рисунок 1 – Соотношения извлекаемых и остаточных запасов нефти

Низкопроницаемые нефтяные пласты представляют собой породы-коллекторы, которые имеют очень узкие поровые каналы и слабую связность между ними, из-за чего фильтрационные свойства существенно снижены, это ограничивает поток нефти и флюидов. Породы-коллекторы характеризуются несколькими отличительными геологическими свойствами, которые затрудняют добычу нефти. Их проницаемость варьируется от нескольких миллидарси (мД) до менее 0,1 мД в некоторых пластах. В процессе добычи нефти существует градиент начального давления, капиллярные силы сильнее в породах с низкой проницаемостью, что позволяет более плотно удерживать нефть и увеличивает начальный градиент давления. Также рассматриваемые породы-коллекторы содержат больше глинистых минералов и примесей. Глинистые минералы имеют высокую чувствительность к воде, их присутствие вызывает разбухание и повреждение пласта при воздействии несовместимых закачиваемых жидкостей, что еще больше снижает проницаемость. Низкопроницаемые коллекторы часто характеризуются разрывностью с большим коэффициентом вариации и сопротивлением проницаемости, а также имеют неактивные краевые и подошвенные воды. Перечисленные факторы приводят к недостаточной естественной энергии нефтяных скважин, большому количеству малодебитных скважин, низкому дебиту нефти и медленному распространению давления. Недостатки низкопроницаемых нефтяных пластов создают значительные трудности при добыче и сказываются на эффективности разработки месторождения, поэтому требуется применение специальных методов повышения нефтеотдачи.

В настоящее время технологии повышения нефтеотдачи для низкопроницаемых пластов получили значительное развитие для дальнейшего повышения добычи нефтепродуктов. Методы повышения нефтеотдачи для низкопроницаемых пластов направлены на повышение эффективности вытеснения, снижение вязкости нефти и изменение смачиваемости породы для увеличения нефтеотдачи. Рассмотрим газовые методы нефтеотдачи, их преимущества и недостатки. Суть газовых и водогазовых методов заключается в нагнетании воздуха в пласт и перехода его в результативные вытесняющие вещества за счет низкотемпературных процессов окисления. В пласте образуется высокоэффективный газообразователь, в состав которого входят азот, диоксид углерода и широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ).

При разработке низкопроницаемых коллекторов закачка газа имеет преимущества перед закачкой воды в поддержании пластового давления и вытеснении нефти в смешивающихся и несмешивающихся формах. В настоящее время наиболее часто рассматриваемыми методами являются закачка CO_2 , закачка воздухом и закачка пеной. Закачка CO_2 обладает хорошей растворимостью и высокой извлекаемостью из сырой нефти. После контакта с сырой нефтью образуется единая фаза, снижающая поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, это способствует повышению нефтеотдачи. Научные испытания показывают, что индекс поглощения газа CO_2 может быть увеличен в 5 раз, а давление закачки может быть снижено на 50% по сравнению с заводнением. Мощность закачки повышается, это приводит к решению вопроса «трудной закачки и добычи» при разработке проницаемых пластов с помощью заводнения. Из недостатков можно выделить: необходимость поддержания высокого давления для достижения смешиваемости нефти и CO_2 ; преждевременные прорывы газа в местах образования трещин или неоднородных породах-коллекторах; ограниченная эффективность в тяжелой и высоковязкой нефти, где растворение CO_2 не обеспечивает достаточного снижения вязкости.

Сейчас активно развиваются способы утилизации попутного нефтяного газа. Решением проблемы вытеснения нефти выступает метод применения попутного газа в качестве реагента, который непосредственно закачивают в нагнетательные скважины. Для увеличения добычи нефти из пластов широко используются различные газовые методы, включая закачку сухого углеводородного газа, газа высокого давления, обогащенного газа, а также газодводяных (газоводовоздушных) смесей. Определение оптимальной скорости

закачки в скважины производится либо экспериментально, либо расчетным путем с использованием формулы для дебита газовой скважины, скорректированной на эмпирический коэффициент. Для поддержания стабильного пластового давления необходимо, чтобы суммарный объем закачиваемого газа был эквивалентен сумме объемов добываемой нефти, воды и газа, приведенных к условиям пласта. При расчете давления на забое скважины учитываются потери давления, вызванные трением, а также давление столба газа. В неоднородных пластах, состоящих из слоев с различной проницаемостью, существует риск преждевременного прорыва газа через наиболее проницаемые прослои. Это приводит к значительному снижению эффективности процесса вытеснения нефти. Обнаружение прорывов газа осуществляется путем контроля давления и анализа изменений в химическом составе газа. Для предотвращения прорыва газа принимаются меры по снижению скорости откачки жидкости из скважин, вплоть до их временной остановки, уменьшению объемов закачиваемого газа и организации закачки жидкости одновременно с газом.

Газовые методы эффективны для увеличения нефтеотдачи из низкопроницаемых коллекторов за счет улучшения вытеснения, снижения вязкости нефти и повышения эффективности охвата пласта, преодолевая проблемы, связанные с плотной сетью пор и неоднородностью коллектора. Представленные методы активно развиваются в настоящее время и применяются специально для решения проблем, связанных с недостаточным естественным притоком и сложной структурой пор.

Список использованных источников:

1. Семеченко, Д. А. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пластов / Д. А. Семеченко // Научные достижения в XXI веке : сборник научных трудов по материалам XXIV Международной научно-практической конференции, Анапа, 01 сентября 2021 года. – Анапа: Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр экономических и социальных процессов» в Южном Федеральном округе, 2021. – С. 30-33.
2. Аббасова, С. В. Геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи нефти: современное состояние / С. В. Аббасова, А. И. Койшина, Д. А. Раджабов // Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий : Сборник трудов научно-практической конференции, посвященной 100-летию юбилею общенационального лидера азербайджанского народа Гейдара Алиева, Баку, 23–26 мая 2023 года. – Баку: Элм, 2023. – С. 945-950. – EDN NCPIRE.
3. Воробьев, А. Е. Особенности современной нефтедобычи / А. Е. Воробьев, О. Ш. Шамшиев, С. Аль-Кубайси Делал Саад Мухаммед // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова. – 2019. – № 2-2(50). – С. 58-65.
4. Интернет-ресурс <https://tegaz.ru/company/press/407/>
5. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
6. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

7. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
8. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
9. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
10. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
11. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
12. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
13. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
14. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
15. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
16. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
17. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

18. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
19. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
20. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
21. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ КАРБОНАТНОСТИ НА ПРОВЕДЕНИЕ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.А. Киямов, Д.А. Хамидуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

К.Р. Сайфуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В данной статье систематизировано влияние карбонатности на процессы, протекающие в призабойной зоне пласта. На основе анализа литературных данных и практического опыта сформулированы принципы адаптивного проектирования СКО, выбор оптимальной концентрации кислоты, скорости закачки и пакета химических реагентов (ингибиторы, модификаторы реакции, ПАВ) в зависимости от конкретных характеристик карбонатности коллектора.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, карбонатность, призабойная зона пласта.

UDC 622.276

THE EFFECT OF CARBONATION ON THE PERFORMANCE OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT

G.R. Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

A.A. Kiyamov, D.A. Khamidullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-23-11)

Sayfullina K.R.

Abstract. This article systematizes the influence of carbonation on the processes occurring in the bottom-hole zone of the formation. Based on the analysis of literature data and practical experience, the principles of adaptive COEX design are formulated, including mandatory laboratory core testing, selection of the optimal acid concentration, injection rate and package of chemical reagents (inhibitors, reaction modifiers, surfactants) depending on the specific characteristics of the carbonate reservoir.

Keywords: hydrochloric acid treatment, carbonation, bottom-hole zone of the formation.

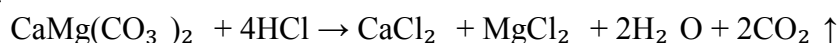
Соляно-кислотная обработка (СКО) - один из наиболее распространённых методов повышения продуктивности скважин в нефтегазодобыче. Её эффективность непосредственно зависит от литолого-физических характеристик пласта, среди которых ключевую роль играет карбонатность - содержание карбонатных минералов (кальцита CaCO_3 , доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).

В карбонатных коллекторах с высоким содержанием карбонатных компонентов (более 70-80%) кислота взаимодействует с практически неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала. Напротив, в терригенных коллекторах карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы, что принципиальным образом меняет механизм и эффективность кислотного воздействия [1-5].

Химическая реакция между соляной кислотой и карбонатными породами представляет собой процесс с высокой скоростью, что обуславливает основные технологические проблемы при проведении СКО. Для известняков (CaCO_3) реакция описывается уравнением:



В случае доломитизированных коллекторов ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) реакция протекает по схеме:



Образующийся в результате реакции хлорид кальция хорошо растворяется в воде и легко выносится на поверхность при обратной промывке скважины. Однако выделяющийся диоксид углерода (CO_2) может создавать существенные проблемы как в скважинном оборудовании, так и в призабойной зоне пласта.

Интенсивность реакции и степень растворения породы определяются не только карбонатностью, но и минеральным составом, текстурными особенностями породы, а также пластовыми условиями (температурой и давлением). В карбонатных коллекторах с высокой проницаемостью и трещиноватостью кислота проникает вглубь пласта, образуя разветвленную сеть каналов что в целом повышает продуктивность скважины. Однако снижение общей эффективности воздействия на пласт могут вызвать следующие проблемы:

- Неравномерность реакции и охвата пласта. Механизм проникновения кислоты в карбонатные коллекторы кардинально отличается от такового в терригенных. В первых, благодаря обильному содержанию карбонатов, кислота формирует локальные, глубоко проникающие каналы. Во вторых, при карбонатности ниже 10%, кислотный раствор распространяется более гомогенно, с контуром проникновения, приближенным к круговому. Именно это фундаментальное различие в поведении кислоты диктует необходимость применения различных технологических стратегий при проведении кислотной обработки (СКО) для разных типов коллекторов.

Таблица 1 – Рекомендуемые объемы кислоты для СКО в зависимости от типа коллектора.

Тип коллектора	Количество обработок	Объем 15%-й HCl , $\text{м}^3/\text{м}$ толщины пласта
Поровый малопроницаемый	Одна	0,4-0,6

Тип коллектора	Количество обработок	Объем 15%-й HCl, м ³ /м толщины пласта
Поровый малопроницаемый	Две и более	0,6-1,6
Высокопроницаемый	Одна	0,6-1,0
Высокопроницаемый	Две и более	1,0-1,5
Трещинный	Одна	0,6-0,8
Трещинный	Две и более	1,0-1,5

- Вторичное загрязнение пласта. При обработке нефтенасыщенного карбонатного пласта растворами соляной кислоты наблюдается значительное увеличение вязкости нефти и формирование водонефтяных эмульсий. Эти процессы негативно влияют на коэффициент нефтеизвлечения. Для терригенных пород с низкой карбонатностью (менее 10%) оптимальны глинокислотные растворы, содержащие соляную (10-12%) и плавиковую (3-5%) кислоты. Такой состав эффективно обрабатывает как карбонатные, так и силикатные минералы. При работе с ангидритами применяют солянокислотные растворы с добавлением 6-10% азотнокислого натрия, чтобы избежать повторного образования сульфата кальция [6-10].

- Проблемы в специфических условиях пласта. При низких пластовых давлениях и высоких температурах эффективность кислотной обработки призабойной зоны (СКО) значительно падает. В карбонатных коллекторах с неоднородными свойствами и низким давлением обычные соляно-кислотные растворы малоэффективны. В низконапорных условиях возникают трудности с удалением продуктов реакции из зоны вблизи забоя. Для скважин с низкими температурами, где происходит образование твердых углеводородов, хорошо зарекомендовали себя термохимические методы СКО, комбинирующие кислотное и тепловое воздействие. Для условий с высокими температурами (100-170°C) предпочтительны гидрофобные кислотные эмульсии с добавлением специальных эмульгаторов (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламиды в концентрации 0,5-1%)

Чтобы повысить эффективность обработки скважин в карбонатных коллекторах, применяются специальные реагенты, смешиваемые с соляной кислотой. Эти добавки позволяют точно контролировать скорость химической реакции, увеличивать глубину проникновения кислоты в пласт и минимизировать риск вторичного загрязнения. Для карбонатных пород с высокой температурой используются специальные кислотные системы с замедленным действием. Для терригенных коллекторов, где карбонатов мало, наилучшие результаты достигаются с помощью глинокислотных составов. Они готовятся из соляной кислоты (10-12%) и плавиковой кислоты (3-5%), или вместо плавиковой кислоты может использоваться бифторидфторид аммония. Объем раствора для глинокислотной обработки рассчитывается таким образом, чтобы избежать разрушения породы, и составляет 0,3-0,4 м³ на каждый метр вскрытой перфорацией толщины пласта при первичной обработке.

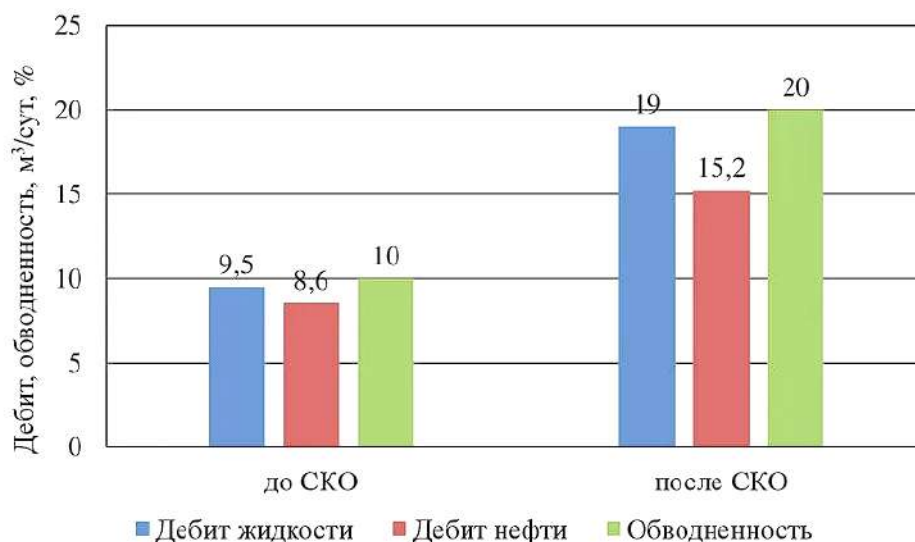


Рисунок 1 – После обработки скв.326 Восточно-Савиноборского месторождения дебит жидкости увеличился в 2 раза и составил 19 м³/сут, дебит нефти 15,2 м³/сут при обводненности 20 %

Для улучшения результатов кислотной обработки (СКО) ключевым является правильное применение кислотных составов. Чтобы расширить зону воздействия при повторных обработках, следует постепенно увеличивать объемы закачиваемой кислоты. Первоначальная обработка имеет наименьший радиус воздействия. Для последующих, более эффективных обработок (второй, третьей и т.д.), необходимо последовательно увеличивать радиус воздействия по сравнению с предыдущим.

Для максимального охвата пласта, особенно в низкопроницаемых зонах, которые часто остаются необработанными при стандартных методах, используются технологии изоляции высокопроницаемых интервалов. Это достигается с помощью механических разделителей, вязких гелей и пен, что позволяет направлять кислоту именно туда, где она наиболее необходима.

Таким образом, для существенного улучшения результатов соляно-кислотных обработок (СКО) и увеличения добычи углеводородов, следует сосредоточиться на следующих ключевых направлениях:

1. Создание индивидуальных реагентов: Разработка кислотных составов, адаптированных к конкретным характеристикам пласта (карбонатность, минеральный состав, условия залегания).
2. Точная настройка процессов: Оптимизация параметров обработки, таких как объем, концентрация реагента и скорость его закачки.
3. Максимальный охват пласта: Применение селективных технологий, гарантирующих равномерное воздействие кислоты на весь продуктивный пласт.

Дальнейшие исследования в области контроля химической активности кислот и прогнозирования их проникновения в неоднородные карбонатные породы станут залогом повышения эффективности СКО.

Список использованных источников:

1. Абузова Н.П., Хабибуллин Р.А., Хисамов Т.Н. Современные технологии солянокислотных обработок призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 72–75.
2. Хабибуллин Р.А., Ибатуллин Р.Р. Моделирование процесса образования проводящих каналов (wormholes) при кислотной обработке карбонатных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 5. – С. 34–40.

3. Лисиченко В.В., Пономарев А.В. Предупреждение вторичных осадений при солянокислотной обработке скважин // Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 11. – С. 112–115.
4. Гимаев Р.Н., Гараев Р.Х., Гареев Р.М. Повышение эффективности солянокислотных обработок на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 64–74.
5. Gabdrahmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. METHODS OF MATHEMATICAL STATISTICS APPLICATION IN ASSESSING THE DENSITY OF ACTUAL AND FORECASTING DISTRIBUTION DENSITY OF RESIDUAL OIL RESERVES В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Сер. "International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation, AdvEnGen 2020" 2020. С. 012008.
6. Gabdrakhmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. MATHEMATICAL MODELING OF GEOTHERMAL ENERGY FROM A WELL EXTRACTION В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. 6. Сер. "VI International Conference on Information Technology and Nanotechnology, ITNT 2020" 2021. С. 012059.
7. Izmaylova G.R. ACOUSTICALLY INDUCED MASS TRANSFER IN SATURATED POROUS MEDIA В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. Сер. "International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering, IPDME 2020" 2021. С. 012073.
8. Хабибуллин А.М., Воробьёв Д.А., Измайлова Г.Р. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 401-405
9. Ишмухаметов Т.Г., Малинин А.С., Измайлова Г.Р., Юсупова Л.Ф., Хуснутдинова Р.Р. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ MATLAB/SIMULINK В сборнике: Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 474-480.
10. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Larin P.A., Kuleshova L.S. METHOD FOR SELECTING GEOTHERMAL ENERGY EXTRACTION TECHNOLOGIES USING NOMOGRAMS В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. The International Conference "Information Technologies in Business and Industry". IOP Publishing, 2019. С. 072006.
11. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
12. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
13. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
14. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

15. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
16. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
17. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
18. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
19. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
20. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
21. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
22. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12
23. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
24. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
25. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.

26. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

27. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103.

28. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

УДК 622.276.64

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.Э. Мухаметгареев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. СГР-23-11)*

Аннотация. В данной статье рассматривается методика повышения нефтеотдачи пластов с использованием химических реагентов. Основное внимание уделяется анализу преимуществ и недостатков метода заводнения с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ). Также подчёркивается актуальность и экономическая эффективность данной технологии в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: химические реагенты, ПАВ-полимерное заводнение, нефтеотдача, пласт, дебит.

UDC 622.276.64

ANALYSIS OF THE USE OF CHEMICAL REAGENTS TO INCREASE OIL RECOVERY

G.R. Izmailova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

D.E. Mukhametgareev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student of group SGR-23-11)*

Abstract. This article discusses a technique for increasing oil recovery using chemical reagents. The main attention is paid to the analysis of the advantages and disadvantages of the flooding method using surfactants. The relevance and economic efficiency of this technology in the oil and gas industry is also emphasized.

Keywords: chemical reagents, surfactants water flooding, oil recovery, reservoir and flow rate.

Добыча нефти и газа напрямую связана с подъёмом флюидов из недр и их последующей доставкой к местам использования. Однако многие компании сталкиваются с трудностями при разработке сложной нефти, требующей значительных усилий, финансовых вложений и инновационных технологий. К этой категории относятся запасы в сложных коллекторах, высоковязкая нефть, залежи под газовыми шапками, а также месторождения в

удалённых регионах. Простая закачка воды или газа для вытеснения нефти зачастую оказывается неэффективной для определённых типов залежей. В связи с этим, для повышения коэффициента извлечения нефти используются различные методы нефтеотдачи. В данной статье мы исследуем методы нефтедобычи с применением химических реагентов, способствующих оптимизации процесса работы с флюидами.

Применение химических реагентов для добычи нефти является многообещающим и действенным способом, дающим возможность существенно увеличить прибыльность производства. На сегодняшний день мы можем извлечь только небольшую долю подземных нефтяных ресурсов, так как доступ к оставшейся нефти сложен или экономически невыгоден. Но благодаря передовым технологиям и химическим добавкам появилась возможность изменить данную ситуацию[1].

Эти добавки выполняют ряд важных задач:

- Снижают межфазное натяжение на стыке нефти и воды.
- Меняют способность поровой среды к смачиванию.
- Увеличивают вязкость водной фазы, запуская тем самым ряд физических процессов.

Главная задача данной технологии - мобилизовать и вытеснить остаточные нефтяные запасы, удерживаемые в пласте мощными капиллярными силами[2,3].

В этом материале мы детально изучим метод воздействия поверхностно- активных веществ (ПАВ) на пласт при их закачке. Один из наиболее часто используемых методов - ПАВ-полимерное заводнение, которое включает два этапа:

1. Закачка раствора, содержащего химические реагенты ПАВ, через нагнетательные скважины. Это значительно уменьшает поверхностное натяжение между нефтью и водой, отделяя нефтяные капли от породы и расплывая их в водной среде.

2. Последующая закачка полимерного раствора. Его основная задача - увеличение вязкости вытесняющей жидкости, в данном случае воды, что предотвращает её протекание по наименее сопротивляемым путям и приводит к его работе в качестве «поршня». В результате нефть, отделённая ПАВ, транспортируется по всему пласту к добывающим скважинам.

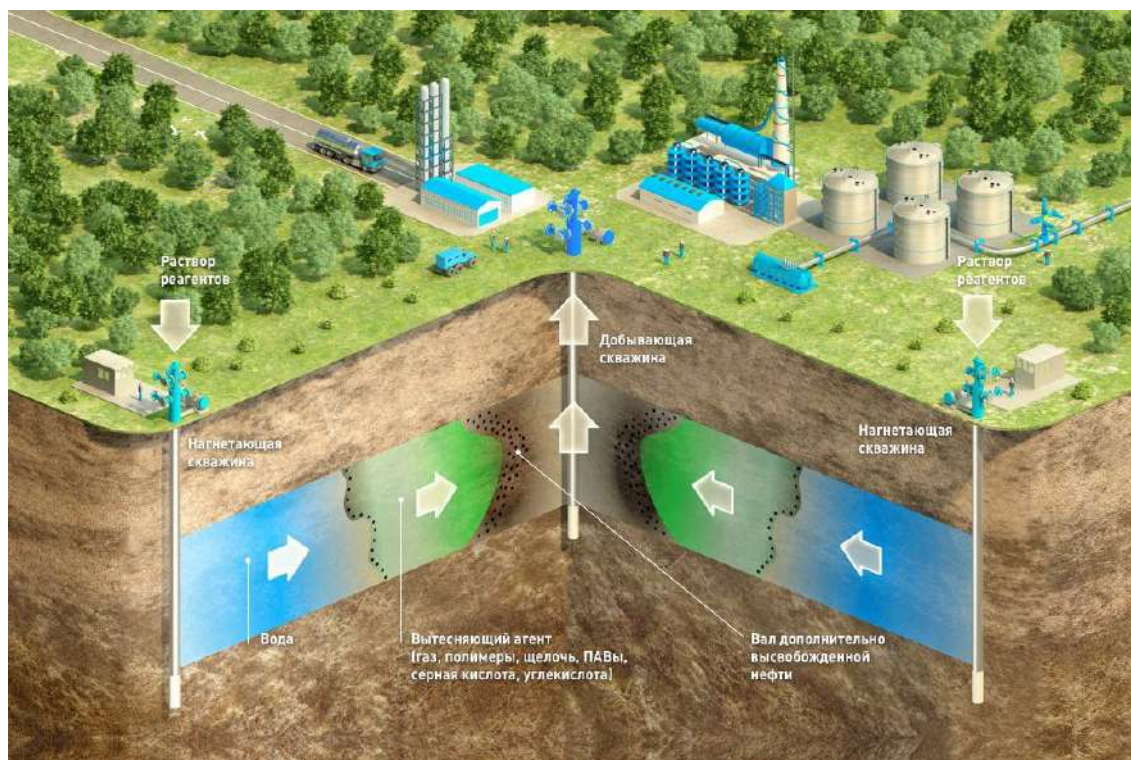


Рисунок 1 – Схема ПАВ-полимерного заводнения

Данный метод применим для пластов с остаточной нефтью после заводнения и высоковязкой нефтью. Для реализации этой технологии применяются высокомолекулярные полимеры акрилового ряда[4]. Среднее содержание ПАА составляет 0,05 – 2,5 масс %[5].

Однако в России до сих пор наблюдаются трудности с производством полимеров высокой молекулярной массы из-за отсутствия промышленных мощностей для их синтеза. Это заставляет предприятия импортировать полимеры из других стран, что приводит к высоким затратам на внедрение соответствующих технологий.

Компания «Татнефть» также оказалась перед проблемами, возникающими при добыче нефти, которую тяжело извлечь. В Татарстане примерно 80 % текущей добычи нефти приходится на сверхвязкую и тяжёлую нефть. Поэтому предприятия региона вынуждены прибегать к более радикальным методам её извлечения.

В 2013 году компания Татнефть инициировала комплексный проект закачки раствора, содержащего поверхностно-активные вещества и горячую воду. Важно подчеркнуть взаимосвязь между ПАВ-полимерным заводнением и температурой среды. При повышенной температуре вода эффективнее растворяет полимер, что позволяет получить более высокую концентрацию и, как следствие, увеличить начальную вязкость получаемого раствора. Тепло способствует тому, что молекулы полимера сохраняют более развёрнутое состояние даже в солёных условиях, частично компенсируя негативное влияние минерализации. Таким образом сохраняется его способность «загущать» воду.

В результате данных мероприятий коэффициент извлечения нефти (КИН) вырос на 16 % по сравнению с применением холодной воды, а объём добычи увеличился на 11,3 тыс. тонн. Завершив проект в 2017 году, удалось достичь коэффициента нефтеотдачи 0,565, по сравнению с запланированными 0,461.

Тем самым можно выделить актуальность и эффективность данного метода увеличения нефтеотдачи, однако не стоит забывать об затратах при использовании данных химических реагентов. Высокоочищенные полимеры (такие как гидроизолированный полиакриламид, НРАМ) и специально синтезированные поверхностно-активные вещества (ПАВ) очень дороги, их стоимость по общим меркам может варьироваться от ~ 370-440 р/кг и 460-550 р/кг соответственно[7].

Таблица 1 – Характеристика ПАВ-полимерного заводнения.

Преимущество	Характеристика
Увеличение объёма добычи нефти	Главный доходный ресурс. Применяемый подход способен повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) от 5 % до 15 % и иногда даже выше относительно исходных запасов.
Синергетический эффект	Совместное действие ПАВ, снижающего капиллярные силы и «отделяющего» нефть от породы, с полимером, расширяющим зону воздействия и «собирающим» отделённую нефть, дает результат, существенно превосходящий эффективность каждого метода в отдельности.
Ускорение добычи	Метод не только увеличивает суммарный объём добытого продукта, но и зачастую позволяет ускорить процесс извлечения.
Высокий конечный КИН	Обеспечивает вовлечение запасов, которые иначе остались бы недоступными, тем самым полностью раскрывая потенциал месторождения.

Анализ данных таблицы позволяет сделать вывод о необходимости оценки рисков и капитала для реализации мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Эти методы экономически целесообразны на месторождениях с высоким содержанием остаточной нефти,

чья стоимость оправдывает затраты на работы, а также на пластах с хорошей проницаемостью и подходящей температурой.

Выбор видов химических реагентов зависит от конкретных случаев использования, однако мы рассмотрели какие они бывают.

Полимеры делятся на два типа: синтетические (например, полиакриламид) и природные (такие как ксантановая камедь). Эти полимеры существенно различаются по своим свойствам: полиакриламид подвержен механическим воздействиям и может разрушаться в соленой воде, тогда как ксантановая камедь отличается устойчивостью к расщеплению, хотя и способна разлагаться в геологических пластах. Несмотря на это, синтетические полимеры остаются более экономичными в использовании.

Поверхностно-активные вещества классифицируются на три категории: анионные, неионогенные и катионные. Среди анионных ПАВ наиболее распространены нефтяные сульфонаты, алкилбензолсульфонаты, альфа-олефинсульфонаты и внутренние олефинсульфонаты. Неионогенные ПАВ включают алкилполиглюкозиды и спиртоэтоксилаты. Катионные ПАВ используются значительно реже. В практике часто применяются альфа-олефинсульфонаты, которые эффективны в сложных условиях, а также алкилполиглюкозиды, которые менее вредны для окружающей среды и устойчивы к соленой воде.

Сравнительная характеристика химических реагентов часто используемых на производстве представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика химических реагентов ПАВ-полимерного заводнения.

Реагент	Основная цель	Механизм действия	Преимущества	Недостатки
Полиакриламид (ПАА)	Увеличение вязкости	Улучшение охвата, выравнивание профиля подвижности	Высокая эффективность, низкая стоимость	Чувствителен к соли, жесткости и сдвигу
Ксантановая камедь	Увеличение вязкости	Улучшение охвата, выравнивание профиля подвижности	Устойчивость к соли и сдвигу	Высокая стоимость, биodeградация
ПАВ (AOS, IOS и др.)	Снижение МФН	Капиллярное вытеснение остаточной нефти	Высокая эффективность	Высокая стоимость, адсорбция на породе
Щелочь (NaOH, Na ₂ CO ₃)	Снижение МФН, снижение адсорбции ПАВ	Образование мыла, изменение pH	Низкая стоимость, синергия с ПАВ	Возможность образования осадков, осложнения с оборудованием
ASP-композиция	Комплексное воздействие	Сочетание всех вышеперечисленных механизмов	Максимальная эффективность нефтеотдачи	Очень высокая стоимость и сложность проекта, риски образования эмульсий

В данной статье рассмотрен метод повышения нефтеотдачи с использованием химических реагентов. Для каждого месторождения и скважин, на которых они применяются, требуется индивидуальный подход к дозировке и выбору реагентов. Можно уверенно утверждать, что технологии с применением ПАВ-полимерного заводнения обладают большим потенциалом и остаются актуальными в настоящее время.

Список использованных источников:

1. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И., Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. - Недра, 1982. - 311с. - С. 217-285.
2. Мирзаджанзаде А.Х. и др., Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов М. - «Недра», 1992. - 270с. - С. 115-165.
3. Маскет М., Физические основы технологии добычи нефти. - Институт компьютерных исследований, 2004. - 606с. - С. 134-354.
4. И. И. Журавлева, В. А. Акопьян, Высокомолекулярные соединения. Часть VI. Синтетические полимеры: учебное пособие / И.И. Журавлева, В.А. Акопьян. – Самара: Издательство «Самарский университет», 2014. – 528 с. - С. 34-52.
5. Бязров Р.Р., Подопригра Д.Г. Экологически безопасная технология повышения эффективности добычи высоковязкой нефти для объектов с опережающим обводнением // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых нефтей. 2022. С. 34 – 37.
6. АО Татнефтехиминвест холдинг. Новости отрасли: Закачка горячей воды с ПАВ повысила КИН высоковязкой нефти [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://tnhi.ru/news/1461/>;
7. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6 (56). – С. 102-107.
8. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliye, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
9. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
10. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
11. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
12. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
13. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
14. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

15. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
16. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
17. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
18. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
19. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
20. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
21. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
22. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
23. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
24. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
25. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
26. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. –

Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

27. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

УДК 622.276

ВЫБОР МЕТОДОВ ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Р.Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Э.Б. Хабибулин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

Аннотация: В данной статье рассматривается метод заводнения пластов как ключевая технология разработки нефтяных месторождений. Проанализированы основные виды заводнения: законтурное, внутриконтурное и приконтурное, а также их особенности и области применения. На примере месторождения "Восточно-Сибирское" представлен комплексный подход к выбору оптимальной системы заводнения с учетом геолого-физических характеристик пласта.

Ключевые слова: заводнение, нагнетательные скважины, нефтеносность.

UDC 622.276

SELECTION OF WATERFLOODING METHODS FOR OIL FIELD DEVELOPMENT

G.R. Izmaylova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

E.B. Khabibulin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-23-11)

Abstract: This article discusses waterflooding as a key technology for oil field development. The main types of waterflooding are analyzed: peripheral, pattern, and edgewater flooding, as well as their features and areas of application. Using the "East Siberian" field as an example, a comprehensive approach to selecting the optimal waterflooding system, taking into account the geological and physical characteristics of the reservoir, is presented.

Keywords: waterflooding, injection wells, oil saturation.

В современной российской нефтедобывающей отрасли и в мировой практике широкое распространение получил метод поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. Суть метода заключается в нагнетании воды, иногда с добавлением различных реагентов, в нефтяной пласт через специальные нагнетательные скважины. Это делается для вытеснения нефти к добывающим скважинам. ППД используется для поддержания необходимого давления в пласте при разработке месторождений, что позволяет продлить период фонтанирования скважин, улучшить коэффициент нефтеотдачи и увеличить общий объем добываемой нефти.[1]

Основная часть месторождений России на сегодняшний день производит добычу нефти за счет заводнения. Метод заводнения пластов является эффективным и недорогим средством увеличения нефтеотдачи, а за счет совместного применения технологий циклического заводнения, перемены направления фильтрационных потоков и оптимизации давления нагнетания становится еще более эффективным средством повышения нефтеотдачи.[1]

В 1936 г. заводнение впервые в мире официально применили на месторождении Восточный Техас и к 1942 г. освоили в промышленном масштабе процесс законтурного заводнения.[2] В СССР промышленное использование метода заводнения нефтяных залежей началось в 1948 году после освоения девонских слоев Туймазинского нефтепромысла. До этого уже существовал опыт проведения экспериментов по нагнетанию воды в нефтеносные пласты для поддержания пластового давления.[3]

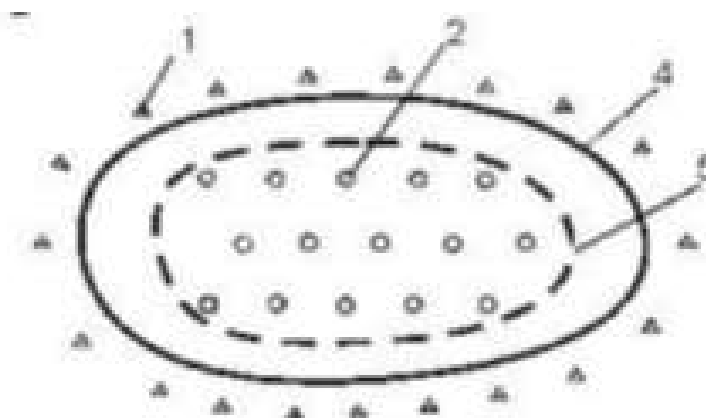
Виды заводнения

Чаще всего выделяют:

1. Законтурное заводнение

Нагнетательные скважины располагаются за контуром зоны нефтеносности.

Применяется на месторождениях небольшой площади. Некоторые особенности: Нефть из водонефтяной зоны вытесняется к забоям добывающих скважин нагнетаемой водой [4]



1 - нагнетательные скважины; 2 - добывающие скважины; 4 – внешний контур нефтеносности; 5 - внутренний контур нефтеносности

Рисунок 1 – Законтурное заводнение

2. Внутриконтурное заводнение

Нагнетательные скважины размещаются внутри добывающего контура. Некоторые особенности: закачка воды осуществляется в саму нефтяную залежь, из-за залежь разделяется на более мелкие скважины [4].

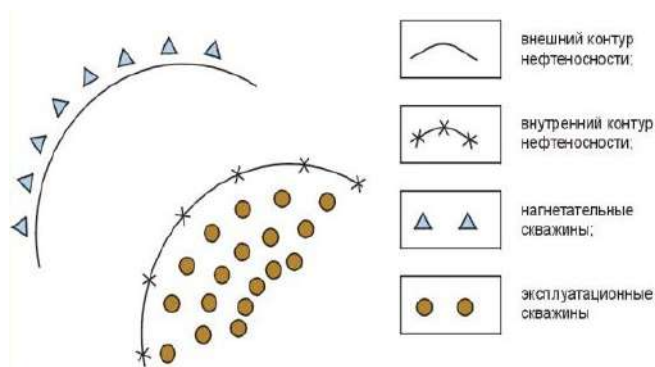
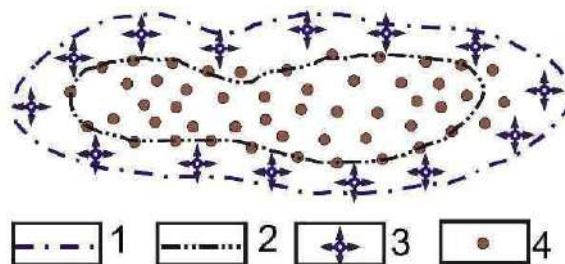


Рисунок 2 – Внутриконтурное заводнение

3. Приконтурное заводнение

Нагнетательные скважины располагаются в пространстве между границами внешней и внутренней нефтеносной зоны.. Некоторые особенности: Закачка воды создаёт барьер из

закачиваемой жидкости по краям месторождения, что способствует вытеснению нефти к добывающим скважинам, расположенным внутри контура.[5]



1 - внешний контур нефтеносности; 2 - внутренний контур нефтеносности;
1 - нагнетательные скважины; 4 – добывающие скважины
2

Рисунок 3 – Приконтурное заводнение

Задача: Выбор метода заводнения для месторождения «Восточно-Сибирское»

1. Исходные данные по месторождению:

Тип залежи: Пластовая, сводовая.

Флюиды:

Вязкость нефти в пластовых условиях: 3.5 мПа·с

Плотность нефти: 860 кг/м³

Вязкость пластовой воды: 0.8 мПа·с

Газовый фактор: 90 м³/т

Коллектор:

Тип: Терригенный (песчаник).

Проницаемость: Средняя, неоднородная. Значения варьируются от 80 мД до 350 мД.

Нефтенасыщенная толщина пласта: 12 м.

Геология:

Наличие литологических экранов в кровле пласта.

Выраженная зональная неоднородность: в центральной части пласта проницаемость в среднем на 30% выше, чем на крыльях структуры.

Текущее состояние:

Начальное пластовое давление: 25 МПа.

Текущее пластовое давление: 18 МПа.

Обводненность продукции: 35%.

Добыча ведется с помощью механизированного фонда (ЭЦН).

Решение:

1. Анализ характеристик:

Соотношение вязкостей ($M = \mu_n / \mu_v = 3.5 / 0.8 \approx 4.4$) является благоприятным (< 10), что указывает на умеренную тенденцию к образованию языков обводнения. Стандартное заводнение применимо.

Неоднородность пласта – ключевая проблема. Высокопроницаемые зоны будут преждевременно обводняться, оставляя нефть в низкопроницаемых участках.

Снижение пластового давления на 7 МПа свидетельствует о истощении и необходимости скорейшего начала поддержания давления.

2. Выбор базового метода:

Наиболее рациональным является внутриконтурное заводнение (например, по блочной или осевой схеме). Это позволит быстро компенсировать отбор и создать управляемый фронт вытеснения, минимизируя потери нефти в законтурной зоне.

3. Выбор технологии для увеличения охвата:

Для борьбы с зональной неоднородностью оптимальным решением является горизонтальное заводнение. Нагнетательные горизонтальные скважины, пробуренные в низкопроницаемых зонах крыльев структуры, позволят вовлечь их в активную разработку.

Дополнительно, для управления фронтом вытеснения и ограничения преждевременных прорывов воды по высокопроницаемым пропласткам, можно применять технологии изменения направления потоков (например, кратковременные циклические изменения режима работы нагнетательных скважин или применение гелеобразующих составов).

4. Окончательное решение:

Рекомендуемая технология: Внутриконтурное площадное заводнение с использованием системы горизонтальных и вертикальных скважин.

Схема расстановки:

В высокопроницаемой центральной части структуры использовать традиционную семиточечную систему с вертикальными нагнетательными и добывающими скважинами.

На периферийных, низкопроницаемых участках, пробурить горизонтальные нагнетательные скважины для создания направленного потока в сторону вертикальных добывающих скважин.

Ожидаемый результат: Такая комбинированная система позволит увеличить охват пласта воздействием, выровнять фронт вытеснения, замедлить обводнение и, как следствие, повысить коэффициент извлечения нефти.

Проведенное исследование подтверждает, что заводнение остается фундаментальным и экономически эффективным методом повышения нефтеотдачи пластов. Анализ характеристик месторождения "Восточно-Сибирское" показал, что оптимальным решением является применение комбинированной системы внутриконтурного заводнения.

Список использованных источников:

1. <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141802-zavodnenie-plastov/>
2. <https://www.dissercat.com/content/razvitie-sistem-razrabotki-neftyanykh-mestorozhdenii-s-primeneniem-zavodneniya-v-razlichnykh>
3. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (теория и практика) Учебное пособие Л. М. Рузин, О. А. Морозюк Ухта, УГТУ, 2014
4. Справочник по добыче нефти, под ред. И. М. Муравьева, т. 1, М., 1958; Проектирование разработки нефтяных месторождений, М., 1962
5. https://spravochnik.ru/neftegazovoe_delo/obosnovanie_primeneniya_izbiratel'nogo_i_o_chagovogo_zavodneniya/
6. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
7. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

8. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
9. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
10. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
11. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
12. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
13. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
14. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
15. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
16. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
17. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
18. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
19. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

20. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

21. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

22. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

23. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ АСПО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Г.Р.Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

И.Р. Шайхразиев, А.С. Карандельский

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студенты гр. МГР12дв-24-11)

Аннотация. Для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) применяются методы, направленные как на предотвращение их образования, так и на удаление уже накопившихся осадков. Удаление АСПО из технологического оборудования успешно осуществляется с помощью специальных удалителей, таких как растворители. В условиях высокой стоимости химических реагентов, фокус смещается с их приобретения на оптимизацию их использования. Первостепенное значение приобретает поиск наиболее эффективных способов подачи реагентов в скважину.

Ключевые слова: асфальто-смоло-парафиновые отложения, механизм формирования АСПО, методы удаления АСПО, скребки, растворитель.

UDC 622.276

APPLICATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS REMOVAL TECHNOLOGIES IN WELL OPERATION

G.R.Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,)

I.R.Shaihrayev, F.S. Karandelsky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students gr. MGR12dv-24-11)

Abstract. To remove asphalt-resin-paraffin deposits, methods are used to both prevent their formation and remove existing deposits. The removal of asphalt-resin-paraffin deposits from process equipment is successfully achieved using special removers, such as solvents. With the high cost of chemical reagents, the focus has shifted from acquiring them to optimizing their use. Finding the most effective ways to deliver reagents to the well is of utmost importance.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits, asphalt-resin-paraffin deposits formation mechanism, asphalt-resin-paraffin deposits removal methods, scrapers, solvent.

В условиях разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, актуальность методов борьбы с АСПО обусловлена негативным влиянием этих отложений на технико-экономические показатели. АСПО вызывают снижение надежности оборудования, увеличение потерь углеводородов, рост энергозатрат и повышение риска возникновения аварийных ситуаций [1].

В нефтепромысловом оборудовании образуются отложения, в основном состоящие из парафина. Это происходит, когда температура нефти падает, и из нее выпадают (кристаллизуются) крупные молекулы углеводородов. Состав этих отложений зависит от типа нефти и температуры с давлением, при которых они формируются. Даже в одной скважине состав отложений может сильно различаться, варьируясь по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов.

Для борьбы с этими отложениями (АСПО) применяются методы, направленные как на предотвращение их образования, так и на удаление уже накопившихся осадков.

Удаление АСПО из технологического оборудования успешно осуществляется с помощью специальных удалителей, таких как растворители или РАСПО. Эти средства, как правило, являются композициями растворителей, обогащенными органическими добавками. В качестве основных растворителей в них используются ароматические, алифатические и нафтеновые углеводороды, а также их смеси [2]. В современной промысловой практике, как в России, так и за рубежом, наибольшее значение для удаления АСПО с действующего оборудования имеют следующие методы [1, 3].

Механические методы очистки трубопроводов базируются на периодическом удалении отложений с внутренней поверхности посредством специализированных скребков. Их спуск и подъем могут быть реализованы как с помощью ручной лебедки, так и посредством автоматических скреперов, которые осуществляют очистку под действием восходящего потока жидкости. Для штанговых установок предусмотрено применение штанговых скребков и скребков-центраторов, где процесс очистки происходит при возвратно-поступательном и/или вращательном движении скребка.

Классификация скребков по конструкции и принципу действия следующая:

- пластинчатые со штанговращателем: характеризуются наличием двух режущих пластин, способных эффективно очищать АСПО только при вращательном движении.
- спиральные: применяются для очистки путем возвратно-поступательного движения.
- «летающие»: оснащены ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, обеспечивая подъемную силу. Эти скребки, как правило, используются в искривленных скважинах.

При использовании штанговращателя, каждый ход полированного штока приводит к повороту колонны труб на заданный угол, величина которого определяется количеством зубьев механизма. Вместо прежних металлических скребков, крепившихся на штангах, сегодня чаще применяют пластиковые. Эти современные скребки выполняют две задачи: они не только очищают внутреннюю поверхность труб, но и помогают удерживать их в центре скважины [4].

Тем не менее, механические способы очистки имеют свои недостатки. К ним относятся поломки самих скребков и лебедок, а также ситуации, когда скребки застревают в трубах, покрытых парафином. Кроме того, эти методы неэффективны для удаления парафиновых отложений вблизи забоя скважины. В последнее время получили распространение пластиковые скребки-центраторы, которые монтируются на штанги с помощью специального оборудования – термопластавтоматов. Применение насосно-компрессорных труб (НКТ) с защитными покрытиями в таких условиях существенно повышает продуктивность работы скважин.

Тепловые методы очистки демонстрируют высокую эффективность, поскольку они основаны на свойстве парафина размягчаться и стекать с нагретых поверхностей при температуре выше 50°C. Эти методы включают применение нагревательных кабелей и обработку скважин горячей нефтью, водой или паром. Принцип их действия заключается в том, что асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) переходят в жидкое состояние при температурах, превышающих их точки застывания. Для достижения необходимой температуры требуется специализированное оборудование, такое как передвижные паровые установки, которое должно располагаться непосредственно в месте образования отложений. Ключевым условием для всех тепловых методов является поддержание температуры, достаточной для полного растворения отложений. Несмотря на свою результативность, тепловые методы удаления АСПО обеспечивают лишь временный эффект и могут применяться лишь в определенных условиях эксплуатации скважин [5].

Для эффективного противодействия образованию отложений, в частности асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО), необходимы усовершенствованные методики, в том числе применение химических реагентов [6]. Химические подходы основаны на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, способных снижать, а в ряде случаев и полностью ингибировать процесс формирования отложений. Химические методы, несмотря на их широкое применение, характеризуются высокой стоимостью. Они включают использование растворителей для деструкции уже сформировавшихся парафиновых отложений и ингибиторов для предотвращения адсорбции АСПО на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ). Учитывая комплексный и гетерогенный состав отложений, требуется целенаправленный, а не полуэмпирический подход к выбору растворителя. Применение растворителей является одним из перспективных направлений в решении проблемы образования и удаления АСПО. Растворители представляют собой химические агенты, способные взаимодействовать с асфальтенами и другими компонентами, формирующими отложения, и снижать их адгезионные свойства к стенкам труб и технологического оборудования. Использование растворителей не только предотвращает образование отложений, но и способствует оптимизации процессов очистки и обслуживания трубопроводных систем [7].

Для наиболее эффективного удаления АСПО (асфальтосмолопарафиновых отложений) лучше всего подходят углеводородные растворители. Они представляют собой смеси алифатических и ароматических углеводородов, что делает их состав близким к составу самих АСПО. Такое соответствие обеспечивает оптимальное растворение отложений. Важно отметить, что большинство таких растворителей, включая газовый бензин, ароматические углеводороды и нефтяные дистилляты, не только растворяют АСПО, но и не допускают их повторного выделения после охлаждения раствора [8].

Существует несколько способов доставки растворителей для очистки внутренних стенок насосно-компрессорных труб (НКТ) от АСПО.

1. Растворитель закачивается в пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство), а затем вытесняется буферной жидкостью. Очистка стенок НКТ осуществляется путем подачи растворителя из затрубного пространства насосом. При этом работа скважины не прекращается.

2. Растворитель также закачивается в затрубное пространство, но без последующего вытеснения буферной жидкостью. Удаление АСПО происходит по мере того, как растворитель, смешиваясь с добываемой пластовой продукцией, попадает в НКТ через прием насоса.

3. Растворитель подается в затрубное пространство, а затем вытесняется нефтью до полного выхода из НКТ к устью скважины. Скважина останавливается на 8-10 часов для обеспечения реакции растворителя с органическими отложениями.

4. Растворитель закачивается в НКТ через полые штанги до полного заполнения труб. В этом случае скважина также останавливается.

5. В НКТ на глубине устанавливаются специальные клапаны. Эти клапаны позволяют заполнять трубы растворителем без использования насоса. Растворитель подается в затрубное пространство, а в НКТ – через клапан. Скважина остается в таком состоянии на 8-10 часов для реакции. После возобновления работы скважины продукты реакции и отложения вымываются [9].

В условиях высокой стоимости химических реагентов, фокус смещается с их приобретения на оптимизацию их использования. Следовательно, первостепенное значение приобретает поиск наиболее эффективных способов подачи реагентов в скважину.

Существующие методы борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) имеют свои ограничения и сталкиваются с рядом общих проблем, к которым можно отнести следующие.

Недостаточное понимание механизмов образования АСПО, что затрудняет разработку эффективных стратегий предотвращения и удаления.

Отсутствие универсального решения, способного эффективно воздействовать на все типы АСПО в разнообразных условиях эксплуатации.

Необходимость непрерывного мониторинга. После удаления АСПО требуется постоянное наблюдение для предотвращения их повторного формирования.

Зависимость от условий эксплуатации. Эффективность любого метода удаления АСПО определяется такими факторами, как температура, давление, состав нефти и скорость потока.

Удаление асфальто-смоло-парафиновых отложений представляет собой сложную и многоаспектную проблему, для которой пока нет универсального решения. Каждый существующий метод имеет свои недостатки. Для создания эффективных и экологически безопасных способов борьбы с АСПО необходимы дальнейшие исследования и инновации в материаловедении, химии и технологиях добычи нефти. Также требуется совершенствование методов мониторинга и прогнозирования образования отложений.

Список использованных источников:

1. Акрамов Т.Ф. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Т.Ф. Акрамов, Н.Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2017. №4 (Т.15). – С.67-72.
2. Сазонова Е.Г. Устройство для механического удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и коррозионной окалины / Е.Г. Сазонова // Патент № 2 247 826 МПК E21B 37/02. – 30.07.2003. - 3 с.
3. Шикунов Р.А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) / Р.А. Шикунов // Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet». – 2020. №12. – С.1773-1784.
4. Гадиев И.И. Современные подходы к применению методов удаления АСПО / И.И. Гадиев, А.Н. Мельников, Д.С. Урванцев, Д.Р. Хаярова // Булатовские чтения. Сборник статей. – 2024. – С.124-127.
5. Денисламов И.З. Технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из нефтесодержащих скважин с помощью растворителей / И.З. Денисламов, А.А. Имамудинова, Э.С. Самушкова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – №11. – С.47-57.
6. Сисенбаева М.Р. Исследование ингибиторов солеотложений и АСПО в условиях месторождения «Узень» / М.Р. Сисенбаева // Научные труды. – 2013. – №3. – С.65-68.
7. Гареева Д.И. Повышение эффективности методов борьбы с отложениями АСП-веществ путем применения растворителей / Д.И. Гареева // International Journal of Humanities and Natural Sciences. – 2024. – С.165-170.
8. Иванова И.К. Исследование процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в различных углеводородных системах для определения их

эффективности при удалении отложений / Иванова И.К. // International journal of applied and fundamental research. – 2013. – №4. – С.20-23.

9. Хайбуллина К.Ш. Обоснование комплексной технологии удаления и предупреждения органических отложений в скважинах на поздней стадии разработки нефтяного месторождения / К.Ш. Хайбуллина // Дисс. на соискание уч. степени к.т.н. – 2018. – 98 с.

10. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.

11. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.

12. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

13. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

14. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

15. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

16. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

17. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

18. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

19. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
20. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
21. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
22. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
23. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
24. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
25. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

УДК 622.276

УЛУЧШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИН ПУТЕМ БОРЬБЫ С ФОРМИРОВАНИЕМ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Г.Р.Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

И.Р.Шайхразиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

Аннотация. В работе представлены результаты анализа проблемы формирования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), осложняющей эксплуатацию скважин, а также наиболее широко применяемых технологий предотвращения их образования. Отмечено, что внимание должно уделяться правильному подбору оптимальных методов борьбы с АСПО, которые позволяют добиться наибольшей их эффективности в различных промысловых условиях.

Ключевые слова: асфальто-смоло-парафиновые отложения, осложненный фонд, ремонт, технологии борьбы с АСПО, реагенты, защитные покрытия.

UDC 622.276

IMPROVING WELL OPERATIONAL INDICATORS BY CONTROLLING ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS

G.R.Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, Candidate of Technical Sciences, docent)

I.R.Shaihraziev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)

Abstract. This paper presents the results of an analysis of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), which complicates well operation, as well as the most widely used technologies for preventing their formation. It is noted that attention should be paid to the correct selection of optimal asphalt-resin-paraffin deposits control methods that ensure maximum effectiveness under various field conditions.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits, complex well stock, repair, asphalt-resin-paraffin deposits control technologies, reagents, protective coatings.

На нефтяных месторождениях в осложненных условиях работает большая часть эксплуатационного фонда скважин. Поэтому вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии является актуальным в настоящее время.

Одна из достаточно масштабных проблем в нефтяной отрасли – это образование парафиновых отложений на внутренней поверхности стенок труб при добыче и транспортировке нефти. Нефтепромысловые АСПО представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящий из парафина, смол, асфальтенов, а также включений серы, металлов, минеральных веществ в виде растворов солей органических кислот, комплексных соединений или диспергированных минеральных веществ [1, 2].

Образование АСПО может происходить как в скважине (если температура нефти в пласте выше температуры начала кристаллизации парафина), так и в самом пласте (если температура нефти в пласте ниже температуры начала кристаллизации парафина), приводя к закупориванию каналов и снижению проницаемости. Второй вариант возможен при осуществлении заводнения путем закачки в продуктивный пласт холодной воды [3]. Также практика промысловой добычи нефти показывает, что участками с наибольшим накоплением АСПО являются призабойные зоны скважин, скважинные насосы, подъемные колонны скважин, выкидные линии от скважин, резервуары сборных пунктов [4].

АСПО начинают выделяться в нефти (кристаллизоваться) в стадии подъема на поверхность, главным образом, при снижении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином [5].

В результате отложения АСПО в насосно-компрессорных трубах (НКТ) сужается поперечное сечение труб, возрастает сопротивление движению жидкости и перемещению колонны штанг, увеличивается нагрузка на голову балансира станка-качалки, нарушается его уравновешенность, уменьшается коэффициент подачи [6]. Это, в свою очередь, может привести к выходу насосов из рабочего состояния, снижению добычи нефти, простаиванию скважин, износу оборудования и экономическим потерям [7]. Также АСПО отрицательно влияют на подземное оборудование тем, что увеличивают потребление электроэнергии и уменьшают коэффициент полезного действия (КПД) установки [8].

Из опыта эксплуатации скважин в условиях нефтяных месторождений нашей страны известно, что около 30-35 % всех остановок скважин для выполнения текущих ремонтов происходит вследствие отложения парафина на поверхности насосно-компрессорных труб [9].

Мероприятия при сокращении интенсивности формирования АСПО реализуются по следующим направлениям: предотвращение формирования отложений, а также удаление уже сформированных осадков [5]. Приоритетным направлением в борьбе с АСПО должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих достаточно значительных материальных и трудовых затрат.

Все существующие на сегодняшний день методы борьбы с АСПО являются в большей степени периодическими, позволяющие лишь в той или иной мере увеличить межремонтный период технологического оборудования [6].

Для предупреждения образования АСПО используют [9]:

- специальные покрытия для НКТ;
- физические методы;
- химические методы;
- тепловые методы.

К методам борьбы с АСПО относятся предотвращение их образования путем применения защитных покрытий, физических методов или специальных химических реагентов.

Применение специальных защитных покрытий металла позволяет добиться гладкой поверхности и повысить ее гидрофильность, что существенно снижает адгезию парафиновых кристаллов. К таким типам покрытий можно отнести лакокрасочные материалы (этилены, различные типы лаков, эпоксидных смол), виды эмалей, пластмасс и полимерных материалов. Используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5-8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Чем более гладкой является внутренняя поверхность НКТ, тем хуже будут сцеплены с ней АСПО и тем больше вероятность, что АСПО будут сорваны потоком. Для уменьшения адгезии АСПО внутреннюю поверхность НКТ покрывают эмалями, эпоксидными покрытиями, стеклом, различными лакокрасочными материалами. Применение труб с указанным покрытием значительно (в 4-6 раз) увеличивает межочистной и повышает межремонтный периоды работы скважин [10].

Тепловые методы борьбы с АСПО основываются на поддержании температуры потока нефти выше температуры насыщения нефти парафином, при этом нашли применение специальные нагревательные кабели. При работе осуществляется нагрев кабелем внешней либо внутренней поверхностей подъемной трубы, а, следовательно, и нагрев жидкости, проходящей через трубы до величины температуры, соответствующей или большей, чем температура осаждения (кристаллизации). Греющая кабельная линия имеет плоскую форму и монтируется с наружной стороны насосно-компрессионных труб аналогично кабелю для питания погружных электроцентробежных насосов. Несмотря на меньшую эффективность теплопередачи этого способа установки кабеля, имеющиеся эксплуатационные данные показали полную пригодность подобных систем для депарафинизации скважин. Применение нагревательных кабельных линий, предназначенных для путевого прогрева жидкости по стволу добывающей скважины, не получило широкого распространения из-за высокого энергопотребления данной технологии, что снижает экономическую составляющую получаемого эффекта [11].

Физические методы воздействия на нефть приводят к разрушению структуры нефтяных ассоциатов, а это, в свою очередь, способствует улучшению низкотемпературных свойств и предотвращению выпадения парафина. К физическим методам предотвращения формирования АСПО можно отнести создание вибрационных полей в области эксплуатации погружного оборудования либо электрических сигналов [6].

Одним из достаточно широко изученных и применяемых методов является применение определенных химреагентов, способствующих активации адгезионно-адсорбционного процесса, происходящего на границах фаз, к которым относятся нефтяные системы и металлическая поверхность, а также нефтяные системы и дисперсная фаза. К

основному преимуществу применения можно отнести улучшение реологии нефти, а также ее устойчивости к формированию твердой фазы на участке от забоя до устья скважины. К химическим методам относится использование ингибиторов, смачивателей, модификаторов, депрессаторов и диспергаторов [6]. Данные методы помогают решить такие проблемы, как снижение температуры кристаллизации парафинов и увеличение поверхностного натяжения, что обеспечивает более эффективное функционирование оборудования и предотвращает образование отложений.

Предлагаемые в настоящее время многочисленные методы предупреждения образования АСПО, как физические, так и химические, позволяют увеличить межремонтный период, но полностью избежать образования отложений не удастся.

По результатам практического опыта применения различных технологии борьбы с АСПО отмечается отсутствие решения проблемы с АСПО в полном объеме, несмотря на реализацию многочисленных технологических мероприятий. Применение ранее известных широко применяемых традиционных технологий не во всех случаях дает высокие технологические результаты. Для условий, когда месторождения находятся на завершающей стадии разработки, актуально и более эффективно использование комплексных технологий, направленных как на удаление ранее сформировавшихся АСПО, так и на предотвращение формирования новых отложений. Необходимыми факторами успешности применения технологий являются знания о составе нефти и АСПО, геологическом строении продуктивных пластов-коллекторов, фильтрационно-емкостных свойствах горных пород, а также их литологическом составе.

Повышения эффективности реализации технологий предотвращения и удаления АСПО возможно достичь путем применения комплексных подходов к решению рассматриваемой проблемы. При этом необходимы знания о физико-химических процессах и причинах формирования отложений АСПО с учетом различных условий. Также важным является осуществление прогнозирования выпадения АСПО, а также тщательного контроля и своевременного предотвращения возможности осаждения АСПО в процессе работы добывающих скважин.

Необходимо дальнейшее развитие технологий, направленное на повышение эффективности методов, снижение их стоимости и экологических рисков, а также на улучшение доступности к интервалам образования отложений. Перспективными направлениями исследований являются разработка новых, более эффективных химических реагентов, совершенствование термических и механических методов очистки, а также разработка методов прогнозирования и предотвращения образования АСПО.

Список использованных источников:

1. Салимов А.А. Анализ эффективности методов борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения / А.А. Салимов, М.Т. Нухаев // Молодая нефть: сб. статей. Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. – 2015. – С. 5.
2. Бойкой Г.И. Асфальтосмолопарафиновые отложения месторождений Западного Казахстана и композиции для их удаления / Г.И. Бойкой, Н.П. Любченко, Г.С. Айткалиева, Р.Г. Сармурзина, У.С. Карабалин, Д.С. Тиесов, Г.А. Букаева // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2020. – №1. – С.60-69.
3. Кудешов А.А. Анализ применения химических методов борьбы с АСПО при добыче нефти / А.А. Кудешов // Научно-практический электронный журнал Аллея Науки. 2019. – №8. – С.6.
4. Семенов Д.Р. Технологии волнового воздействия для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче, транспорте и хранении нефти / Д.Р. Семенов, Д.З. Валиев // Природные энергоносители и углеродные материалы & Natural energy sources and carbon materials. – 2023. – №1. – С.13.

5. Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А.В. Митрошин // Недропользование. – 2021. – №2. – С.94-100.
6. Акрамов Т.Ф. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Т.Ф. Акрамов, Н.Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2017. №4 (Т.15). – С.67-72.
7. Шрам В.Г. Проблемы и методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями / В.Г. Шрам, Н.Ф. Орловская, С.И. Иванова, В.А. Крамаренко // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2022. №. 5 – С.186-191.
8. Воробьев Д.А. Причины отказов УЭЦН при добыче нефти и методы их предотвращения / Д.А. Воробьев, А.М. Хабибуллин, Л.Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2024. Сборник трудов Международной научно-технической конференции. – 2024. – С.420-423.
9. Шикунов Р.А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) / Р.А. Шикунов // Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet». – 2020. №12. – С.1773-1784.
10. Ворона А.А. Методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче и транспортировке нефти / А.А. Ворона // Студенческий научный форум. – 2020. – С.6.
11. Устькачкинцев Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений / Е.Н. Устькачкинцев, С.В. Мелехин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – №18. – С.61-70.
12. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
13. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
14. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
15. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
16. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
17. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

18. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
19. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
20. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
21. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
22. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
23. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
24. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

УДК 622.276.5:621.3

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Р.Р. Исмаилов

*(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
студент гр. 74-42)*

Ю.А. Болтнева

*(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
ст. преподаватель)*

Аннотация. В данной статье рассматривается способ повышения энергоэффективности при эксплуатации скважин штанговой скважинной насосной установкой (ШСНУ). При запуске установки, особенно в холодное время года, а также при неуравновешенности привода, возникает повышенный износ оборудования, что ведет к поломке, затратам на ремонт, повышенному потреблению электроэнергии и избыточным эксплуатационным расходам. В работе анализируется способ повышения

энергоэффективности ШСНУ путем мониторинга эксплуатационных показателей установки с использованием цифровой платформы АСДКУ (Автоматизированная система дистанционного контроля и управления), позволяющей отслеживать мгновенные удельные нагрузки при запуске, при ходе колонны штанг вверх и вниз, а также контролировать процент разбаланса балансирного привода. Основываясь на полученных данных, появляется возможность предупреждения возникновения аварийных ситуаций не только в режиме «реального», но и «архивного» времени, повышая энерго-эффективность и позволяя получить экономическую выгоду.

Ключевые слова: безаварийная добыча нефти, энергоэффективность, станция управления, удельные нагрузки привода, снижение энергопотребления.

UDC 622.276.5:621.3

A METHOD FOR IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF SUCKER-ROD PUMPING UNITS

R.R. Ismagilov

*(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum",
student grades 74-42)*

Yu.A. Boltneva

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum", senior lecturer)

Abstract. This article examines a method for improving energy efficiency in well operation using a sucker rod pumping unit (SRPU). When starting up the unit, especially in cold weather, or when the drive is unbalanced, increased equipment wear occurs, leading to breakdowns, repair costs, increased energy consumption, and excessive operating expenses. This paper analyzes a method for improving SRPU energy efficiency by monitoring the unit's operating performance using the ASDKU (Automated Remote Monitoring and Control System) digital platform. This platform tracks instantaneous specific loads during startup, during the up and down strokes of the rod string, and also monitors the drive imbalance percentage. Using the data obtained, it becomes possible to prevent emergency situations not only in real time but also in historical mode, increasing energy efficiency and providing economic benefits.

Keywords: trouble free oil production, energy efficiency of the pumping unit, control station, specific drive loads, reduction of energy consumption.

В настоящее время в экономике страны вопросы нефтедобычи находятся на одном из первых мест. В связи с этим организация эффективной работы электрооборудования нефтедобывающих установок со штанговыми скважинными насосами требует пристального внимания и является весьма актуальной. Штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ) сбалансированными приводами остаются одним из наиболее распространенных способов механизированной добычи нефти, особенно на малодебитных и старых месторождениях. Однако высокое энергопотребление и растущие тарифы на электричество приводят к увеличению себестоимости добычи нефти.

С целью детального изучения эксплуатационного режима было проведено экспериментальное обследование штанговой скважинной насосной установки на скважине № 21747

НГДУ "Альметьевнефть" оснащенной балансирным приводом СК8 3,5 4000, станцией управления с дистанционным контролем СУ «А2И». Обследование включало в себя наблюдение за нагрузками в точке подвеса штанг при ходе колонны вверх и вниз при определенном числе качаний (ЧК) в режиме «реального» времени, расчет разбаланса привода, а также просмотр сохраненных результатов за последние четыре дня обследования, в цифровой платформе «АСДКУ» (рисунк 1).



Рисунок 1 – Показатели нагрузок из АСДКУ

Результат обследования показал, что при эксплуатации привода наблюдались существенные нагрузки, зафиксированные путем выброса энергии через «тормозной резистор», благодаря мгновенной передаче информации через контроллер, в цифровую платформу «АСДКУ».

Замер активной нагрузки осуществлялся со станции управления, оборудованной частотным преобразователем, собранные данные передавались через контроллер в цифровую платформу. Полученные результаты представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Потребление активной нагрузки за 12 часов из АСДКУ

Результаты на основании проведенного обследования ШСНУ с балансирным приводом СК8-3,5-4000 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Полученные результаты

Штанговая скважинная насосная установка с балансирным приводом	
Номер скважины	21747
Тип СК	СК8-3,5-4000
Максимальная длина хода, м	3,6
Число качаний СК в минуту	2,55
Максимальный ток при ходе вверх	61,8
Максимальный ток при ходе вниз	41,1
Работа на полном ходе привода, кДж	105,3
Номинальная мощность тормозного резистора кВт	3
Средняя мощность тормозного резистора кВт	1,8
Разбаланс (расчет) %	38,3
Паспортная мощность двигателя установки, кВт	18,5

Подконтрольные эксплуатационные показатели скважины в цифровой платформе «АСДКУ» видны как в режиме «реального», так и «архивного» времени с возможностью управления и применения защитных уставок для оборудования. Помимо этого, имеется возможность автоматической остановки ШСНУ с описанием причин и уведомлением назначенных лиц, для предотвращения выхода из строя оборудования установленного на скважине, например сгорания электродвигателя из-за больших нагрузок или короткого замыкания на электродвигателе, обрыва ремня или обрыва канатной подвески.

В результате проведенного исследования было установлено, что вопрос потребления электроэнергии, особенно при средних и малых дебитах нефти, а также высокой обводненности продукции является ключевым, поскольку определяет рентабельность нефтедобычи. Применение в эксплуатации приводов ШСНУ, оснащенных станцией управления СУ «А2И», с возможностью проведения мониторинга и управлением в цифровой платформе, удаётся отслеживать мгновенные нагрузки и аварии, снижая тем самым энергопотребление и сокращая затраты на ремонт оборудования.

Список использованных источников:

1. Бухаленко Е.И., Вершкова В.В., Джафаров Ш.Т., Ибрагимов Э.С., Каштанов А.А., Курбанов Н.Г., Эфендиев О.И. «Нефтепромысловое оборудование. Справочник». – Москва, 2007. – С. 147-161
2. Мищенко И.Т. «Скважинная добыча нефти». – Санкт-Петербург, 2010. – 120 с.
3. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика, 2011.- №6. – 114 с.
4. Шакиров Д.Л., С.Л. Сабанов // Материалы Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – С. 189-201

5. Макаров А.М., Калинин Я.В., Малолетов А.В., Шаронов Н.Г., Галсанова Э.Ц. // Технические средства автоматизации в нефтегазовой отрасли. – Волгоград, 2022. – 124 с.
6. Системы автоматизации в нефтяной промышленности: учебное пособие – Москва: Инфра-Инженерия, 2019. – 217 с.
7. Зейгман Ю.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов // Ю.В. Зейгман, О.А. Гумерова, И.В. Генералов – Уфа, УГНТУ, 2000. – 18 с.
8. Гладких Т.Д. Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли // Инф-ра-Инженерия, 2022. – С. 38-52

УДК 622.276:621.643.2:620.197.6

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НКТ С ВЗП ПРОТИВ АСПО НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Р. Кадыров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Б.А. Басыров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсЗ-21-12)

Аннотация. В статье сравниваются методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах на Восточно-Сургутском месторождении. Обосновывается эффективность применения НКТ с внутренним защитным покрытием. Рассчитывается экономический эффект.

Ключевые слова: Асфальтосмолопарафиновые отложения, депарафинизация, скребкование, насосно-компрессорные трубы с внутренним защитным покрытием.

UDC 622.276:621.643.2:620.197.6

JUSTIFICATION FOR USING IC TUBING AGAINST ARPD AT VOSTOCHNO- SURGUTSKOYE FIELD

R.R. Kadyrov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, professor)*

B.A. Basyrov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRZs-21-12)*

Abstract. This article compares methods for preventing and removing asphaltene, resin, and paraffin deposits in tubing at Vostochno-Surgutskoe field. The effectiveness of using tubing with an internal protective coating is substantiated and the economic impact is calculated.

Keywords: Asphalt, resin and paraffin deposits, dewaxing, scraping, tubing with internal protective coating.

В НГДУ «Сургутнефть» Восточно–Сургутское месторождение является самым большим по площади и по запасам, поэтому оно наиболее подвержено отложениям АСПО.

Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ значительно увеличивают расходы на добычу нефти из-за снижения производительности и преждевременных отказов оборудования.

При эксплуатации фонда нефтяных скважин отложения АСПО в НКТ уменьшают их полезное сечение и, как следствие, значительно снижают дебит жидкости (нефти) и увеличивают расход электроэнергии на откачку [1].

В НГДУ «Сургутнефть» на месторождениях, применяется комплекс методов по предотвращению осложнений АСПО.

а) Механический метод – использование различных по конструкции и форме скребков: либо спускаемых в подъёмник на проволоке с помощью специальных

автоматизированных лебедок, устанавливаемых на устье скважины, либо так называемых автоматических летающих скребков;

б) Тепловой метод – прогрев колонны НКТ горячим агентом, чаще нефтью, закачиваемым в скважину с помощью специальной передвижной установки;

в) Метод НКТ с внутренним защитным покрытием [2].

Таблица 1 - Преимущества и недостатки механического метода борьбы с АСПО.

Преимущества технологии	Недостатки технологии
Нет необходимости в закачке горячей нефти или других растворителей АСПО.	Необходимость постоянных обработок скважин по МОП.
Наиболее низкозатратный метод.	В случае просрочки МОП возможен непроход
	Возможна потеря (обрыв) инструмента.
	Использование такого метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины

Таблица 2 - Преимущества и недостатки теплового метода борьбы с АСПО.

Преимущества технологии	Недостатки технологии
100% эффект.	Дороговизна.
Безопасность (не бывает обрывов инструмента).	Необходимость постоянно проводить обработки по МОП.
	Нагрев подземного оборудования может негативно сказаться на надежности кабельной продукции (УЭЦН).

Способ защиты добывающего фонда скважин НГДУ «Сургутнефть» от АСПО с применением НКТ с внутренним защитным покрытием показал по накопленному опыту свою очевидную эффективность.

Защитное покрытие обладает высокой гладкостью, коррозионной защитой, гидрофобными характеристиками, которые предотвращают образование АСПО. По сравнению с НКТ без покрытия, НКТ с внутренним защитным покрытием в 3 раза менее подвержены размываемости и абразивному износу.

Далее, на примере скважины Восточно-Сургутского месторождения, оценим эффект от применения НКТ с внутренним защитным покрытием.

По скважине 3114 куста 505 Восточно-Сургутского месторождения был произведен монтаж ЭЦНД 5А-35-2050 07.05.2024 с подвеской НКТ без внутреннего защитного покрытия. Нарботка на отказ по R-0 составила 464 суток при средней наработке по месторождению более 1000 суток [3].

За время эксплуатации было произведено 22 обработки скребком (при межочистном периоде 20 суток) и 1 проведение АДП по причине не прохода скребка. Периодически наблюдалось снижение дебита: при режимном дебите 23 м3/сут, дебит в период МОП мог достигать снижения до 18 м3/сут, что вызывало необходимость эксплуатации скважины в периодическом режиме, до проведения мероприятий по причине левой зоны напорно-расходных характеристик УЭЦН по жидкости в постоянном режиме 20 м3/сут, наблюдался рост динамического уровня, что вызывало дополнительные потери добычи нефти [3].

14.08.2025 при ревизии ЭЦН произвели замену НКТ на НКТ с внутренним защитным покрытием «Majorpack» производства ЗАО «Торговый дом НПО» в интервале от 0 до 1000 м против АСПО и коррозии, что полностью устранило необходимость в проведении дополнительных мероприятий по депарафинизации. На 30.10.2025 по скважине не наблюдается снижений дебита, скважина работает в режиме 23 м3/сут без отклонений (текущая наработка 77 суток) [3]. Рассмотрим экономический эффект.

Исходные данные:

Скважина 3114 куста 505 Восточно-Сургутского месторождения.

- 1) Стоимость 1 м подвески НКТ с ВЗП 60,3 мм = 1042 руб., без ВЗП 786,8 руб.
- 2) Стоимость 1 м подвески НКТ с ВЗП 73 мм = 1348 руб., без ВЗП 912 руб.
- 3) Стоимость 1 обработки МС = 29120,33 руб.
- 4) Стоимость 1 обработки АДП = 25695,23 руб.
- 5) Компоновка подвески НКТ с ВЗП:
73 мм – 330 м, 60,3 мм – 670 м (против АСПО)
- 6) Количество проведенных обработок скребком – 22 операции.
- 7) Количество проведенных обработок АДП – 1 операция.

Расчет

Стоимость проведения обработок скребком и АДП до отказа (за 464 суток):

$22 * 29120,33 + 25695,23 = 666342,49$ руб.

Стоимость внедрения подвески НКТ с ВЗП (1000 м):

$1042 * 670 + 1348 * 330 = 1142980$ руб.

Стоимость внедрения подвески без ВЗП (1000 м):

$786,8 * 670 + 912 * 330 = 828116$ руб.

Учитывая, что в случае ремонта зачастую производится замена НКТ, будет разумно сравнивать стоимость проведения операций по обработкам с разницей в цене между обычными НКТ и НКТ с ВЗП.

Разница внедрения НКТ с ВЗП и без ВЗП (в интервале 0-1000 м):

$1142980 - 828116 = 314684$ руб.

Экономический эффект от внедрения НКТ с ВЗП в данную скважину (по опыту прошлой эксплуатации без ВЗП с проведением обработок):

$666342,49 - 314684 = 351658,49$ руб.

При этом примерный срок окупаемости мы можем вычислить из пропорции:

$464 / x = 666342,49 / 351658,49 \Rightarrow x = 245$ сут.

Вывод: проведя экономический расчет можно сделать вывод, что в данном случае, при МОП 20 сут. (что является длинным периодом, так как МОП может составлять от 7 сут.) по данной скважине экономически выгоднее внедрять НКТ с ВЗП, так как окупаемость происходит за 245 сут. При этом, мы исключаем все возможные осложнения, которые связаны со скребкованием и проведением АДП.

Список использованных источников:

1. Альмухаметова Э.М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебн. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. 116 с.
2. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. – Уфа, 2001. – 122 с.
3. Информационные системы НГДУ «Сургутнефть».
4. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
5. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.

6. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
7. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
8. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
9. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
10. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
11. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
12. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
13. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
14. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
15. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

16. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
17. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
18. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
19. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Рускинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

УДК 622.276.8

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ДНС-4А С УПСВ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Р. Кадыров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Л.А. Нуркенова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСЗ-21-12)

Аннотация. Актуальное направление для исследований с целью оценки перспектив нефтегазоносности структур – разработка различных прикладных методов построения геолого-математических моделей по прогнозу нефтегазоносности, включая вероятностно-статистические.

Промысловая подготовка нефти включает в себя несколько этапов, таких как сепарация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация, которые необходимы для того, чтобы нефть соответствовала требованиям для дальнейшей транспортировки и переработки на нефтеперерабатывающих заводах (далее – НПЗ).

Ключевые слова: ДНС, УПСВ, ТФО, ТФС и ОВ.

UDC 622.276.8

TECHNICAL REARMAMENT OF DNS-4A WITH UPSV WEST-SURGUT DEPOSIT

R.R. Kadyrov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

L.A. Nurkenova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ-21-12)*

Abstract. A relevant area for research aimed at assessing the prospects of oil and gas structures is the development of various applied methods for constructing geological and mathematical models for predicting oil and gas potential, including probabilistic and statistical methods. Oil field preparation involves several stages, such as separation, dehydration, desalination,

and stabilization, which are necessary to ensure that the oil meets the requirements for further transportation and processing at oil refineries (ORFs).

Keywords: DNS, UPSV, TFO, TFS, and OV.

Как известно, что Западно-Сургутское месторождение НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» находится на поздней стадии эксплуатации.

Традиционные решения транспорта воды для поздних стадий эксплуатации месторождений не отвечают современным потребностям и возможностям

Рассмотрим основные особенности проблемы поздней стадии разработки месторождения. Месторождения на завершающем этапе разработки характеризуются интенсивным увеличением обводненности продукции при общем снижении объемов добычи нефти, вследствие чего возникают:

– транспорт балластной пластовой воды на центральные пункты сбора и обратно в систему ППД; ограничения пропускной способности вследствие перегруженности жидкостью сборных коллекторов; коррозия в трубопроводах из-за выпадения свободной воды из транспортируемой нефти.

Расширение существующих объектов системы сбора и подготовки нефти и воды, что сопровождается:

– высокими капитальными затратами на металлоемкие объекты – увеличение диаметров нефтепроводов, напорных водоводов, реконструкцию установок первичной подготовки флюида;

– высокими операционными затратами на перекачку воды в виде электроэнергии ДНС, БКНС, амортизации масштабной инфраструктуры и ее обслуживание.

Альтернативным решением данной проблемы мы считаем – техническое перевооружение ДНС-4А с УПСВ Западно-Сургутского месторождения НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз». Проектная производительность ДНС-4А с УПСВ Западно-Сургутского месторождения – 10000 т/сут. Данный комплекс является подразделением цеха добычи нефти и газа №3 НГДУ «Сургутнефть».

ДНС-4А с УПСВ предназначена для: сбора нефти с кустовых площадок Западно-Сургутского месторождения; сепарации нефти и транспортировки отделившегося газа на УПГ (УВСИНГ) под давлением I ступени сепарации; подачи газа на собственные нужды (горелки «Хитер-Тритер», дежурную горелку и молекулярный затвор факельной системы, котельную, полигон утилизации шлама); подготовки нефти до 5 % влагосодержания путем гравитационного отстоя и термохимического метода разрушения эмульсии с применением реагентов-деэмульгаторов; предварительного сброса воды ; подготовки пластовой воды резервуарах-отстойниках, до требований соответствующих стандартов (норм), и откачки ее на КНС; аварийной подачи газа в факельную систему.

Наше решение по предварительному сбросу пластовой воды – отделение находящейся в свободном состоянии попутно-добываемой воды:

- непосредственно на кустах добывающих скважин;
- на отдельных коллекторах и направлениях большой протяженности;
- на пониженных участках трассы, где скапливается свободная вода;
- в местах расположения существующих ДНС.

Обезвоживание нефти до состояния агрегативной устойчивости эмульсии практически без выделения свободной воды при транспортировке по нефтепроводу Подготовка воды до требуемого качества и подача в систему ППД.

Показатели эффективности УПСВ:

1. Обводненность продукции скважин:

- На входе < 99 %
- На выходе < 1–10 %

2. Содержание нефти и механических примесей в пластовой воде:

- На входе < 100–1000 мг/дм³

– На выходе > 30–40 мг/дм³

Рассмотрим преимущества:

– меньшая стоимость владения за счет автономности работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала:

– меньший экологический риск за счет снижения протяженности труб, герметичности, исключения выбросов в атмосферу/почву. Меньшие затраты из-за удаленности объектов, размещение в природоохранной зоне из-за отсутствия факельной системы

– меньший риск доплат из-за индивидуального подхода в зависимости от входного и выходного качества продукта

– меньшие затраты времени вследствие поставки в виде блоков максимальной заводской готовности в течение 4–6 мес.

Приведем варианты исполнения УПСВ на ДНС-4А Западно-Сургутского месторождения НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», которые представлены на рисунках 1, 2.

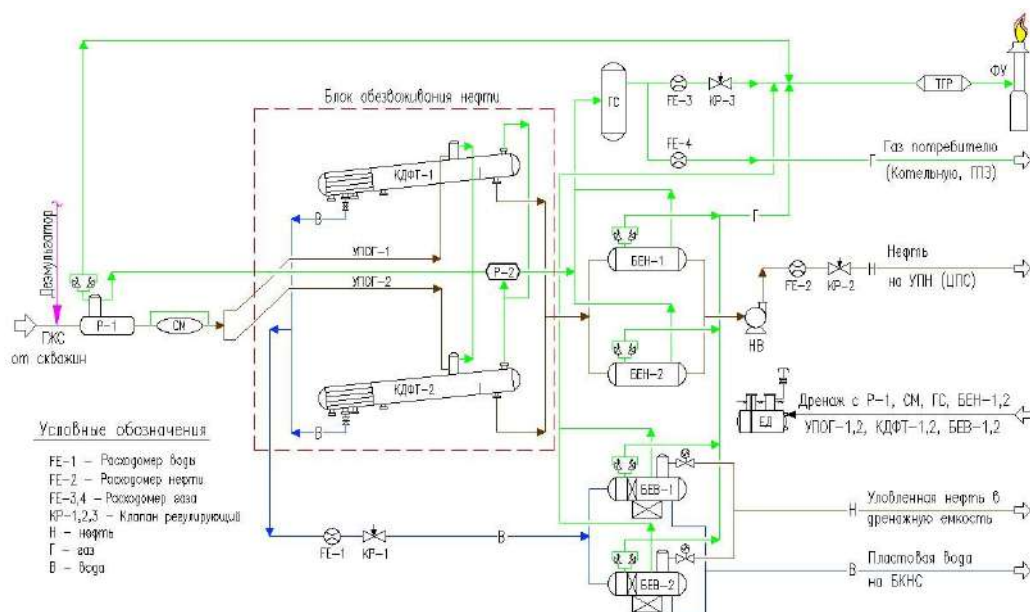


Рисунок 1 – УПСВ на основе трубных водоотделителей (ТВО)

Продукция скважин поступает по трубопроводам системы сбора на АГЗУ для автоматического учета количества жидкости. После АГЗУ объединенный поток поступает на УПСВ. В случае необходимости в коллектор системы сбора через смеситель подается реагент-деэмульгатор из блока дозирования БР-1. Далее продукция через устройства отбора газа УПОГ поступает в трубные водоотделители ТВО (рисунок 2.8) или трехфазный сепаратор ТФС. Специальные входные модули обеспечивают эффективное отделение основного количества газа от жидкости, что способствует дальнейшей качественной подготовке нефти и пластовой воды.

На УПСВ на базе ТВО сепарация нефти от газа и воды, очистка пластовой воды от нефти и механических примесей осуществляются в одну ступень.

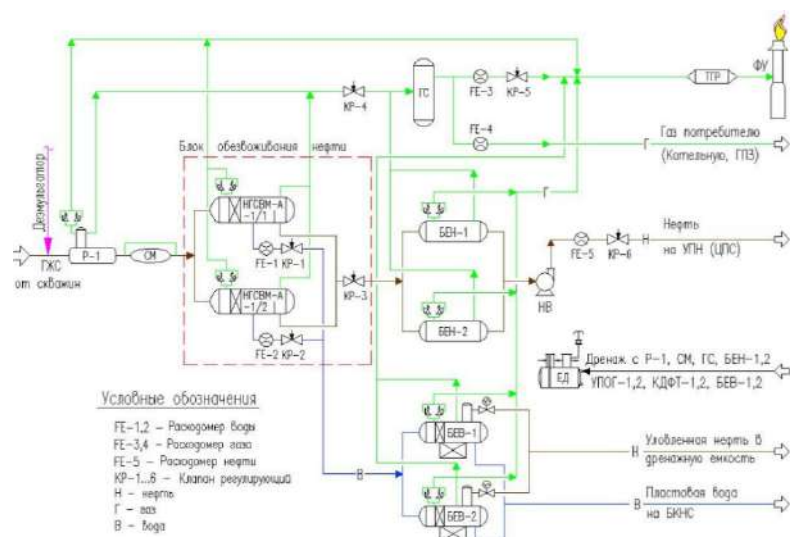


Рисунок 2 – УПСВ на основе емкостных аппаратов (ТФС и ОВ)

На УПСВ на базе емкостных аппаратов сепарация происходит в ТФС, а подготовка пластовой воды в отстойнике ОВ.

На выходе с установки потоки нефти и газа при необходимости замеряются, смешиваются и направляются обратно в нефтесборный коллектор. Если имеется возможность, то газ отдельным потоком направляется на газораспределительный узел и в газопровод.

В случае необходимости на выходе из УПСВ устанавливается одно- или многофазная насосная станция. Очищенная пластовая вода через узел учета направляется на БКНС (или на шурфовые насосные агрегаты) и далее в поглощающие скважины. В случае необходимости в коллектор перед БКНС подается ингибитор коррозии из блока дозирования БР-2.

Все технологические аппараты снабжаются специальными внутренними устройствами для интенсификации процессов подготовки нефти и очистки воды от нефти и механических примесей.

Сравнение вариантов исполнения УПСВ приведем в таблице 1

Таблица 1 – Сравнение вариантов исполнения УПСВ

На основе трубной технологии (ТВО)	На основе емкостных аппаратов (ТФС и ОВ)
Преимущества	
рекомендуется при высокой обводненности продукции скважин	минимальная площадь размещения на единой раме-основании возможность мобильного исполнения
наилучшие показатели обезвоживания нефти и очистки пластовой воды	использование в процессе подготовки принципа сообщающихся сосудов и статического давления жидкости с целью минимизации регулирующей арматуры
возможность вывода из работы отдельных аппаратов без остановки всей системы	ТФС и ОВ могут быть разного (наиболее оптимального)
	объема в зависимости от обводненности продукции высокая степень очистки газа (если требуется)
Недостатки	
большие габариты площадки	вывод из работы одного аппарата снизит качество выходной продукции

Особенности и преимущества ТВО:

1. Конструктивные особенности

- материал пластин – олеофильный полимер со сверхнизким водой и нефтепоглощением, исключаяющим его набухание;
- пластины коалесцирующего устройства выполнены плоскими, установлены параллельно друг другу с наклоном в 45° к горизонтальной поверхности;
- пластины осадителя выполнены рифлеными, установлены перпендикулярно к горизонтальной поверхности, образуя сотовую структуру;
- исключены столкновения капель отводимых нефтепродуктов с частицами осажденных механических примесей в осадителе формируются зоны застоя и завихрения, способствующие коалесценции капель нефти и осаждению механических примесей
- Эксплуатационные преимущества: отсутствие деформации пластин со временем; выдерживание заявленных технических характеристик на весь срок эксплуатации; высокая производительность; эффективное разрушение пены, возникающей вследствие газовыделения; предотвращение образования отложений на поверхности пластин и удобство их очистки.

Список использованных источников:

1. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 01.09.2025).
2. Жижина Н.А., Макарова Е.В., Филиппова О.В. Обезвоживание нефти: современные технологии и оборудование // Студенческий научный вестник. – 2021. – №2 (30).
3. Ходикова Е. И. Технологии и инновации в нефтяной промышленности / Е. И. Ходикова, К. Т. Тынчеров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 390-395.
4. СП 12.131330.2009. Определение категории категорий помещений, зданий и наружных [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения: 01.10.2025)
5. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 903н. Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184>
6. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
7. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
8. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
9. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

10. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
11. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
12. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
13. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
14. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
15. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
16. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
17. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
18. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
19. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

20. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

21. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Калигин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12-24-12)

А.Ю. Асоян

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12-24-12)

Л.В. Петрова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрены возможные способы оптимизации систем заводнения на поздней стадии эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. На примере Приобского месторождения выявлены и проанализированы основные проблемы: высокая обводненность, неравномерная выработка, малая эффективность охвата пласта. Проведен комплексный анализ геолого-промысловых данных, в том числе гидродинамическое моделирование, с целью определения байпасированных зон и перетока закачиваемой воды. Предлагаются технологические мероприятия, включающие в себя перераспределение потоков закачки, изменение направления фильтрационных потоков и целевое бурение малодебитных скважин. Выявлен положительный экономический эффект от внедрения предложенных мероприятий за счет увеличения коэффициента нефтеотдачи на 2.5-4%.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, система заводнения, оптимизация, обводненность, коэффициент нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование, байпасированные зоны.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF THE FLOODING SYSTEM AT A LATE STAGE OF FIELD OPERATION

A.A. Kaligin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student gr. MGR12-24-12)*

A.Y. Asoyan

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student gr. MGR12-24-12)*

L.V. Petrova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article discusses possible ways to optimize flooding systems at a late stage of operation of oil and gas fields. Using the Priobskoye field as an example, the main problems were identified and analyzed: high waterlogging, uneven production, and low reservoir coverage efficiency. A comprehensive analysis of geological and field data, including hydrodynamic modeling, was carried out in order to determine bypass zones and the flow of injected water. Technological measures are proposed, including the redistribution of injection flows, changing the direction of filtration flows and targeted drilling of low-flow wells. The positive economic effect of

the implementation of the proposed measures was revealed due to an increase in the oil recovery coefficient by 2.5-4%.

Keywords: late stage of development, flooding system, optimization, water availability, oil recovery coefficient, hydrodynamic modeling, bypass zones.

Сегодня нефтегазодобывающая промышленность всё больше и чаще ощущает на себе последствия старения месторождений, которые достигли предела своей продуктивности и стали экономически невыгодными. Одной из наиболее актуальных задач при разработке зрелых месторождений является оптимизация системы поддержания пластового давления (ППД), основанное на методе заводнения. Зачастую на поздних этапах эксплуатации классические методы теряют свою первоначальную результативность, так как растёт обводнённость продукции и снижается эффективность вытеснения нефти из коллектора. В связи с этим возникает необходимость в использовании комплексного подхода, включающего в себя анализ текущего состояния системы, применение новейших методов гидродинамического моделирования и внедрение новых технологий для повышения избирательности закачки, следовательно, и улучшения охвата пласта

Объектом нашего исследования является пласт АС10 Приобского месторождения, что введен в разработку в 1988 году. В настоящее время степень выработки извлекаемых запасов составляет 78%, а обводненность продукции - 94%. Система ППД представлена законтурным и избирательным внутриконтурным заводнением.

С помощью геолого-промыслового анализа были выявлены следующие проблемы:

Высокие темпы обводнения. Резкие скачки обводненности на добывающих скважинах указывают на то, что происходит прорыв воды по трещинам или пропласткам;

Неравномерная выработка запасов. На основе гидродинамической модели были построены карты остаточных запасов, которые свидетельствуют о наличии локальных зон с относительно высокой нефтенасыщенностью. Эти зоны были изолированы от основных фильтрационных потоков прежде;

Дисбаланс системы ППД. Нагнетательные скважины характеризуются существенным разбросом значений приемистости, это допускает преждевременные прорывы и создает неравномерное поле давления;

Малая эффективность заводнения. Установлено, что движение воды происходило по ограниченному числу высокопроницаемых каналов, так как реакция скважин на закачку слабая или вовсе отсутствует.

Для решения обозначенных задач и описанных проблем был применен комплексный подход, включающий в себя целостный анализ истории разработки, то есть динамику добычи нефти, обводненности, а также объемов закачки, интерпретацию данных геофизических и гидродинамических исследований скважин для конкретизации фильтрационно-емкостных свойств и пропластковости, проведено гидродинамическое моделирование в специализированном ПО. История разработки откорректирована, а модель калибрована по фактическим данным добычи. Задействуются и трассерные исследования для определения скоростей и направлений потоков между нагнетательными и добывающими скважинами. Предусмотрена организация пассивных и активных методов контроля за разработкой: построение карт потоков, анализ перетоков, расчет коэффициента охвата.

На основе откалиброванной модели были осуществлены прогнозные расчеты для оценки эффективности различных путей оптимизации.

Моделирование подтвердило наличие обширных байпасированных зон, которые находятся в основном в призабойных зонах низкодебитных скважин и в периферийных участках залежи. Исследование потоков свидетельствует о том, что более половины закачиваемой воды проходит по трем основным "каналам", связывающим самые приемистые нагнетательные скважины с высокодебитными, но при этом быстро обводняющимися добывающими.

С учетом всего изложенного предлагается проведение некоторых оптимизационных мероприятий. В их число входят:

Регулирование профиля приемистости нагнетательных скважин. Для скважин с аномально высокой приемистостью и установленной связью с обводненными добывающими скважинами рекомендуется изолировать высокопроницаемые каналы за счёт проведения гелевых или полимерных обработок, а в случае с низкой приемистостью провести кислотные обработки для повышения охвата пласта закачкой.

Бурение целевых скважин. Определен положительный эффект от результатов бурения 3-х малодебитных горизонтальных скважин с целью получения возможности доступа в зоны с остаточными запасами, которые недоступны для существующей сетки скважин.

Изменение направления фильтрационных потоков. Необходимо остановить закачку в 3-х ключевых нагнетательных скважинах, формирующих основные каналы. Расчеты показывают, что такое решение приведет к перераспределению потоков и вовлечению в разработку байпасированных зон. Ввести в работу две бездействующие нагнетательные скважины на участках с высокой концентрацией остаточных запасов. Провести циклическое заводнение на кустах для создания неустановившихся фильтрационных потоков, которые поспособствуют вытеснению нефти из низкопроницаемых блоков.

Оценка эффективности. Прогнозные расчеты по гидродинамической модели на 5-летний период определили, что при ведении эксплуатации в текущем режиме накопленная добыча нефти составит 120 тыс. т, а обводненность будет стабильно расти до значения 96.5%. В случае с принятыми решениями по оптимизации имеют место дополнительная накопленная добыча нефти в объеме 45 тыс. т, рост коэффициента нефтеотдачи на 3.1% и стабилизация обводненности на уровне 93-94%. Срок окупаемости проведенных мероприятий не превысит 2.5 лет, о чём свидетельствует экономический расчет с учётом затрат на геолого-технические мероприятия и бурение, а также дополнительного дохода от добычи нефти.

Проведённое нами исследование демонстрирует, что даже на поздней стадии разработки существует значительный потенциал для прироста нефтеотдачи за счет возможностей точечной оптимизации системы заводнения. Однозначно важнейшим фактором положительного результата является переход от увеличения объемов закачки к интенсивным методам, основанным на полном анализе геолого-промысловой информации и применении гидродинамического моделирования.

Предложенный для Приобского месторождения комплекс мероприятий, включающий изоляцию водопроницающих каналов, перераспределение потоков закачки и бурение целевых скважин, позволяет вовлечь в активную разработку байпасированные запасы и обеспечить эффективный прирост добычи. Разработанный подход может быть применен и на другие месторождения с аналогичными характеристиками, условиями и стадией разработки.

Список использованных источников:

1. Мулюков Д.Р., Федоров А.И. Анализ направления развития трещин гидроразрыва пласта в системе разработки трудноизвлекаемых запасов на основе управления напряженным состоянием пласта // Нефтяное хозяйство. – 2024. - №1 – с. 54 – 59.
2. Voronova E.V., Petrova L.V., Gutorov A.Yu. Assessment of the impact of geological and production parameters on the effectiveness of acid fracturing in the field with carbonate reservoirs// В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 14. 2022. С. 012041.
3. Петрова Л. В. Геологическое строение и эффективность разработки Бавлинского месторождения / Л. В. Петрова, Е. В. Воронова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, Е. В. Сухорук, Р. С. Дойников // The Scientific Heritage. – 2021. – № 64 – 1 (64). – С. 6 - 10. –DOI: 10.24412/9215-0365-2021-64-1-6-10
4. Петрова Л.В., Воронова Е.В., Хуснутдинова Р.Р., Сидоркин А.Д. Оценка условий разработки нефтяного месторождения с целью планирования геолого-технических

мероприятий / // The Scientific Heritage. – 2021. – № 63– 3 (63). – С. 33-39. – DOI: 10.24412/9215-0365-2021-63-3-33-38.

5. Петрова Л.В., Воронова Е.В., В. С. Мацадо, Петров В.А. Оценка эффективности гидравлического разрыва пласта с целью дополнительной добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяного месторождения // The Scientific Heritage. - 2020. № 45-2 (45). - С. 31-34.

6. Petrova L V, Soloviev N N, Miller A F and Almukhametova E M Modeling and mathematical evaluation of sidetracked wells operation in Tuymazy oil field IOP Conference Series: Earth and Environmental Science – 2019. – Vol 378 №1 Pp. 1-5

7. Voronova E.V., Petrova L.V., Gutorov A.Yu. Substantion of geological exploration and modeling of oil depoits for multistage fracturing in a horizontal well// В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 14. 2022. С. 012019.

8. Petrova L V, Buravov V V 2019 Evaluating the technological effect of a horizontal hydraulic fracturing// Journal of Physics: Conference Series. Сер. "International Conference "Information Technologies in Business and Industry" - 6 - Operations Planning and Enterprise Information Systems" 2019. С. 072019.

9. Khusnutdinova, R.R., Yusupova, L.F., Petrova, L.V. Evaluation of enhanced oil recovery efficiency at fields with hard-to-recover reserves //Journal of Physics: Conference Series, 2022, 2176(1), 012083

10. Петрова Л. В. Геологическое строение и эффективность разработки Бавлинского месторождения / Л. В. Петрова, Е. В. Воронова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, Е. В. Сухорук, Р. С. Дойников // The Scientific Heritage. – 2021. – № 64 – 1 (64). – С. 6 - 10. –DOI: 10.24412/9215-0365-2021-64-1-6-10

11. Петрова Л. В. Интенсификация добычи нефти методом солянокислотной обработки на поздней стадии эксплуатации нефтяного месторождения / Л. В. Петрова, Э. А. Султанбекова // The Scientific Heritage. – 2020. – № 46-1 (46). – С. 11-14.

12. Петрова Л. В. Оценка условий разработки нефтяного месторождения с целью планирования геолого-технических мероприятий / Л. В. Петрова, Е. В. Воронова, Р. Р. Хуснутдинова, А. Д. Сидоркин // The Scientific Heritage. – 2021. – № 63– 3 (63). – С. 33-39. – DOI: 10.24412/9215-0365-2021-63-3-33-38.

13. Воронова Е. В. Геоинформационная система в нефтегазовой отрасли / Е. В. Воронова, Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ж. Мондзонго // The Scientific Heritage. – 2021. – № 64 – 1 (64). – С. 3-6. – DOI: 10.24412/9215-0365-2021-64-1-3-6.

14. Воронова Е. В. Гидродинамическое моделирование как средство для оценки эффективности предлагаемых методов увеличения нефтеотдачи / Е. В. Воронова, Л. В. Петрова // The Scientific Heritage. 2020. № 54-2 (54). С. 23-26.

15. Юсифов Т. Ю. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта / Т. Ю. Юсифов, И. Г. Фаттахов, Э. Ю. Юсифов, Л. В. Петрова, Р. А. Нафикова, А. В. Герасимова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 302.

16. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

17. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

18. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies,

Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

19. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

20. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

21. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

22. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

23. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

24. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

УДК 622.279.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ

М.Р. Камалов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы. ГРс3 21-11)*

Аннотация. В статье приведены последние новшества в части фактически доказанных результатов использования технологии перевода скважин в категорию одновременно-раздельной эксплуатации ОРД, а также скважин дополненных технологией закачки рабочего агента ОРДиЗ. Дана оценка возможности применения технологии на терригенных и карбонатных коллекторах Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: ОРЭ, коллектор, увеличение рентабельности.

UDC 622.279.4

IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE ROMASHKIN DEPOSIT DEVELOPMENT THROUGH SEPARATE OPERATION OF FACILITIES

Abstract. The article presents the latest innovations in terms of the actual proven results of using the technology of converting wells to the category of simultaneous and separate operation of ORD, as well as wells supplemented with the technology of injecting the working agent of ORDiZ. The article assesses the possibility of using the technology on terrigenous and carbonate reservoirs of the Romashkinskoye field.

Keywords: SSO, collector, increased profitability.

Большое количество нефтяных месторождений России являются многопластовыми с необходимостью извлечения запасов с каждого горизонта. При этом учитывая экономическую и технологическую эффективность применяемых технологий добычи.

Одной из технологий, выполняющий данное требование является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) объектов разработки. Данная технология не требует экономических расходов на бурение дополнительных скважин, так как позволяет вести добычу с двух и более пластов одной скважиной, тем самым поддерживать уровень добычи и выработку запасов. Обоснование проведения работ по приобщению объектов разработки является необходимостью с целью равномерной выработки запасов и поддержания уровня добычи на Ромашкинском месторождении. Одной из актуальнейших задач является анализ текущего состояния разработки конкретных участков Ромашкинского месторождения и оценка объема внедрения технологии ОРЭ.

При написании статьи применялись промысловые данные цехов добычи ПАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть» и НГДУ «Бавлынефть». Основной используемый метод, метод сравнения и анализа данных.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) обеспечивает разобщение пластов, раздельную их эксплуатацию, учет добываемой продукции каждого объекта расчетным способом по забойным давлениям, соответствующим их продуктивностям, а также запроектированным темпам разработки.

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции.

С начала 80-х годов началось активное освоение карбонатных залежей. Появилось много скважин, вскрывающих пласты разных отложений, характеризующихся большим разнообразием параметров пластов и свойств их продукции. ОРЭ стала вновь актуальной, так как позволяет решить следующие задачи:

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин;

- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;

- повышение производительности скважин за счет оптимизации работы объектов;

- повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

В рассматриваемой работе приводится обоснование применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации объектов разработки многопластовых месторождений. Эффективность данного способа эксплуатации таких месторождений доказано во многих научных работах и статьях.

Так как, наиболее большие капитальные затраты уходят на бурение, можем сделать вывод, что применение объединения объектов для эксплуатации одной сеткой экономически выгодная, при том, как раздельная, нерентабельная, из-за дополнительных расходов на

бурение скважин для выработки запасов с каждого объекта. Для этого, необходимо спроектировать совместную эксплуатацию объектов уже на стадии обоснования проектно-технологического документа по разработке месторождения, предусматривающий равномерное разбуривание залежей, выработку утвержденных запасов нефти и газа, не допускать выборочной отработки приводя к потерям балансовых запасов, и обосновывать выбор эксплуатационных объектов для самостоятельной разработки.

Например, при добычи с пластов турнейский+пашийский (где флюид с турнейского яруса является сернистым, а флюид пашийского с содержанием железа) образуется химическое соединение FeS (сульфид железа). Для того, чтобы избежать образования таких соединений, нужно проводить исследования пластовых флюидов.

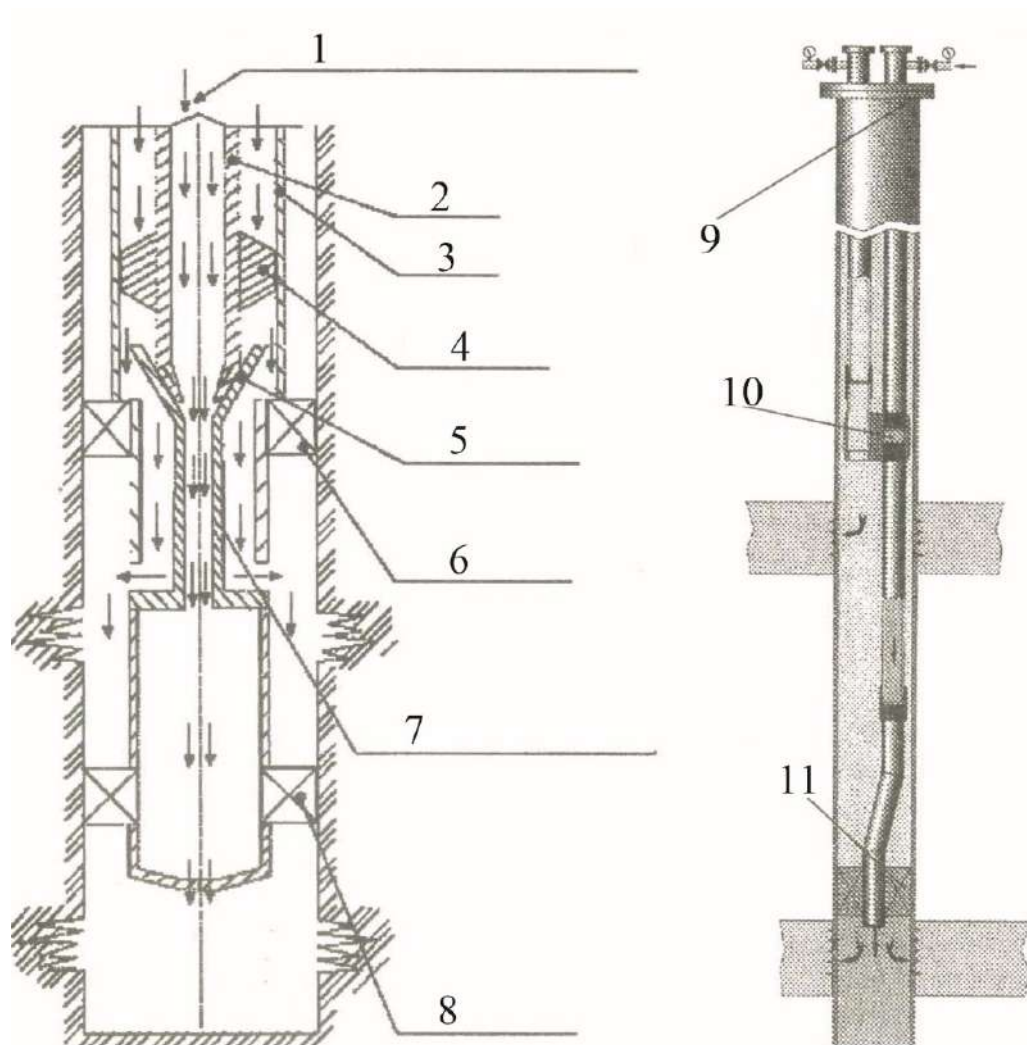
Так же, при внедрении технологии предъявляются жесткие требования к конструкции и состоянию эксплуатационной колонны. Учитывается качество цементирования между колонной и породой, для этого проводят геофизические исследования скважин с помощью акустического и гамма-гамма каротажа.

Критерии применения: в месте установки скважинного насоса кривизна ствола не должна превышать 30 градусов.

Ромашкинское месторождение характеризуется различиями объектов разработки по толщине, простиранию и фильтрационным характеристикам коллекторов. Месторождение является уникальным в стране, поэтому для разработки применяют различные технологии. Например, одновременно-раздельную закачку (ОРЗ). Так как данное месторождение относится к ПАО «Татнефть», это позволяет использовать разработанные высоконадежные пакера, трубы в антикоррозионном исполнении и антикоррозионную жидкость в с большей эффективностью. Для внедрения технологии ОРЗ в компании разработана вся необходимая техническая документация, запущено производство нового оборудования, разработали технологию монтажа, эксплуатации и ремонта, что в целом будет обеспечивать максимальную эффективность применения технологии. Техническое состояние колонн, особенно в месте посадки пакера, является необходимым к проведению исследования для оценки возможных аварийных ситуаций при ремонте скважины.

Для применения технологии ОРЗ разработаны технологические схемы скважинного оборудования: первая – это разработка ОАО «Нетфемаш (в схеме используются два диаметра НКТ 89 мм и 48 мм, расположенные концентрично), вторая – это разработка «ТатНИПИнефть», в котором так же используется два диаметра НКТ 48мм и 60мм, но расположенные эксцентрично.

Различиями между данными схемами скважинного оборудования для технологии ОРЗ является не только то, как они расположены, но и в том, что разработка «ТатНИПИнефть» не имело практического опыта. Поэтому испытание проводили на двух скважинах НГДУ «Альметьевнефть», и по итогу после множество проблем, но и с тем с некоторыми нововедениями в технологии, добились внедрения и на данный момент каждая бригада по ремонту оснащена опрессовочным инструментом для НКТ диаметром 48мм, чего не было до этого.



1 – направление движения жидкости, 2 – НКТ 48, 3 – НКТ 89, 4 – центратор, 5 – хвостовик с уплотнением, 6 – пакер верхний, 7 – клапан перепускной, 8 – пакер нижний, 9 – двухствольная устьевая арматура, 10 – параллельный якорь, 11 – пакер

Рисунок 1 – Технологическая схема скважинного оборудования.

Наличие геологических и гидродинамических моделей месторождения является важным условием для выделения эксплуатационных объектов.

Геологическое моделирование (ГМ) проводится по данным сейсморазведки, геофизических исследований скважин, керн и представления о строении пластов.

Гидродинамическое моделирование (ГДМ) проектируется на данных геофизических, гидродинамических, трассерных и химических исследованиях, учитывая изменение пластовых давлений, закачки воды, добычи жидкости и нефти.

Состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) и режим работы играют большую роль в нефтеотдачи пластов. Поэтому при бурении скважины необходимо придерживаться геолого-технического наряда, составленного согласно нормативным документам. При освоении необходимо обеспечить беспрепятственную связь между вскрытым пластом и скважиной.

Технология ОРЭ успешно применяется на месторождении с 2012 года. При принятии решения об использовании метода ОРЭ учитывается степень выработанности запасов. Это необходимо для равномерной выработки запасов по залежи.

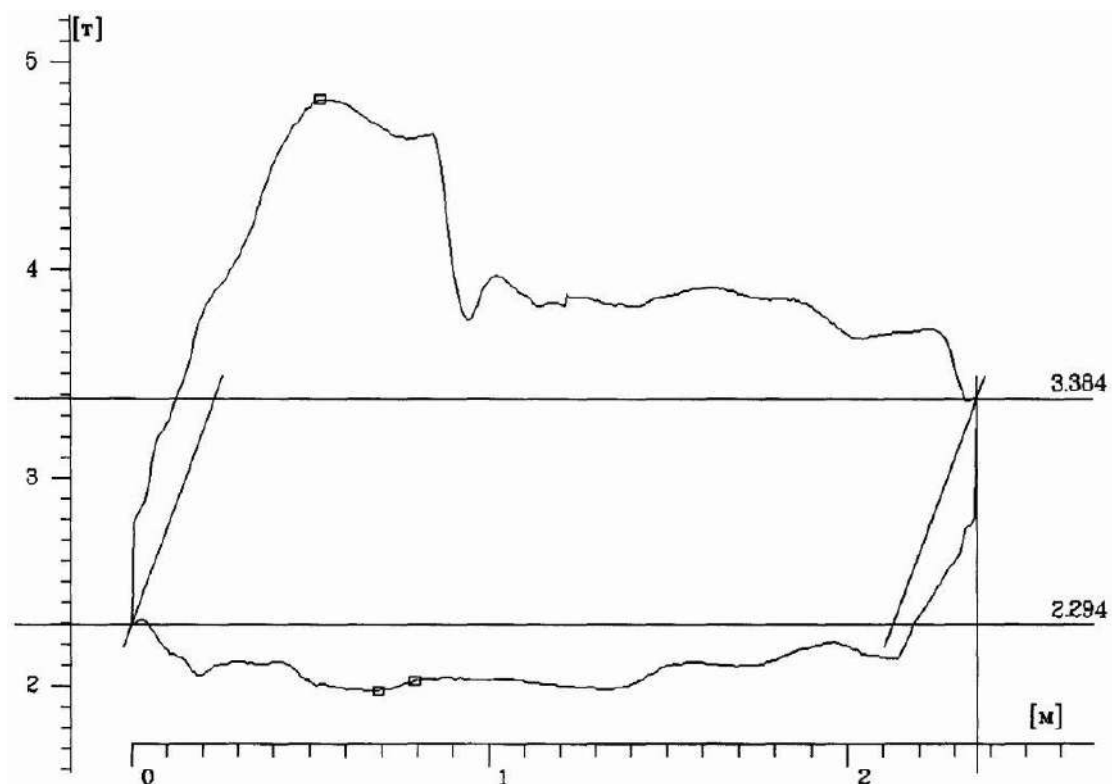


Рисунок 2 – Динамограмма работы однолифтовой ОРЭ

Применение технологии ОРЭ позволяет эффективно решать поставленные перед компанией задачи, а именно повышения рентабельности добычи нефти с использованием ранее пробуренных скважин, без уплотнения сетки. Глубинно насосное оборудование используемое в данной технологии уже не является уникальным и сложным, что позволяет при необходимости производить его быстрый ремонт или замену и не вызывает особенных трудностей у эксплуатирующего и ремонтного персонала нефтегазодобывающих управлений.

Исследования результатов применения технологии показывает, что фактический рост показателя рентабельности на отдельных скважинах достигает свыше 30%, это достигается в том числе и за счёт рационального использования электроэнергии и снижением общих нагрузок на энергосети компании за счёт эксплуатации единого станка-качалки на скважине с ОРЭ.

Эффективность применения технологии отражена во многих проектных документах и технологических отчетах, в том числе в технологической схеме разработки как Ромашкинского, так и иных крупных и малых месторождений Поволжья, эксплуатируемых также и малыми нефтяными компаниями.

Список использованных источников:

1. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области: книга / В. К. Баранов [и др]. – 1-е изд., перераб. и доп., – Оренбур: Геологическое строение, 1997. – 127 с.
2. Селезнев В. А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Албайского месторождения (Ореховский лицензионный участок) Оренбургской области: монография / В. А. Селезнев. – Москва: ЗАО «Петролеум Технолоджис», 2014. – 82 с.
3. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской Области: пособие в 4-х т./ под общ. ред. В.С. Коврижкин. – Оренбургская область: – М.: Недра, 1978. – 56 с.

4. Хайредин Н. Ш. Классификация карбонатных коллекторов Татарии / Н. Ш. Хайредин // Геология, разработка нефтяных месторождений, гидродинамика и физика пласта. – Казань: ТатНИПИнефть., 1973. – 77 с.
5. Муслимов Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов: учебник / Р. Х. Муслимов. – Казань: КГУ, 1999. – 104 с. Технологическая схема разработки Албайского месторождения нефти и газа (редакция от 2023 года).
6. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
7. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
8. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliye, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
11. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
12. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
13. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
14. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
15. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

16. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
17. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
18. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
19. Атажонova, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонova, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
20. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

В.Д. Карпов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-14)

Б.Н. Миннибаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-14)

Аннотация. Долгое время развитие нефтегазовой отрасли России базировалось на экстенсивном пути – наращивании добычи за счёт ввода в эксплуатацию новых месторождений. Несмотря на стремление компаний к максимальному извлечению углеводородов, сегодня эта цель усложняется двумя основными факторами: выходом ключевых активов на стадию падающей добычи и необходимостью освоения месторождений со всё более сложными геологическими условиями. В результате в стране наблюдается устойчивый рост удельного веса трудноизвлекаемых запасов.

Ключевые слова: пласт, скважина, колтюбинг, исследование, освоение, затрубное пространство

UDC 622.276

USE OF COLLECTING TUBING DURING ACID TREATMENT OF THE BOTTOM-HOLE ZONE

V.D. Karpov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-14)

B.N. Minnibayev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-14)

Abstract. For a long time, the development of Russia's oil and gas industry was based on an extensive approach, which involved increasing production by commissioning new fields. Despite

the companies' efforts to maximize hydrocarbon extraction, this goal is now complicated by two main factors: the entry of key assets into the declining production stage and the need to develop fields with increasingly complex geological conditions. As a result, the country has seen a steady increase in the share of hard-to-recover reserves.

Keywords: formation, well, coiling, exploration, development, annulus

Освоение трудноизвлекаемых запасов сопряжено со значительными капиталовложениями и требует применения инновационных технологических решений. Многие из используемых сегодня методов приблизились к пределу своей эффективности, что диктует необходимость поиска новых подходов.

Благодаря непрерывному развитию научно-технического прогресса, ежегодно появляются и внедряются усовершенствованные методики, а также оптимизируются существующие практики. В этом контексте особую актуальность приобретают технологии с применением гибких труб (колтюбинга), которые в последнее время активно развиваются и демонстрируют высокий потенциал для повышения рентабельности разработки ТРИЗ.

Технологии на основе колтюбинга подразумевают использование гибких непрерывных труб вместо классических буровых или насосно-компрессорных труб (НКТ) при проведении внутрискважинных операций. К ним относятся работы по капитальному ремонту, гидравлическому разрыву пласта, бурению, а также геофизические исследования.

Преимуществом гибких труб является возможность эффективного доступа в горизонтальные и многозабойные стволы скважин. Идея применения бесмуфтовой непрерывной конструкции вместо множества свинчиваемых соединений давно рассматривалась специалистами нефтегазовой отрасли как перспективное направление. В России первые успешные шаги в этой области были сделаны ещё в 1971 году усилиями специализированного конструкторского бюро, занимавшегося разработкой бесштанговых насосов [1-2].

Колтюбинговая технология является универсальной основой для выполнения разнородных операций, таких как бурение, подземный ремонт и исследование скважин. Несмотря на различия в целях, применяемом оборудовании и методиках проведения работ, объединяющим элементом служит использование колонны из гибких непрерывных металлических труб. Это позволяет существенно повысить эффективность и гибкость проведения операций в стволе скважины.

За последнее десятилетие операционные возможности колтюбинговых технологий значительно расширились: если изначально они применялись преимущественно для простых промывочных операций, то сегодня с их помощью выполняются сложные технологические процессы, включая изоляцию водопритоків и бурение боковых стволов на больших глубинах.

В современных условиях колтюбинг стал одной из ключевых технологий для интенсификации добычи на месторождениях поздней стадии разработки. При этом он сохраняет свою актуальность для традиционных задач, таких как очистка и восстановление продуктивности старых скважин с осложненными условиями эксплуатации.

Основные преимущества технологии: повышенная маневренность и эффективность работ в сложнопостроенных скважинах; сокращение времени проведения операций за счёт непрерывности процесса; возможность проведения работ под давлением без необходимости убивания скважины; снижение рисков повреждения продуктивного пласта.

Кислотная обработка с применением колтюбинга обеспечивает более точное и контролируемое воздействие на продуктивные пласты. Использование установок гибких труб позволяет выполнять комплекс операций, включая: стимуляцию призабойной зоны при ухудшении фильтрационных характеристик пласта; селективное воздействие на целевые интервалы; обработку протяженных интервалов вспененной кислотой в условиях пониженного забойного давления.

При этом кислотный состав преимущественно воздействует на высокопроницаемые пропластки, последовательно расширяя существующие каналы фильтрации с каждой новой обработкой. Это требует применения специализированных реагентов или технологий для обеспечения равномерного охвата неоднородного пласта [3-5].

Преимущества: высокая точность доставки реагента; возможность работы в горизонтальных стволах; сокращение времени операций; минимизация рисков осложнений.

Технология кислотной обработки с применением колтюбинга включает следующие этапы:

- спуск гибкой трубы на глубину перфорированного интервала при непрерывной циркуляции буферной жидкости (обычно воды) для обеспечения контроля давления и стабильности ствола скважины;
- закачка расчетного объема кислотного состава через колтюбинг непосредственно к целевому интервалу пласта;
- продавка реагента в пласт под контролируемым давлением для обеспечения его проникновения через перфорационные каналы.

Критическое условие процесса: во время закачки и продавки кислоты задвижка на выкидной линии обвязки НКТ должна быть закрыта. Это создает необходимое давление для направленного проникновения реагента исключительно через перфорационные отверстия в целевую зону пласта, предотвращая его движение вверх по затрубному пространству.

Преимущества методики: точечная доставка реагента к интервалу перфорации; минимизация контакта кислоты с элементами обсадной колонны; возможность контроля и корректировки параметров инъекции в реальном времени; снижение рисков осложнений благодаря непрерывности процесса.

Процесс закачки и продавки кислотного состава осуществляется при максимально допустимой производительности насосных агрегатов. Критически важным условием является контроль давления в зоне перфорации: оно не должно превышать значения, приводящего к гидроразрыву пласта (за исключением случаев запланированной кислотной обработки в режиме ГРП для низкопроницаемых коллекторов).

После завершения инъекции скважину выдерживают под давлением в течение времени, необходимого для протекания химических реакций между кислотой и породой. Затем выполняются следующие операции: открытие выкидной задвижки обвязки НКТ; подъем гибкой трубы на расчетную высоту; инициирование операции по вызову притока флюидов из пласта [6-8].

Технологические особенности:

- режим закачки оптимизируется для обеспечения глубинного проникновения реагента без повреждения коллектора;
- для низкопроницаемых пластов допустимо контролируемое создание микротрещин для повышения охвата воздействием;
- длительность выдержки определяется кинетикой химических реакций и температурными условиями пласта.

Опыт применения колтюбингового оборудования демонстрирует значительное повышение эффективности кислотных обработок. По сравнению с традиционными технологиями, использование гибких труб позволяет:

- сократить объем реагентов на 25-30 % за счет точечной доставки кислотного состава в целевую зону пласта и минимизации потерь в стволе скважины;
- уменьшить общее время операций благодаря непрерывности процесса и исключению трудоемких операций по свинчиванию/развинчиванию труб;
- повысить точность воздействия на целевые интервалы, особенно в горизонтальных скважинах и скважинах с многозабойной архитектурой.

Технологические преимущества колтюбинга: возможность проведения работ под давлением без необходимости убивания скважины; снижение рисков механических

осложнений за счет бесшовной конструкции трубы; улучшение контроля за распространением реагента в пласте за счет непрерывного мониторинга параметров.

Экономический эффект достигается не только за счет экономии реагентов, но и благодаря сокращению времени простоя скважины и уменьшению затрат на последующие обработки.

Список использованных источников:

1. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие / И. Т. Мищенко. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
2. Рудник А. Анализ эффективности технологии очистки освоения скважин с помощью койлтюбинга в условиях месторождений Западной Сибири / А. Рудник, А. Цзин, В. Яшин, М. Закирьянов // Нефтегазовое обозрение, – 2005, Осень.
3. Мордвинов А. А. Освоение эксплуатационных скважин: учебное пособие / А. А. Мордвинов. – Ухта: УГТУ, 2004.
4. Овчинников В. П. Заканчивание скважин: учебное пособие // В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
5. Осадчий В. М. Технологии контроля за притоком жидкости из пласта при освоении нефтяных скважин после бурения и КРС / В. М. Осадчий// НТВ «Каротажник», 2004. – №2-4.
6. Кобица Д. И., Сагитова З. Н., Сафиуллина А. Р., Багманов Р. Н., Ахметьянова Л. Б. Регулирование закачки воды по мощности заводняемого пласта в нагнетательных скважинах // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – 134–140 с.
7. Ридель А. А. Особенности исследования скважин в процессе освоения на объектах ОАО «Газпромнефть-ННГ». Материалы конференции «Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях» / А. А. Ридель. – Томск, 2008.
8. Исследование геомеханических свойств пород-коллекторов для уточнения дизайна гидроразрыва пласта / Э. А. Агишев, Г. С. Дубинский, В. Ш. Мухаметшин, З. Н. Сагитова // Устойчивое развитие горных территорий. – 2022. – Т.14. – № 2. – С. 310–320. DOI: 10.21177/1998-4502-2022-14-2-310-320.
9. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
10. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
11. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
12. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
13. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.;

- патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
14. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
15. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
16. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
17. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
18. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
19. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
20. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
21. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
22. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
23. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
24. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным

участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

25. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

26. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

УДК 622.276.5

ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

А. Р. Каюмова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр.БГРС-22–11)

П.К. Курсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

А.Г.Лебедев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-22-11)

М. В. Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена обзору современным подводным комплексам добычи. С развитием технологий и истощением легкодоступных месторождений нефти и газа нефтегазовая отрасль все чаще обращается к сложным и труднодоступным ресурсам. Одним из ключевых направлений стала разработка подводных месторождений, где традиционные методы добычи, такие как строительство морских платформ, экономически нецелесообразны или технически невозможны. Подводные добычные комплексы (Subsea Production Systems) представляют собой инновационные решения, которые позволяют эффективно разрабатывать углеводороды на морском дне, даже на больших глубинах.

Ключевые слова: подводные добычные комплексы, подводные скважины, манифольды, глубоководная добыча, нефтегазовая отрасль, экологические риски, цифровые технологии, подводные трубопроводы.

UDC 622.276.5

SUBSEA PRODUCTION SYSTEMS

A. R. Kayumova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGRs-22-11)

P.K. Kirsanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-24-11)

A.G.Lebedev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-22-11)

M. V. Selivanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article is devoted to an overview of the modern underwater mining complex. Subsea Production Systems are advanced technological solutions that enable the development of oil and gas fields on the seabed without the need for traditional offshore platforms. These systems

include subsea wells, manifolds, pipelines, control systems, and other components that ensure efficient hydrocarbon production at great depths. The article discusses the main elements of subsea production systems, their advantages, examples of application, as well as the challenges associated with their operation. Special attention is paid to environmental aspects and the prospects for the development of subsea production technologies.

Keywords: subsea production systems, subsea wells, manifolds, deepwater production, oil and gas industry, environmental risks, digital technologies, subsea pipelines.

С развитием технологий и истощением легкодоступных месторождений нефти и газа нефтегазовая отрасль все чаще обращается к сложным и труднодоступным ресурсам. Одним из ключевых направлений стала разработка подводных месторождений, где традиционные методы добычи, такие как строительство морских платформ, экономически нецелесообразны или технически невозможны. Подводные добычные комплексы (Subsea Production Systems) представляют собой инновационные решения, которые позволяют эффективно разрабатывать углеводороды на морском дне, даже на больших глубинах (рисунок 1.)

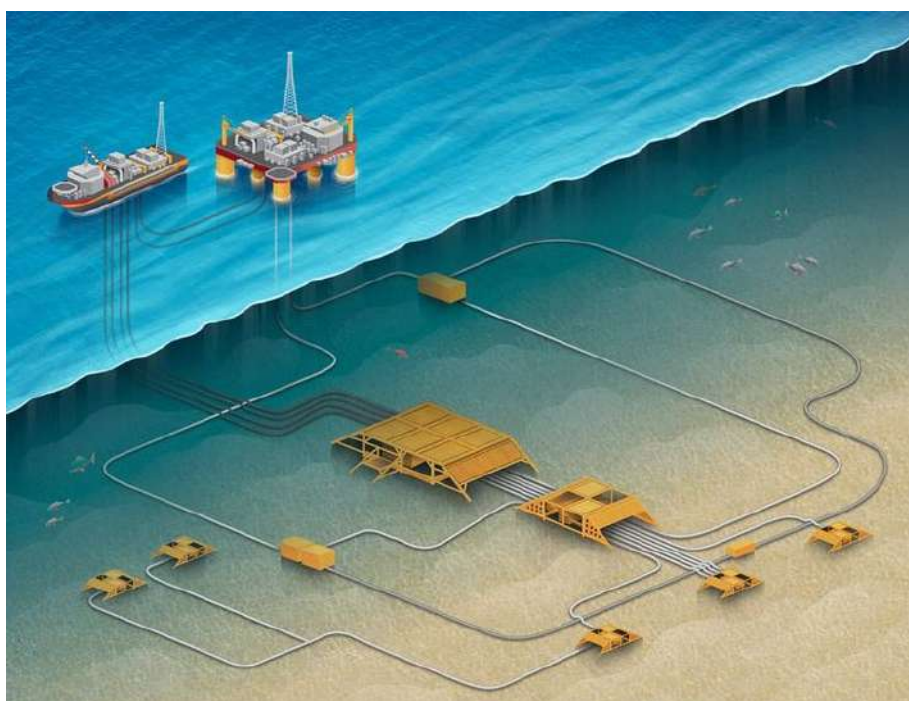


Рисунок 1 - Подводный комплекс добычи

Подводные добычные комплексы представляют собой сложные инженерные системы, которые включают в себя множество компонентов, работающих вместе для обеспечения эффективной и безопасной добычи нефти и газа на морском дне. Ниже приведено подробное описание основных элементов таких систем.

Подводные добычные комплексы представляют собой сложные инженерные системы, состоящие из множества взаимосвязанных компонентов, которые работают вместе для обеспечения эффективной и безопасной добычи нефти и газа на морском дне. Одним из ключевых элементов являются подводные скважины (Subsea Wells), которые пробурены непосредственно на морском дне и оснащены устьевым оборудованием, известным как Christmas Tree. Это оборудование выполняет функции управления потоком нефти и газа, а также обеспечивает безопасность эксплуатации. Оно включает в себя клапаны, задвижки и датчики для контроля давления и температуры. В зависимости от конструкции скважины, используются вертикальные или горизонтальные "елки". Фундамент скважины (Wellhead) обеспечивает устойчивость и герметичность соединений, что особенно важно в условиях

высокого давления и агрессивной морской среды. Подводные скважины являются основным источником добычи углеводородов, и их надежность напрямую влияет на эффективность всего комплекса.

Еще одним важным компонентом являются подводные манифольды (Subsea Manifolds), которые собирают поток нефти и газа из нескольких скважин и направляют его в единый трубопровод. Манифольды выполняют функции объединения потоков, распределения давления и управления потоками, что позволяет упростить инфраструктуру за счет сокращения количества трубопроводов. Они представляют собой сложные системы труб и клапанов, размещенные на морском дне, и могут быть как стационарными, так и модульными, что позволяет их модернизировать в зависимости от потребностей месторождения. Манифольды (рисунок 2.) играют ключевую роль в оптимизации добычи, особенно на месторождениях с большим количеством скважин, где необходимо эффективно управлять множеством потоков углеводородов.



Рисунок 2 – Подводный манифольд

Транспортировка нефти и газа от скважин к манифольдам, а затем к надводным объектам, осуществляется через подводные трубопроводы (Flowlines и Pipelines). Flowlines соединяют скважины с манифольдами, а Pipelines транспортируют продукцию к надводным объектам, таким как платформы или береговые терминалы. Трубопроводы изготавливаются из высокопрочных сталей или композитных материалов, устойчивых к коррозии и высокому давлению. В зависимости от рельефа морского дна, используются гибкие или жесткие трубопроводы. Гибкие трубопроводы применяются на сложных рельефах, а жесткие - для больших объемов транспортировки. Трубопроводы являются критически важным элементом подводных добычных комплексов, так как от их надежности зависит бесперебойная транспортировка углеводородов. [8]

Системы управления и контроля (Control Systems) играют ключевую роль в обеспечении мониторинга и контроля работы подводного оборудования. Эти системы включают гидравлические и электрические компоненты, датчики давления, температуры и расхода, а также подводные электронные модули (Subsea Electronics Modules, SEM). Связь с надводными объектами осуществляется через кабели или беспроводные технологии. Основные функции систем управления включают управление клапанами и задвижками, мониторинг состояния оборудования и предотвращение аварийных ситуаций. Современные системы управления все чаще интегрируются с цифровыми технологиями, такими как IoT и искусственный интеллект, что позволяет повысить их эффективность и надежность. [9]

Для обработки и транспортировки продукции непосредственно на морском дне используются подводные сепараторы и насосы (Subsea Separators and Pumps). [10] Сепараторы разделяют нефть, газ и воду на этапе добычи, что уменьшает нагрузку на надводные объекты. Насосы повышают давление для транспортировки продукции на

поверхность, что особенно важно на месторождениях с низким пластовым давлением. Эти компоненты позволяют снизить затраты на транспортировку и увеличить эффективность добычи. Сепараторы и насосы являются важными элементами для оптимизации процессов добычи, особенно на месторождениях с высокой обводненностью или низким давлением.

Энергоснабжение подводного оборудования обеспечивается подводными силовыми системами (Subsea Power Systems). Эти системы могут получать энергию через кабели от надводных платформ или использовать автономные источники, такие как подводные генераторы. Они обеспечивают питание насосов, систем управления и мониторинга, а также подводных компрессоров. Надежное энергоснабжение является критически важным для работы всех компонентов подводного комплекса, особенно в условиях глубоководных месторождений, где доступ к энергии ограничен.

В редких случаях используются подводные хранилища (Subsea Storage) для временного хранения добытой нефти или газа на морском дне. Это особенно актуально на удаленных месторождениях, где транспортировка затруднена, или в случае остановки надводных объектов. Подводные хранилища позволяют временно накапливать продукцию, что обеспечивает гибкость в управлении добычей и транспортировкой.

Для монтажа, обслуживания и ремонта подводного оборудования применяются подводные роботы (ROV - Remotely Operated Vehicles). Эти роботы выполняют функции установки и подключения оборудования, инспекции трубопроводов и платформ, а также ремонта и замены компонентов. Использование ROV позволяет снизить риски для персонала и обеспечивает возможность работы на больших глубинах. Современные ROV оснащены камерами высокого разрешения, манипуляторами и другими инструментами, что делает их незаменимыми для обслуживания подводных комплексов.

Таким образом, подводные добычные комплексы представляют собой сложные системы, каждый компонент которых играет важную роль в обеспечении эффективной и безопасной добычи нефти и газа на морском дне. С развитием технологий эти системы становятся более автономными, интеллектуальными и экологически безопасными, что открывает новые возможности для разработки глубоководных и труднодоступных месторождений.

В пример можно привести компанию ПАО «Газпром» Киринское газоконденсатное месторождение, расположенное в Охотском море, является одним из ключевых проектов компании "Газпром" в области освоения шельфовых месторождений. Это месторождение характеризуется сложными природными условиями: большие глубины (около 90 метров), низкие температуры и удаленность от береговой инфраструктуры. Для разработки Киринского месторождения "Газпром" использовал передовые подводные добычные технологии, которые включают в себя несколько ключевых компонентов. [7]/

На месторождении установлены подводные добычные комплексы (рисунки 3.), включающие устьевое оборудование (Christmas Trees), подводные манифольды и системы управления. Устьевое оборудование обеспечивает контроль за потоком газа и конденсата, а также безопасность эксплуатации скважин. Подводные манифольды объединяют потоки из нескольких скважин, что позволяет оптимизировать транспортировку продукции. Для транспортировки газа и конденсата к береговому комплексу используются подводные трубопроводы, которые проложены по дну Охотского моря. Эти трубопроводы изготовлены из высокопрочных материалов, устойчивых к коррозии и низким температурам. [6]

Системы управления и контроля на Киринском месторождении обеспечивают мониторинг и управление всеми процессами добычи в режиме реального времени. Они включают в себя подводные электронные модули, датчики давления и температуры, а также системы связи с береговым комплексом. Для обслуживания оборудования используются подводные роботы (ROV), которые выполняют инспекцию, ремонт и замену компонентов на морском дне.



Рисунок 3 – Подводные технологии добычи ПАО «Газпром»

Кириновское месторождение также оснащено подводными сепараторами, которые разделяют газ и конденсат непосредственно на дне моря, что снижает нагрузку на береговые мощности. Энергоснабжение оборудования обеспечивается через подводные кабели, подключенные к береговым источникам энергии. Этот проект демонстрирует, как современные подводные технологии позволяют эффективно разрабатывать сложные месторождения в удаленных и экстремальных условиях.

Подводные добычные комплексы, такие как те, что используются на Кириновском газоконденсатном месторождении компании "Газпром", представляют собой передовые технологические решения, которые позволяют эффективно разрабатывать нефтяные и газовые месторождения на морском дне. Эти системы включают в себя подводные скважины, манифольды, трубопроводы, системы управления, сепараторы, насосы и робототехнику, которые работают вместе для обеспечения безопасной и эффективной добычи углеводородов.

Пример Кириновского месторождения показывает, как современные технологии позволяют преодолевать сложные природные условия, такие как большие глубины, низкие температуры и удаленность от береговой инфраструктуры. Использование подводных добычных комплексов не только повышает эффективность добычи, но и снижает экологические риски, минимизируя воздействие на окружающую среду. [4]

С развитием цифровых технологий, таких как IoT и искусственный интеллект, подводные добычные комплексы становятся еще более автономными и интеллектуальными. Это открывает новые возможности для разработки глубоководных и труднодоступных месторождений, что особенно важно в условиях истощения легкодоступных ресурсов. Таким образом, подводные добычные технологии играют ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности и устойчивого развития нефтегазовой отрасли. [5]

Список использованных источников

1. <https://ru.pinterest.com/pin/muti--545920786072925027/>
2. https://yandex.ru/images/search?from=tabbar&img_url=https%3A%2F%2Ffinobzor.ru%2Fuploads%2Fposts%2F2018-08%2F1535706548_asgard-statoil_cr.png&lr=20235&pos=3&rpt=simage&text=подводной%20манифольд
3. https://yandex.ru/images/search?img_url=https%3A%2F%2Fmir-s3-cdn-cf.behance.net%2Fproject_modules%2Fmax_3840%2F518e2d15724693.56e1eeff50f2e.jpg&lr=20235&pos=0&rpt=simage&source=serp&text=подводные%20добычные%20комплексы

4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610968 Российская Федерация. Интеллектуализация (разработка реакций) цифрового двойника станции первого подъема системы ППД : № 2020667799 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020611252 Российская Федерация. "Мониторинг и Диагностика насосных агрегатов "ДИАНАСос" : № 2020610214 : заявл. 14.01.2020 : опубл. 28.01.2020 / Р. Н. Сулейманов, А. С. Галеев, О. В. Филимонов, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». 7. Разработка интерактивного приложения для изучения азбуки Морзе с применением межпредметных связей в системе компьютерной алгебры "Maple" / А. А. Оленев, А. В. Назаренко, А. Р. Лепшокова [и др.] // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 806-811. – EDN OCLCGQ.

8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019663502 Российская Федерация. Система мониторинга и интерпретации характеристик работы узлов и агрегатов станции системы городских водоканалов\теплосетей "Мониторинг КНС Водоканал" : № 2019617431 : заявл. 20.06.2019 : опубл. 17.10.2019 / Р. Н. Сулейманов, А. С. Галеев, О. В. Филимонов, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ).

9. Реализация математических операций над двоичными числами в системе компьютерной алгебры Maple / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, А. А. Оленев, Е. А. Воротынцева // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием : в 2-х томах, Октябрьский, 26 апреля 2019 года / ответственный редактор: В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 47-54. 10. Селиванова, М. В. Особенности оценивания средств контроля и диагностики / М. В. Селиванова, А. А. Оленев, А. А. Найденик // Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2018 : материалы Всероссийской научно-технической конференции, Октябрьский, 01 июня 2018 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 49-51.

УДК 553.9

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

А.Ю. Крупский

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация. Пространственное распределение остаточной нефтенасыщенности в продуктивных пластах в решающей степени обусловлено конфигурацией системы размещения эксплуатационных скважин и степенью их насыщенности на единицу площади. Формирование зон, характеризующихся сохранением значительных запасов углеводородного сырья, преимущественно происходит в областях, прилегающих к

стягивающим добывающим рядам, в межскважинных областях между добывающими и нагнетательными контурами, а также в центральных фрагментах многорядных схем, которые пространственно изолированы от разрезающих рядов. Данное явление особенно выражено в пределах участков с пониженной фильтрационной способностью, сложенных преимущественно глинистыми или карбонатными породами, обладающими низкой дренируемостью и слабой реакцией на воздействие гидродинамических методов.

Ключевые слова: продуктивность, добывающая скважина, загрязнения, коллекторские свойства пласта, призабойная зона пласта.

UDC 553.9

METHODS OF STUDYING RESIDUAL RESOURCES

A.Y. Krupsky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)

Abstract. The distribution of residual oil saturation is largely determined by the layout and density of the well grid. Areas with unextracted oil reserves are typically formed in the zones of converging production rows, in the inter-well spaces between production and injection rows, and in the central parts of multi-row systems that are remote from the cutting rows. This is particularly true for low-permeability areas composed of clayey or calcareous rocks that are difficult to drain. Another type of residual oil saturation occurs due to insufficient impact on the reservoir from the injection wells. In the case of a sparse injection grid, only partial coverage of the reservoir is provided, as it is necessary to maintain an acceptable reservoir pressure gradient. The continuous structure of such reservoirs is often disrupted, resulting in a lack of direct correlation between the volume of fluid flowing from a specific layer and its hydraulic conductivity.

Keywords: productivity, production well, contamination, reservoir properties, and bottom-hole zone.

Оценка остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) основывается на комплексе методов, традиционно разделяемых на прямые и косвенные. К прямым относят геофизические, сейсмические, гидродинамические и геохимические исследования. Так, вертикальное сейсмическое профилирование применяется для уточнения геологического строения, выявления локальных ловушек и неразведанных залежей. Текущая нефтенасыщенность определяется с использованием импульсных нейтрон-нейтронных измерений и углеродно-кислородного каротажа, а распределение ОИЗ - по данным импульсно-кодowego гидропрослушивания. Геохимические методы, в свою очередь, базируются на анализе оптических свойств нефти в различных спектральных диапазонах, что позволяет оценить количество и пространственное распределение остаточной нефти. Дополнительно, анализ состава попутного газа совместно с нейросетевыми алгоритмами повышает точность локализации запасов между скважинами.

К косвенным методам относят применение нейросетевых моделей и анализ исторических данных геологоразведки и эксплуатации. Однако значительная неопределённость в распределении ОИЗ по площади и разрезу осложняет разработку эффективных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). В простейших случаях достаточно дополнительной перфорации ранее не вскрытых интервалов, тогда как при более сложных условиях требуется бурение новых скважин или боковых стволов с последующей обработкой призабойной зоны, включая гидроразрыв пласта.

Разработка численных алгоритмов и специализированного программного обеспечения для обработки гидродинамических данных направлена на повышение точности оценки фильтрационно-ёмкостных характеристик отдельных зон коллектора. Анализ информации, полученной в ходе изучения разработки залежей, позволяет определять текущее положение водонефтяного контакта, конфигурацию внешних и внутренних контуров, а также границы зон, промытых вытесняющим агентом.

К прямым методам мониторинга движения нефти относятся наблюдение за режимами работы скважин, контроль обводнённости продукции и применение электрометрических и радиометрических исследований.

Сейсмические данные используются для уточнения структуры межскважинного пространства, моделирования условий осадконакопления и оценки фильтрационно-коллекторских свойств в трёхмерной постановке задачи. Литолого-фациальное моделирование в сочетании с 3D-визуализацией обеспечивает детальное представление сложных песчаных тел различного генезиса, включая аллювиальные и прибрежно-морские, а также карбонатные постройки, где ключевым является понимание условий осадконакопления. Вертикальное сейсмическое профилирование позволяет различать терригенные отложения по степени глинистости и песчаности, что критически важно для прогноза распространения пластов с повышенной проницаемостью.

Современные технологии цифрового моделирования ядра обеспечивают высокоточную реконструкцию порового пространства терригенных коллекторов, что значительно повышает достоверность моделирования фильтрационных процессов при оценке нефтяных запасов. Их применение на действующих месторождениях способствует уточнению геологических моделей и выявлению ранее не дренированных участков залежей. Комплексный анализ геолого-физической неоднородности позволяет объединять геологические элементы в функциональные группы, облегчая идентификацию пластов и оптимизацию управления разработкой.

Для количественной оценки остаточных запасов, выбора эффективных геолого-технологических мероприятий и построения прогноза добычи применяется алгоритмический подход, основанный на последовательности специализированных процедур. Он особенно эффективен при работе с большими массивами исторических данных фонда скважин. Так, объёмный метод расчёта использует фактические значения площади фильтрации, принимаемой равной ячейке Вороного, а также характеристики породы и параметры остаточной нефти для определения величины запасов.

Список использованных источников:

1. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / О. В. Давыдова, Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, А. Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. – № 11-2 (47). – С. 197-224.
2. Альмухаметова Э. М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи / Э. М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 20-27.
3. Альмухаметова Э. М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 33-39.
4. The analysis of the hydraulic fracturing efficiency at the Potochnoe field facility AV1-2 / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. I. Zakirov, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 8. – Номер статьи 082004. – Pp. 1-7.
5. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
6. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев //

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

7. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

10. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136. 6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

11. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

12. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

13. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

14. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

15. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

16. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

17. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22

марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

18. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

19. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

20. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

21. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

22. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

23. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

24. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

25. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

26. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058

УДК 553.9

ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

А.Ю. Крупский

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГП12дв-23-11)*

Аннотация. Трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ) представляют собой категорию

углеводородных ресурсов, формирующуюся в условиях, существенно ограничивающих их промышленное освоение как из-за особенностей физико-химических свойств самих флюидов, так и вследствие специфики геолого-петрографического строения продуктивных толщ. Чаще всего такие ресурсы заключены в коллекторах с крайне низкой проницаемостью и ограниченной фильтрационно-ёмкостной способностью, что значительно усложняет процессы их извлечения и требует применения высокотехнологичных методов разработки. Несмотря на то, что основной объём мировой добычи сегодня обеспечивается традиционными объектами, именно освоение ТРИЗ рассматривается как стратегическое направление, определяющее долгосрочную устойчивость и расширение минерально-сырьевой базы нефтяной отрасли. Повышенная литологическая изменчивость и неоднородность фильтрационно-коллекторских свойств нетрадиционных пластов, зависящие от региональных условий осадконакопления и постседиментационных преобразований, предопределяют необходимость дифференцированного подхода к их разработке. В таких условиях внедрение инновационных технологий, включающих методы цифрового моделирования, гидродинамического прогнозирования и повышения нефтеотдачи, становится ключевым фактором успешного вовлечения этих запасов в промышленную эксплуатацию

Ключевые слова: продуктивность, добывающая скважина, загрязнения, коллекторские свойства пласта, призабойная зона пласта.

UDC 553.9

TECHNOLOGIES FOR DEVELOPING HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES

A.Y. Krupsky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)

Abstract. Hard-to-recover oil reserves (HTRs) are formed under conditions that are unfavorable in terms of both the properties of hydrocarbons and the geological characteristics of reservoirs. Typically, these reserves are concentrated in low-permeability reservoirs. Currently, the majority of oil production comes from traditionally developed reservoirs, but the development of hard-to-recover resources has become a key focus for expanding the resource base in the oil industry. The development of these resources requires the implementation of innovative technologies and significant capital investments. Unconventional reservoirs are typically characterized by high variability in their lithological structure and filtration and capacity parameters, depending on the region, which requires an individual approach to their development.

Keywords: productivity, production well, contamination, reservoir properties, and bottom-hole zone.

Исследование опыта эксплуатации сопоставимых месторождений позволяет выявить ряд технологических решений, наиболее эффективных для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ). Выбор аналогов осуществлялся с учётом сопоставления ключевых характеристик пластов, включая фильтрационно-ёмкостные свойства, состав и поведение пластовых флюидов, геологический возраст толщ и условия осадконакопления, что обеспечивает корректность переноса технологий. В рассматриваемых объектах главным ограничением выступает крайне низкая проницаемость коллекторов, создающая значительные барьеры для естественного движения нефти.

Для каждого месторождения-аналога проводился анализ конфигурации скважинной сети, технологий заканчивания скважин и методов извлечения углеводородов. Практика освоения пластов с ультранизкой и низкой проницаемостью показывает, что применение гидроразрыва пласта (ГРП) позволяет многократно увеличивать приток флюидов, существенно повышая уровень добычи. В подобных условиях ГРП перестаёт рассматриваться исключительно как инструмент интенсификации и превращается в

стратегический элемент комплексной программы разработки. Следовательно, совершенствование методик проведения ГРП становится ключевым фактором, определяющим как технологическую, так и экономическую эффективность проекта.

С развитием опытно-промышленных программ наблюдается переход от классических ГРП с жидкостями на основе гуара к гибридным системам и составам на базе ПАА. При подтверждении геомеханических свойств пород, позволяющих формировать вторичную трещиноватость, рассматривается применение высокоскоростных закачек с различными рабочими жидкостями. Смена технологий требует учёта опыта и ресурсов подрядчиков, а новые решения оцениваются по их практической применимости.

Особое внимание уделяется технологии зарезки боковых стволов Zipper Frac, позволяющей одновременно стимулировать несколько скважин с одной кустовой площадки. Чередование гидроразрыва между соседними стволами перераспределяет напряжение в породах и активирует формирование дополнительных трещин, повышая дебит и коэффициент извлечения нефти. В отличие от традиционной схемы, при Zipper Frac бурение нескольких стволов проводится параллельно, а стимуляция - поочерёдно, с портами ГРП, ориентированными друг на друга, что создаёт оптимальные условия для раскрытия дополнительных направлений фильтрации

Технология Zipper Frac демонстрирует значительное преимущество по сравнению с методом Texas Two Steps (TTS) за счёт интеграции шаровых систем активации, исключающих необходимость использования гибких насосно-компрессорных труб при управлении портами стимуляции. Такая конструктивная особенность позволяет существенно сокращать продолжительность операций и снижать эксплуатационные расходы без утраты эффективности формирования трещинной сети. Основное ограничение Zipper Frac заключается в том, что метод рационально применим преимущественно на новых участках разработки с более чем двумя параллельными горизонтальными скважинами, что делает его неприменимым для условий уплотняющего бурения или модернизации ранее эксплуатируемых стволов.

В отличие от этого, TTS представляет собой многостадийный гидроразрыв, в котором последовательность стимуляции интервалов организована чередующимся образом с целью направленного изменения распределения напряжений в породах. Данная стратегия способствует формированию дополнительной трещиноватости и может многократно применяться на выбранных интервалах для оптимизации контакта жидкости с коллектором. Оборудование, используемое в TTS, менее сложное и не требует разветвлённой манифольдной системы, а точность расположения портов может быть снижена без существенной потери эффективности. Гидроразрыв по TTS характеризуется более ограниченной протяжённостью трещин и упрощённой организацией операций, что делает метод предпочтительным для локальной стимуляции отдельных скважин. Чередование воздействия нарушает линейную последовательность стандартного разрыва, усиливая перераспределение напряжений в пластах и способствуя более эффективному вовлечению труднодоступных зон в добычу.

Список использованных источников

1. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / О. В. Давыдова, Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, А. Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. – № 11-2 (47). – С. 197-224.
2. Альмухаметова Э. М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи / Э. М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 20-27.
3. Альмухаметова Э. М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э. М.

- Альмухаметова, Р. Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 33-39.
4. The analysis of the hydraulic fracturing efficiency at the Potochnoe field facility AV1-2 / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. I. Zakirov, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 8. – Номер статьи 082004. – Pp. 1-7.
5. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
6. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
7. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
11. Оценка деформаций элементов буровой колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
12. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
13. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
14. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

15. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

16. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

17. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

18. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

19. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

20. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

21. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

22. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Ирмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

23. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

24. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 533

ПРОБЛЕМА ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ В ПОТОКЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Г.А. Кунсбаева

(Сургутский государственный педагогический университет в г. Сургут, доцент)

А.С. Чиглинцева

(Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Уфа, доцент)

Аннотация. В данной статье анализируется актуальная проблема образования газогидратов в газовых скважинах, приводящая к образованию пробок и остановкам добычи. Рассмотрены физико-химические основы процесса и эволюция методов борьбы - от термодинамических ингибиторов до современных низкодозированных составов и технологических решений. Современный комплексный подход, включающий химические, термические и гидродинамические методы, позволяет обеспечить надежную эксплуатацию скважин в сложных условиях.

Ключевые слова: газогидраты, гидратообразование, газовые скважины, термодинамические ингибиторы, пробка, добыча газа.

UDC 533

THE PROBLEM OF GAS HYDRATE FORMATION IN GAS WELL FLOWS

G.A. Kunsbaeva

Surgut State Pedagogical University in Surgut, Associate Professor

A.S. Chiglintseva

Ufa State Petroleum Technological University in Ufa, Associate Professor

Abstract. This article analyzes the current problem of the formation of gas hydrates in gas wells, which leads to the formation of traffic jams and production stops. The physicochemical foundations of the process and the evolution of control methods are considered, from thermodynamic inhibitors to modern low-dose formulations and technological solutions. A modern integrated approach, including chemical, thermal and hydrodynamic methods, makes it possible to ensure reliable operation of wells in difficult conditions.

Keywords: gas hydrates, hydrate formation, gas wells, thermodynamic inhibitors, plug, gas production.

Образование газогидратов в потоке на газовых скважинах представляет собой одну из наиболее актуальных и сложных проблем в газовой промышленности, ведущую к значительным экономическим потерям и технологическим рискам. Газогидраты - это клатратные соединения, в которых молекулы газа, в основном метана, заключены в кристаллическую решетку из молекул воды. Процесс их образования в стволе скважины интенсифицируется при сочетании трех ключевых факторов: наличия свободной воды, высокого давления и низкой температуры.

Классические работы Слона и Парраша (Sloan & Parrish, 1983; Sloan, 1998) по термодинамике и кинетике гидратообразования заложили фундамент для понимания фазовых равновесий в системе «газ-вода» и построения прогностических моделей, без которых современная разработка месторождений была бы невозможна. Основной физической причиной, запускающей процесс в призабойной зоне и на устье скважины, является дроссельный эффект (эффект Джоуля-Томсона), когда резкое падение давления приводит к интенсивному охлаждению газового потока, что выводит систему в зону термобарической стабильности гидратов [1-3].

Последствия этого процесса носят катастрофический характер: гидратные пробки полностью или частично перекрывают поток, что ведет к остановке добычи, созданию аварийных перепадов давления и необходимости дорогостоящих ремонтных работ.

Борьба с гидратообразованием исторически началась с применения термодинамических ингибиторов, таких как метанол и моноэтиленгликоль (МЭГ). Их действие, подробно изученное в работах Хаммершмидта (Hammerschmidt, 1934), основано на смещении кривой равновесия «гидрат-газ-вода» в область более низких температур за счет связывания молекул воды. Несмотря на высокую эффективность, главным недостатком этого метода является необходимость использования больших концентраций реагента (до 60% от массы воды), что экологически и экономически затратно, особенно на морских месторождениях.

Прорывом в решении проблемы стало появление и активное внедрение в практику с 1990-х годов низкодозированных ингибиторов (ЛДХИ), что стало возможным благодаря фундаментальным исследованиям в области кинетики гидратообразования. Пионерские работы таких ученых, как Слоан (Sloan, 2000) и Кобаяси (Kobayashi et al., 1987), позволили выделить два принципиально новых класса реагентов: кинетические ингибиторы (КИ) и ингибиторы агломерации (ИА). Кинетические ингибиторы, например, на основе поливинилпирролидона или поливинилкапролактама, не предотвращают зарождение кристаллов гидрата, но адсорбируясь на их поверхности, существенно замедляют рост до критического размера, удерживая систему в метастабильном состоянии на время транспортировки газа по опасной зоне. В свою очередь, ингибиторы агломерации, часто на основе природных эфиров, таких как эфиры полиглицерина, не мешают росту мелких кристаллов, но предотвращают их слипание и образование макроскопических пробок, позволяя потоку газа уносить их в виде суспензии. Эффективность ЛДХИ в концентрациях менее 1% от массы воды была доказана в многочисленных лабораторных и натурных экспериментах, что подтверждается исследованиями консорциумов, таких как Хайдрэфат (Hyderate) и работами Келлера (Kelland, 2006) [4-6].

Параллельно с химическими методами развиваются и технологические решения. Термические методы, такие как использование глубинных электронагревателей, направлены на поддержание температуры потока выше точки гидратообразования, что особенно актуально для скважин с низкой пластовой температурой. Гидродинамические методы, основанные на оптимизации режима работы скважины для минимизации дроссельного эффекта, требуют точного математического моделирования, развитого в трудах А. Х. Мирзаджанзаде и других специалистов в области подземной гидрогазодинамики [7].

Таким образом, современный подход к предотвращению гидратообразования является комплексным и базируется на глубоком понимании физико-химических основ процесса, заложенных в работах нескольких поколений ученых. Он интегрирует предиктивное моделирование фазовых равновесий, мониторинг термобарических условий в реальном времени и целенаправленное применение реагентов, что в совокупности позволяет обеспечить безопасную и бесперебойную добычу газа даже в самых сложных условиях Арктики и глубоководного шельфа.

Список использованных источников:

1. Истомин В.А. Гидратообразование при добыче газа на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Ч. 1: Призабойная зона пласта / В.А. Истомин, Д.М. Федулов, Д.В. Сергеева и др. // Газовая промышленность. – 2022. – № 2 (828). – С. 46–54.
2. Истомин В.А. Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе / В.А. Истомин, Д.М. Федулов, И.И. Минаков и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 15–21
3. Истомин В.А., Квон В.Г. и др. Особенности отложения и накопления гидратов в скважинах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения// Научно-технический сборник – Вести газовой науки, №2 (54)/ 2023 – с. 148-155
4. Кунсбаева, Г. А. К теории получения газа из газогидрата в режиме свободной конвекции / Г. А. Кунсбаева, А. С. Чиглинцева // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. – 2018. – Т. 74, № 1. – С. 5-10. – EDN XUWKHJ.
5. Кунсбаева, Г. А. Особенности процессов разложения газовых гидратов в реакторах / Г. А. Кунсбаева // Республика Башкортостан: 100 лет по пути созидания : материалы Всероссийской научно-практической конференции, Нефтекамск, 10 октября 2018 года. – Нефтекамск: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 140-143.

6. Кунсбаева, Г. А. Теоретическое исследование образования гидрата в реакторе / Г. А. Кунсбаева // Теоретические и прикладные проблемы современной науки и образования : материалы Международной научно-практической конференции, Курск, 28 мая 2019 года. Том Часть II. – Курск: Б. и., 2019. – С. 231-236. Якупов, И. Я. Анализ гидродинамического взаимодействия скважин на основе определения компенсационного баланса добычи и закачки на примере готерив - барремской клиноформы Приобского седиментационного бассейна / И. Я. Якупов, А. С. Чиглинцева // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 4. – С. 75-85. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-4-75-85.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ОРЭ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

А.Б. Кучкина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Д.И. Шабалдин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В статье рассматриваются теоретические и практические аспекты применения оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Проведен теоретический анализ влияния метода ОРЭ на коэффициент нефтеизвлечения. Также рассмотрены результаты практического применения одновременно-раздельной эксплуатации.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, коэффициент нефтеизвлечения, нефтяные месторождения, интенсификация добычи, скважинное оборудование.

UDC 622.276

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF USING ORE EQUIPMENT TO INCREASE OIL RECOVERY

A.B. Kuchkina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, MGR12dv23-11)

D.I. Shabaldin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, MGR12dv23-11)

Abstract. This article examines the theoretical and practical aspects of using dual-use equipment (DSE) to improve oil field development efficiency. A theoretical analysis of the DSE method's impact on oil recovery is provided. The practical application of dual-use equipment is also discussed.

Keywords: simultaneous-separate operation, oil recovery factor, oil fields, production intensification, well equipment

Для роста коэффициента нефтеизвлечения применяется технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), которая подразумевает под собой метод, позволяющий в раз разрабатывать несколько продуктивных пластов с помощью одной скважины. В данный период времени, этот метод является одним из наиболее успешных и перспективных в области увеличения продуктивности добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти. [1,2]

Технология одновременно-раздельной эксплуатации – это система, состоящая из пакеров, клапанных механизмов, насосного оборудования и измерительных приборов. [3,4] Принцип действия основывается на трех этапах:

Первый этап - разделение пластов. Он содержит в себе установку пакеров в стволе скважины, создание герметичных отсеков для каждого пласта и изоляцию продуктивных горизонтов друг от друга.

Второй этап – система управления. Данный этап характеризует оснащение автоматизацией «участников» процесса:

- подведение клапанов для регулирования потока;
- автоматизация работы каждого пласта;
- регулировка и наблюдение за давлением и дебитом.

Третий этап – процесс добычи нефтепродуктов. Его особенность заключается в раздельном подъеме продукции из каждого пласта, возможности одновременно получать продукт и закачивать его. Также на протяжении всего процесса происходит контроль за работой каждого объекта.

Технологический процесс ОРЭ имеет отличительные черты в виде: независимой регулировки дебита каждого пласта по-отдельности и раздельном учете объемов, добываемой продукции. Также особенностью одновременно-раздельной эксплуатации является возможность проведения исследований «продукта» на каждом пласте, что повышает точность и эффективность процесса добычи. Все параметры контролируются в режиме реального времени.

Одновременно-раздельная эксплуатация является экономически эффективной, так как при её использовании сокращается потребление финансовых ресурсов на бурение. Также происходит оптимизация использования всего фонда скважины. [5]

Технологически происходит увеличение коэффициента извлечения нефти, так как есть возможность «привлекать» в разработку дополнительные пласты и повышать точность контроля за всем процессом добычи нефтепродукта.

Технология ОРЭ позволяет значительно повысить эффективность разработки нефтяных месторождений при оптимальном использовании скважинного фонда и снижении капитальных затрат на добычу нефти.

В практическом применении технология ОРЭ показывает следующие результаты эффективности:

- коэффициент извлечения нефти вырос на десять процентов по сравнению с традиционной эксплуатацией;
- затраты на бурение дополнительных скважин были снижены;
- общая добыча выросла на двадцать процентов в первые годы эксплуатации данного метода;

- время для освоения новых геологических пластов сократилось.

Таким образом, технология одновременно-раздельной эксплуатации позволяет:

- повысить производительность скважины за счёт оптимизации работы объектов;
- обеспечить равномерность выработки и нефтеотдачу объектов, эксплуатируемых скважиной;
- повысить рентабельность отдельных скважин за счет включения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки;
- сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного совместного отбора с запасов углеводородов в разных объектах разработки одной сетки скважин;
- продолжить эксплуатацию низко рентабельного объекта до выработки запасов одновременно с рентабельной эксплуатацией другого объекта;
- эксплуатировать одновременно объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти.

ОРЭ является эффективным инструментом повышения коэффициента нефтеизвлечения. Метод в практическом его применении позволяет значительно повысить продуктивность процесса добычи нефти при оптимальных экономических показателях.

Дальнейшее развитие технологии связано с совершенствованием оборудования и улучшением методов управления процессом эксплуатации.

Список использованных источников

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. - Казань: Изд-во Казанского госуниверситета, 2003. - 596 с.
2. Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Антонов М.С., Аржиловский А.В. Оценка влияния технологии ГРП на выработку запасов нефти участка залежи // НТЖ «Нефтепромысловое дело». -М.: ВНИИОЭНГ, 2012. - №1. С. 64-68.
3. Ишкаев Р.К., Габдуллин Р.Г. Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкций забоев скважин. Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 1998. - 212 с.
4. Федоренко Н.В., Кожин В.Н., Хамитов И.Г., Сагитов Д.К., Астахова А.Н. Выбор скважин-кандидатов для применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин // Нефтепромысловое дело, 2015. № 1. С. 4-7.
5. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Инженерная практика, 2010. № 1.
6. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
7. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
8. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
11. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
12. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and

Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

13. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

14. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

15. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

16. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

УДК 622.276.6

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ В ОРГАНО-ГИБРИДНЫХ СИСТЕМАХ НА ОСНОВЕ ЦЕЛЛЮЛОЗОСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ

И.Н. Латыпов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, гр. МГР12дв-23-11)

Л.В. Петрова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В работе представлены результаты исследования реологических свойств и кинетики гелеобразования органо-гибридных композиций на основе рисовой и просяной шелухи. Методом вибровискозиметрии изучено влияние концентрации твердой дисперсии, жидкого стекла (ЖС) и ацетата хрома (III) (AcCr), а также температурного режима на процесс структурообразования. Установлено, что формирование геля протекает через стадию «обволакивания» полимерных цепей силикат-ионами с последующей сшивкой ионами хрома. Показано, что повышение концентрации AcCr до 2% позволяет интенсифицировать процесс сшивки и снизить температуру гелеобразования. Выявлены качественные различия в поведении композиций на основе рисовой и просяной шелухи, связанные с разным содержанием целлюлозы и лигнина. Для составов на основе просяной шелухи зафиксировано проявление тиксотропных свойств. Определены оптимальные составы, позволяющие получать гели с заданными вязкоупругими характеристиками.

Ключевые слова: органо-гибридные материалы, гелеобразование, рисовая шелуха, шелуха проса, жидкое стекло, ацетат хрома, реология, вязкость, тиксотропия.

UDC 622.276.6

STUDY OF GELATION KINETICS IN ORGANO-HYBRID SYSTEMS BASED ON CELLULOSE-CONTAINING WASTE

I.N.Latypov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, gr. MGR12dv-23-11)

L.V. Petrova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,

Abstract. This paper presents the results of a study on the rheological properties and gelation kinetics of organo-hybrid compositions based on rice and millet husks. Using vibrational viscometry, the influence of the concentration of the solid dispersion, liquid glass (sodium silicate), and chromium (III) acetate (AcCr), as well as the temperature regime, on the structure formation process was investigated. It was established that gel formation proceeds through a stage of "encapsulation" of polymer chains by silicate ions, followed by cross-linking with chromium ions. It is shown that an increase in the concentration of AcCr up to 2% intensifies the cross-linking process and reduces the gelation temperature. Qualitative differences in the behavior of compositions based on rice and millet husks were revealed, associated with different contents of cellulose and lignin. For compositions based on millet husks, the manifestation of thixotropic properties was recorded. Optimal compositions were determined, enabling the production of gels with specified viscoelastic characteristics.

Keywords: organo-hybrid materials, gelation, rice husk, millet husk, liquid glass, sodium silicate, chromium acetate, rheology, viscosity, thixotropy.

Актуальной задачей в области создания новых материалов является разработка экологически безопасных и экономически эффективных композиций на основе возобновляемого сырья. Перспективным направлением выступает использование растительных отходов, богатых целлюлозой и лигнином, таких как рисовая и просяная шелуха. Эти материалы могут служить основой для органо-неорганических гибридных систем, где органический полимерный каркас модифицируется неорганическими компонентами, например, жидким стеклом, с образованием структурированных гелей.

Ключевым аспектом в создании таких материалов является управление процессом гелеобразования, который зависит от множества факторов: химического состава сырья, концентрации компонентов, pH среды и температуры. Исследование кинетики изменения реологических свойств позволяет выявить механизмы структурообразования и оптимизировать технологические параметры. Целью данной работы являлось изучение влияния состава и температуры на кинетику гелеобразования в системах на основе целлюлозосодержащих отходов с использованием жидкого стекла и ацетата хрома в качестве сшивающего агента.

Современные тенденции в материаловедении ориентированы на разработку функциональных материалов с использованием возобновляемых ресурсов и вторичного сырья. Особый интерес представляют органо-неорганические гибридные системы, сочетающие в себе свойства органических полимеров и неорганических компонентов [1, 2]. Перспективным источником биополимеров для таких систем являются агроотходы, в частности, рисовая и просяная шелуха, отличающиеся высоким содержанием целлюлозы, лигнина и аморфного диоксида кремния [3]. Синтез на их основе структурированных гелей с применением силикатных растворов (жидкого стекла) и инициаторов сшивки, таких как соли хрома(III), открывает путь к созданию новых материалов для применения в строительстве, нефтедобыче и экологии [4].

В качестве сырья использовалась рисовая и просяная шелуха. Их компонентный анализ показал, что рисовая шелуха характеризуется высоким содержанием лигнина (около 30-32%) и целлюлозы (34-38%), в то время как просяная шелуха содержит значительно больше целлюлозы (38-42%) и меньше лигнина (20-22%). Оба вида сырья содержат примерно 10-11% аморфного диоксида кремния, что является важным фактором при взаимодействии с жидким стеклом.

Было приготовлено несколько серий композиций с варьированием массовых долей твердой дисперсии (измельченной шелухи), жидкого стекла (ЖС) и ацетата хрома(III) (AcCr). Исходный состав содержал гидроксид натрия, однако в последующих экспериментах от щелочи отказались для минимизации гидролиза целлюлозы. Основные исследуемые

составы включали системы с низким (около 1%) и высоким (около 2%) содержанием ацетата хрома, а также с варьируемым содержанием твердой дисперсии от 1% до почти 9%.

Реологические измерения проводили на вибрационном вискозиметре «Реокинетика». В ходе эксперимента непрерывно регистрировали изменение напряжения (в условных единицах) в зависимости от времени и температуры. Использовались как изотермические режимы (например, при 25°C, 40°C, 60°C), так и режимы программированного нагрева, имитирующие технологические процессы.

Список использованных источников:

1. Скибин, В. А. Управление вектором тяги двигателей летательных аппаратов / В. А. Скибин, Н. И. Ануфриев. - М. : Физматлит, 2012. - 356 с.
2. Иноземцев, А. А. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок: учебник для вузов : в 4 т. / А. А. Иноземцев, В. Л. Сандрацкий. - М. : Машиностроение, 2008. - Т. 2. - 392 с.
3. Челомбитко, В. Т. Сверхзвуковые течения вязкого газа в каналах и струях / В. Т. Челомбитко, Ю. Н. Гудков. - Киев : Наукова думка, 1991. - 320 с.
4. Зайцев, А. В. Перспективные системы управления вектором тяги для маневренных летательных аппаратов / А. В. Зайцев, Д. С. Петров // Труды ЦИАМ. - 2019. - № 12. - С. 45–58.
5. Михайлов, С. Г. Численное исследование эффективности отклонения сверхзвуковой струи с помощью газового вдува / С. Г. Михайлов, П. А. Иванов // Известия высших учебных заведений. Авиационная техника. - 2020. - № 4. - С. 32–40.
6. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
7. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
8. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
9. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
10. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
11. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering,

Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

12. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

13. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

14. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

15. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

16. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

17. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

18. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

19. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

20. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

21. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский

УДК 622.276.6

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ - НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

И.Н. Латыпов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, гр. МГР12дв-23-11)

Л.В. Петрова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены теоретические и практические аспекты применения потокоотклоняющих технологий в различных отраслях промышленности. Проанализированы принципы действия, классификация и ключевые преимущества данных технологий. Особое внимание уделено особенностям применения в нефтегазовой отрасли, гидротехническом строительстве и экологической защите. Выявлены перспективные направления развития и оптимизации потокоотклоняющих систем.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, регулирование потоков, нефтедобыча, гидротехнические сооружения, экологическая защита, реология, химические реагенты.

UDC 622.276.6

FEATURES OF FLOW DIVERSION TECHNOLOGIES APPLICATION - PURPOSE AND AREA OF USE

I.N.Latypov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, gr. MGR12dv-23-11)*

L.V. Petrova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

Abstract. The article examines theoretical and practical aspects of the application of flow diversion technologies in various industries. The operating principles, classification, and key advantages of these technologies are analyzed. Particular attention is paid to the specifics of their application in the oil and gas industry, hydraulic engineering, and environmental protection. Promising directions for the development and optimization of flow diversion systems are identified.

Keywords: flow diversion technologies, flow control, oil production, hydraulic structures, environmental protection, rheology, chemical reagents.

Среди широкого спектра физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов именно потокоотклоняющие технологии (ПОТ) получили наиболее массовое и эффективное применение в мировой практике. Сущность данных методов заключается в целенаправленном изменении и выравнивании профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. В современных условиях разработки нефтяных месторождений, когда повсеместно используется метод поддержания пластового давления путем заводнения, потокоотклоняющие технологии трансформируются из вспомогательного инструмента в ключевой, системообразующий элемент всей технологии разработки. Их применение позволяет нивелировать фундаментальные недостатки заводнения, существенно повышая его эффективность и конечный коэффициент извлечения нефти.

Принцип действия потокоотклоняющих технологий базируется на селективном воздействии на фильтрационные свойства продуктивного пласта. Технологический процесс включает в себя закачку в нагнетательные скважины с помощью насосных агрегатов строго дозированных объемов специально разработанных химических реагентов. Эти реагенты, часто обладающие тиксотропными или гелеобразующими свойствами, избирательно

воздействуют на наиболее проницаемые интервалы и пропластки пласта-коллектора, создавая в них зоны с искусственно пониженной проницаемостью.

Ключевой задачей проведения такой операции является не просто локальное изменение проницаемости, а достижение глобального технологического эффекта. Главной целью является радикальное выравнивание профиля приемистости скважины по всей ее перфорированной толщине. Достижение этой цели позволяет сформировать в пласте равномерный, управляемый фронт вытеснения нефти. Такой подход приводит к комплексному положительному эффекту: вовлекаются в активную разработку ранее не дренируемые, низкопроницаемые зоны пласта, из которых извлекаются дополнительные объемы нефти, и одновременно с этим значительно сокращается преждевременный прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым каналам к добывающим скважинам. В конечном счете, это приводит к увеличению текущей добычи, снижению обводненности продукции и повышению конечной нефтеотдачи эксплуатационного объекта.

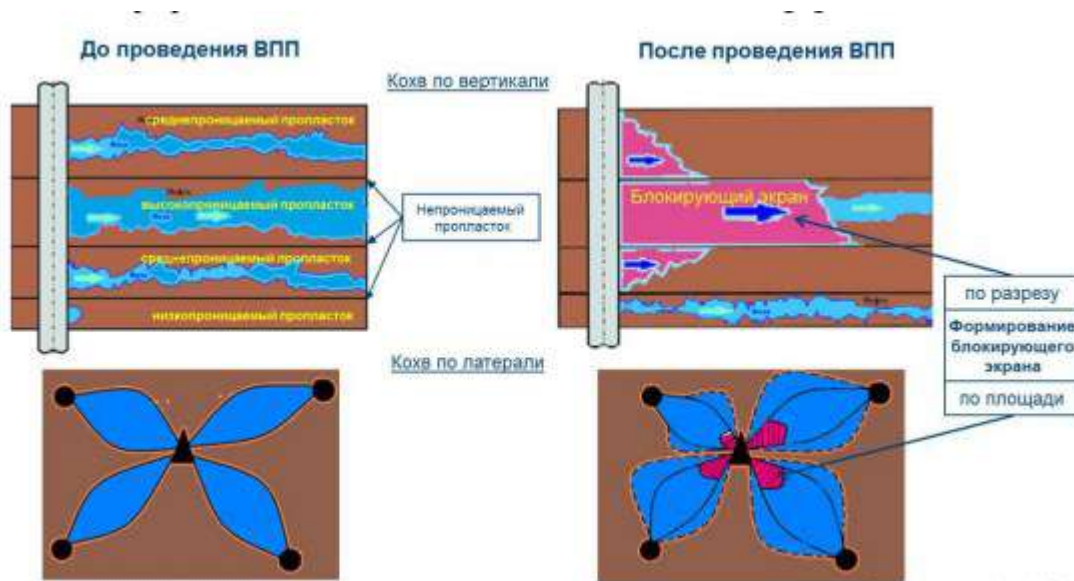


Рисунок 1 – Механизм выравнивания профиля приемистости

Фундаментальный принцип действия многих потокоотклоняющих технологий основан на селективной блокаде высокопроницаемых пропластков. Этот эффект достигается за счет применения химических соединений, размер макромолекул или дисперсных частиц которых тщательно подбирается для соответствия диаметру поровых каналов в зонах повышенной проницаемости. При вводе в пласт данные реагенты, подвергаясь воздействию пластовой температуры и вступая в физико-химическое взаимодействие с поверхностью породы, претерпевают процесс структурообразования. В результате формируется высоковязкая, коагуляционная или гелевая структура, обладающая значительной механической прочностью и адгезией к стенкам порового пространства.

Ключевым технологическим свойством образовавшейся субстанции является ее реологическое поведение: при последующем увеличении забойного давления в нагнетательной скважине она демонстрирует свойства неньютоновской жидкости с ярко выраженным предельным напряжением сдвига. Это означает, что данная структура остается неподвижной в обводненных каналах и эффективно противодействует фильтрации закачиваемой воды, выполняя роль механической пробки. При этом в низкопроницаемые интервалы, характеризующиеся меньшим размером поровых каналов, исходный химический раствор практически не проникает, что исключает риск их повреждения.

Таким образом, при возобновлении процесса заводнения вытесняющий агент (вода) перенаправляется в ранее не охваченные дренажем зоны пласта с низкой проницаемостью.

Это приводит к интенсификации вытеснения нефти из трудноизвлекаемых прослоев, которые до проведения технологии оставались пассивными. Комплексным результатом является значительное увеличение коэффициента охвата пласта воздействием, что напрямую ведет к росту коэффициента извлечения нефти и повышению технологической эффективности системы разработки в целом.

Список использованных источников:

1. Скибин, В. А. Управление вектором тяги двигателей летательных аппаратов / В. А. Скибин, Н. И. Ануфриев. - М. : Физматлит, 2012. - 356 с.
2. Иноземцев, А. А. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок: учебник для вузов : в 4 т. / А. А. Иноземцев, В. Л. Сандрацкий. - М. : Машиностроение, 2008. - Т. 2. - 392 с.
3. Челомбитко, В. Т. Сверхзвуковые течения вязкого газа в каналах и струях / В. Т. Челомбитко, Ю. Н. Гудков. - Киев : Наукова думка, 1991. - 320 с.
4. Зайцев, А. В. Перспективные системы управления вектором тяги для маневренных летательных аппаратов / А. В. Зайцев, Д. С. Петров // Труды ЦИАМ. - 2019. - № 12. - С. 45–58.
5. Михайлов, С. Г. Численное исследование эффективности отклонения сверхзвуковой струи с помощью газового вдува / С. Г. Михайлов, П. А. Иванов // Известия высших учебных заведений. Авиационная техника. - 2020. - № 4.- С. 32–40.
6. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
7. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
8. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
9. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
10. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
11. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
12. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным

- участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
13. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
14. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
15. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
16. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
17. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
18. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
19. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
20. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
21. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
22. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038

УДК 622.32:004.8:004.82

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ЦИФРОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

У.К. Ледомская

*(Институт экосистем бизнеса и креативных индустрий ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа,
студент гр. БГУ 22-01)*

Аннотация. Статья посвящена анализу современных тенденций цифровизации в разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, а также вопросам защиты цифровой инфраструктуры и информационных систем от киберугроз. Рассматриваются ключевые технологии, включая, например, такие как: цифровые двойники, искусственный интеллект, которые обеспечивают эффективность и безопасность добычи нефти и газа. Особое внимание уделяется комплексным мерам кибербезопасности. Обоснован системный подход, который обеспечивает устойчивое и безопасное функционирование нефтегазовой отрасли в условиях растущих цифровых рисков.

Ключевые слова. Цифровизация нефтяной отрасли, кибербезопасность, цифровые двойники, искусственный интеллект, системы защиты информации, кибератаки.

UDC 622.32:004.8:004.82

AN INTEGRATED APPROACH TO ENSURING THE SECURITY OF THE DIGITAL INFRASTRUCTURE OF OIL FIELDS

U.K. Ledomsкая

*(Institute of Business Ecosystems and Creative Industries Ufa State Petroleum Technical
University, student gr. BSU 22-01)*

Abstract. The article is devoted to the analysis of current digitalization trends in the development and operation of oil fields, as well as issues of protecting digital infrastructure and information systems from cyber threats. Key technologies are considered, including, for example, digital twins, artificial intelligence, which ensure the efficiency and safety of oil and gas production. Special attention is paid to comprehensive cybersecurity measures. A systematic approach is substantiated that ensures the stable and safe functioning of the oil and gas industry in the face of growing digital risks.

Keywords. Digitalization of the oil industry, cybersecurity, digital twins, artificial intelligence, information security systems, cyber attacks.

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений является одной из отраслей экономики, обеспечивающей стратегическую экономическую безопасность государства. Эта сфера в России традиционно играет ключевую роль в увеличении национального дохода, повышению занятости и обеспечении энергетической независимости. В последние годы внедрение цифровых технологий изменило динамику развития нефтегазовой отрасли, что позволило повысить эффективность всех процессов от разведки до транспортировки и переработки углеводородного сырья. Вместе с тем, цифровизация принесла и новые вызовы, связанные с растущей уязвимостью объектов перед киберугрозами, что требует разработки комплексных стратегий защиты информационных систем и цифровых платформ [5].

Цифровизация нефтяной отрасли – это комплексное внедрение информационных технологий, на всех этапах производства.

Одним из направлений цифровизации стало использование цифровых двойников, то есть виртуальных моделей месторождений и производственных процессов, которые позволяют проводить детальные симуляции и прогнозировать поведение систем в различных условиях. Кроме того, для обработки и анализа огромных массивов данных, определения особенностей и построения моделей, предсказывающих изменения в добыче и состоянии оборудования сегодня активно применяются искусственный интеллект и машинное обучение. Взаимодействие и мониторинг оборудования в режиме реального времени

обеспечивает внедрение интернета вещей (IoT), который позволяет избежать неполадок и оптимизировать работу техники. Также цифровые технологии включают роботизацию, автоматизацию добычи и управление «умными» скважинами, которые не только повышают производительность, но и улучшают контроль качества продукции и повышают безопасность персонала, снижая необходимость нахождения человека в опасных зонах. Технологии 3D-моделирования и анализа больших данных улучшают процессы управления и анализа, способствуя более точному принятию решений и снижению экологической нагрузки [2].

Однако цифровая трансформация связана с многочисленными вызовами в области кибербезопасности. Активное подключение оборудования к сетям и использование цифровых систем управления открывают новые возможности для кибератак, направленных на вывод из строя систем или хищение данных. Основные угрозы связаны с обходом антивирусного программного обеспечения и внедрением в информационные системы различных вирусов, троянов, шпионских модулей, с DDoS-атаками, взломом сетей посредством различных методов социальной инженерии и фишинга. Последствия таких нападений могут быть катастрофическими: от потери конфиденциальной информации до нарушений в процессах производства, что может привести к остановке технологических процессов, повреждению оборудования, сооружений и гибели людей [6], [4].

Для противодействия этим угрозам нефтяные компании разрабатывают комплексные стратегии защиты, которые включают как технические, так и организационные меры. К основным мерам относятся:

- внедрение многоуровневых систем кибербезопасности, охватывающих каждый элемент деятельности, от контрольно-измерительных приборов до общих сетей;
- проведение регулярного аудита и исследований уязвимостей, выявление слабых мест в защите и своевременное устранение обнаруженных угроз;
- обучение персонала принципам информационной безопасности и повышение киберграмотности, так как человеческий фактор продолжает оставаться одним из основных источников риска;
- разработка и практическое внедрение протоколов реагирования на аварийные ситуации, которые предусматривают стандартную локализацию и минимизацию последствий;
- использование современных технологий квантового шифрования данных и сетевой сегментации, что позволяет ограничивать доступ к основным системам и предотвращать распространение вредоносных программ;
- активное внедрение инновационных решений, таких как технологии машинного обучения для выявления аномалий в режиме реального времени, защищённые облачные сервисы, специализированное оборудование и софт для защиты пограничных зон.

Современный подход к обеспечению безопасности нефтяных месторождений требует проведения организационных мероприятий не меньше, чем внедрения технических новшеств. Регулярные тренировки, повышение квалификации и моделирование киберинцидентов позволяют сотрудникам оперативно реагировать на угрозы и минимизировать их последствия. Кроме того, широкое использование цифровых двойников помогает не только планировать увеличение добычи и проводить техническое обслуживание оборудования, но и моделировать сценарии кибератак и вырабатывать эффективные меры защиты от них [1].

Внедрение современных систем анализа трафика на базе искусственного интеллекта может обеспечить своевременное обнаружение и блокирование подозрительных действий, благодаря чему можно оперативно предотвращать кибератаки [6].

Таким образом, для обеспечения кибербезопасности нефтяной отрасли требуется системный, скоординированный подход, который предполагает внедрение передовых технических решений, непрерывное обучение персонала и строгие организационные меры [3].

Список использованных источников:

1. Асфха А. Э., Вайш А. Информационная безопасность в сфере нефтегазовой промышленности: угрозы, риски, меры предупреждения // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и Технические Науки. - 2022. - №07/2. - С. 45-52. DOI 10.37882/2223-2966.2022.07-2.02
2. Раткин Л.С. Цифровизация и кибербезопасность нефтегазовой отрасли: цифровые риски и пути их минимизации // РАН. 2020. URL: <https://www.ras.ru/digest/showdnews.aspx?id=e1c43bd5-5fa7-4ee3-884a-a5cb610761c9>
3. Тюкачев И., Навсегда С. Кибербезопасность в нефтегазовой отрасли: путь к надежной защите // Ведомости. 2022. URL: https://www.vedomosti.ru/press_releases/2022/12/14/kiberbezopasnost-v-neftegazovoi-otrasli-put-k-nadezhnoi-zaschite.
4. Шевалдина, Е. И. Цифровизация городской среды / Е. И. Шевалдина // Роль местного самоуправления в развитии государства на современном этапе: Материалы VII Международной научно-практической конференции, Москва, 14–28 апреля 2022 года. – Москва: Государственный университет управления, 2022. – С. 196-197. – EDN XJERCV.
5. Шевалдина, Е. И. Малые ядерные реакторы как источник энергии для ЦОД / Е. И. Шевалдина, К. С. Шевалдина // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2025. – № 3(31). – С. 108-119.
6. Shevaldina, E. I. Hybrid Quantum-Classical Information Security in Video Surveillance Systems / E. I. Shevaldina // Imitation Market Modeling in Digital Economy: Game Theoretic Approaches: Conference proceedings, Moscow, 08 июля 2021 года. – Moscow: Springer Nature Switzerland, 2022. – P. 649-657. – DOI 10.1007/978-3-030-93244-2_71.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А. Д. Максимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12-25-11)

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А. А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрен метод гидравлического разрыва пласта и появляющиеся трудности с использованием подобной технологии в горизонтальных скважинах. Также раскрываются условия применения способа, чтобы стимулировать горизонтальные скважины. Определяется влияние коллекторских характеристик продуктивного пласта на функционирование гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: пласт, нефть, гидроразрыв, месторождение, флюиды, разработка, горизонтальные скважины.

UDC 622.276

RESEARCH OF HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS

A. D. Maksimova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr.

MGR12-25-11)

G.R.Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University

in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

A. A. Gizzatullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University

in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article discusses the hydraulic fracturing method and the challenges associated with using this technology in horizontal wells. It also explores the conditions for applying this method to stimulate horizontal wells. The article examines the impact of reservoir characteristics on the effectiveness of hydraulic fracturing.

Keywords: reservoir, oil, hydraulic fracturing, field, fluids, development, horizontal wells.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенным геолого-техническим мероприятием (ГТМ), которое ориентировано на повышение притока флюида в пласте к добывающим скважинам. Назначением данного метода служит формирование трещины с большой проводимостью в пласте, с целью гарантирования притока извлекаемого флюида (конденсат, вода, газ или же нефть) до самого забоя скважины.

Особенно эффективный метод повышения производительности деятельности скважин и стремительности притока нефти – гидравлический разрыв пласта.

ГРП используется для повышения интенсификации нефти в горизонтальных скважинах в указанных случаях:

- 1) При условии, если рассчитанная производительность горизонтальных скважин выше реального параметра;
- 2) Слияние продуктивных зон с некоторыми глубинами;
- 3) Совершенствование вертикальной проницаемости, ради усиления эффективности скважины;
- 4) В процессе обновления продуктивности пласта по окончании покрытия цементом горизонтальных скважин;
- 5) Повышение величины дренирования.

Определяющей причиной способа усиления действия скважин при гидроразрыве пласта в горизонтальных скважинах - увеличение вертикальной проницаемости коллекторских характеристик. По окончании ГРП появляются трещины, располагающиеся под прямым углом к горизонтальному стволу скважины, которые находятся параллельно плоскости наименьшего основного напряжения. Скважины, что были пробурены по длине меньшего и большего напряжения, имеют некоторые отличия. В скважинах, включающих в себя минимальное напряжение по вектору бурения, трещины перпендикулярны горизонтальному стволу. Однако в тех, что бурились по продольному направлению с максимальным напряжением, трещины являются параллельными горизонтальному стволу скважины. Таким образом, стоит принимать во внимание локальное течение напряжений в процессе проектирования гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах.

На данный момент во время анализа местной траектории напряжения применяются следующие способы:

1) Микрогидроразрыв. В процессе бурения породу подчиняют микрогидроразрыву. Буровая жидкость используется в роли жидкости гидравлического разрыва, затем осуществляется отбор керна на участок. Основываясь на сформированных микротрещинах, допустимо обнаружить направление стимулированных трещин.

2) Затухание напряжения. Керна получают на поверхность в процессе влияния давления. Благодаря релаксации напряжения на поверхности керн трансформируется: с наибольшим усилением керна, текущий показатель станет аналогичен наименьшему вектору напряжения. В это же время незначительное повышение объема керна будет совпадать с направлением минимального главного напряжения.

3) Каверномер. Вид горизонтальных скважин в большинстве случаев является эллиптическим. С применением кавернограмм ствола допустимо находить направление напряжений. В данном случае используют инструмент, включающий в себя 4 рычага. Задействованы каверномеры, также пластовый наклономер. С максимальной величиной ствола скважины, направление станет целесообразно малому напряжению, с минимальной же наоборот.

Базовое условие, чтобы установить необходимую численность трещин по направлению ствола скважины - затраты и период, требуемый, чтобы пересечь трещины между собой. С переходом двух трещин продуктивность падает. Учитывая тот факт, что будут осушать лишь продуктивную зону.

Горизонтальные скважины пробуриваются с целью повышения контактного участка с коллектором. В процессе цементации горизонтальных скважин наращивание связи с коллектором исчезает, по этой причине потенциально формирование потребности культивации по длине ствола скважины и возобновления взаимодействия с коллектором.

Внутри зацементированной горизонтальной скважины требуется около трех неограниченных трещин, с немалой проводимостью, имеющих полудлину 30,48 метра ради приобретения нужного эффекта горизонтальных скважинах при открытом стволе. С целью дальнейшего повышения добычи скважины стоит повысить число трещин. Вспомогательное усиление начнет объясняться, опираясь на потраченный срок, обязательного ради совместного прохождения трещин.

В процессе гидравлического разрыва пласта формируется некоторое первоначальное давление в жидкости внутри скважины, это влияет на популяризацию трещин. Степень исходного давления находится по характеристикам породы, радиуса скважины и особенностей жидкости ГРП. При максимальном уровне пороговый напор повышается, поэтому действие серьезно усложняется. Как результат, прежде всего специально формируют трещины либо же сеть из них.

Создание залежей горизонтальных скважин, к тому же осуществление гидравлического разрыва пласта на фонде данных объектов представляется, как наиболее подходящий метод притока нефти и газа. В месторождениях вне нашей страны на протяжении некоторого количества времени осуществляют постепенный гидроразрыв пласта по длине горизонтального сегмента ствола скважины. Благополучие гидравлического разрыва в роли способа повышения отдачи нефти определяется по специфике продуктивного пласта. Практика демонстрирует использованием гидравлического разрыва пласта в участках пород с низкой проницаемостью, справедливо с экономической точки зрения, протяженность попадания трещин приблизительно идентична величине в 900 метров.

С учетом больших температурных величин внутри глубоких скважин требуется произвести верное решение по жидкости для проведения ГРП. Она включает в себя такие показатели, как: вязкость, равная 100 Мпа*с; обеспечение большой вязкости с температурным условием в промежутке от 175 до 200 °С во время всего процесса; недоступностью изменения, также при обстоятельствах турбулентности изменения в положение с минимальной вязкостью по итогу распада химических взаимосвязей.

На текущий момент изобретено 2 основных вида жидкости ГРП: сгущаемая в две стадии, другая же имеет поперечные соединения.

Подводя итог, можно сказать, что эффективное использование методологии процесса гидравлического разрыва пласта зафиксировано на немалом количестве месторождений. Реализация ГРП в горизонтальных скважинах проводят в малопроницаемых коллекторах, в которых загрязненность пласта и дренирование коллектора в конкретный временной промежуток представляется значимым вопросом.

Список использованных источников:

1. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. - Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2006. - 438 с.
2. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В шести тт. Т. 4, книга 4. Гидроразрыв пласта / Отв. ред. А.И. Булатов. Краснодар: ООО «Просвещение - Юг», 2004. 388 с.
3. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири / А.В. Бровчук, И.Р. Дияшев, А.В. Липлянин, Д. Грант, Д. Усольцев, К.К.

- Бутула // Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held: тр. междунар. конф., Москва, 3-6 октября 2006. - М., 2006.
4. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. Лангепас. Тюмень, ГУП. «Информационно-издательский центр ГНИ по РБ. 2001. 240 с.
 5. Миклина О. А., Мельников М. Н. «Гидравлический разрыв пласта» - учебное пособие, Москва; Вологда: «Инфра-Инженерия», 2024, 144 с.
 6. Стрекалов А.В., Королев М.С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин // Территория нефтегаз, 2010. № 5. С. 14-16.
 7. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
 8. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
 9. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
 10. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
 11. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
 12. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
 13. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
 14. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
 15. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
 16. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

17. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
18. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
19. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
20. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
21. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
22. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
23. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
24. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

УДК 33

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ПОТЕНЦИАЛА ВНЕДРЕНИЯ ВИРТУАЛЬНОГО ТРЕНАЖЕРА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

А.В. Малышева

(Альметьевский государственный технологический университет в г. Альметьевске, студент гр. 22-41)

Аннотация. В статье проведено комплексное экономическое обоснование внедрения виртуального тренажера для обучения персонала нефтегазовых предприятий. Выполнен сравнительный анализ капитальных и эксплуатационных затрат на тренажерный стенд и разработанный VR-тренажер. Рассчитан срок окупаемости проекта и годовой экономический эффект, учитывающий снижение затрат на электроэнергию, командировки и предотвращение ущерба от производственных ошибок. Проанализирован энергосберегающий потенциал решения, показано пятикратное снижение энергопотребления по сравнению с традиционными тренажерами.

Ключевые слова: виртуальный тренажер, экономическая эффективность, срок окупаемости, энергосбережение, нефтегазовый комплекс, капитальные затраты.

UDC 33

ASSESSMENT OF THE ECONOMIC EFFICIENCY AND ENERGY-SAVING POTENTIAL OF THE VIRTUAL SIMULATOR IMPLEMENTATION AT OIL AND GAS ENTERPRISES

A.V. Malysheva

(Almetyevsk State Technological University in Almetyevsk)

Abstract. The article provides a comprehensive economic justification for the introduction of a virtual simulator for training personnel of oil and gas enterprises. A comparative analysis of the capital and operating costs for the training stand and the developed VR simulator was performed. The payback period of the project and the annual economic effect are calculated, taking into account the reduction of energy costs, business trips and the prevention of damage from production errors. The energy-saving potential of the solution is analyzed, and a fivefold reduction in energy consumption compared to traditional simulators is shown.

Keywords: virtual simulator, economic efficiency, payback period, energy saving, oil and gas complex, capital expenditures.

Современная нефтегазовая отрасль характеризуется не только технологической сложностью, но и высокими требованиями к экономической эффективности и энергосбережению. Подготовка квалифицированного персонала является одной из ключевых статей расходов, при этом традиционные тренажерные стенды требуют значительных капитальных вложений и потребляют большое количество энергии [1, 8]. Внедрение виртуальных тренажеров рассматривается как перспективная альтернатива, однако требует тщательного экономического обоснования. Целью данного исследования является оценка экономической эффективности и энергосберегающего потенциала внедрения VR-тренажера по сравнению с классическим тренажером (рис.1) для обучения сотрудников нефтегазовых предприятий.



Рисунок 1 – VR-тренажер (слева), классический тренажер (справа)

Для проведения оценки был разработан виртуальный тренажер, включающий сценарий обучения работе с установкой штангового глубинного насоса. В качестве аппаратной платформы использовалась конфигурация на базе шлема виртуальной реальности Oculus Quest 2 и компьютера с процессором AMD Ryzen 5 5600X и видеокартой Nvidia RTX 3060 [3].

Расчет экономической эффективности проводился по следующим направлениям:

– Сравнение капитальных затрат на внедрение классического тренажера и VR-решения.

- Расчет эксплуатационных расходов на электроэнергию по формуле:

$$C_э = (W_{гэ} / 1000) \cdot k_э,$$

где $W_{гэ}$ – годовое энергопотребление, кВт·ч,

$k_э$ – тариф на электроэнергию (3,5 руб./кВт·ч).

- Оценка косвенного экономического эффекта от снижения затрат на командировки для обучения и предотвращения ущерба от производственных ошибок.

- Расчет срока окупаемости по формуле:

$$T_{ок} = K / Э,$$

где K – капитальные вложения,

$Э$ – годовой экономический эффект.

Энергосберегающий потенциал оценивался путем сравнительного анализа энергопотребления классического тренажера (1500 Вт·ч) и VR-решения (269 Вт·ч) при одинаковом времени эксплуатации (1920 часов в год).

Экономический анализ. Стоимость внедрения классического тренажера, включая его покупку, пуско-наладочные работы и доставку, составила 1 313 310 рублей. Стоимость внедрения VR-тренажера, включая разработку программного обеспечения и закупку оборудования, составила 436 094 рубля, что в 3 раза меньше.

Годовые затраты на электроэнергию для классического тренажера составили 10 080 рублей, для VR-тренажера – 1 807,68 рублей. Экономия на энергопотреблении составила 8 272,32 рубля в год.

С учетом предотвращения ущерба от одной производственной ошибки (500 000 рублей) и экономии на одной командировке для обучения (55 000 рублей), совокупный годовой экономический эффект от внедрения одного VR-тренажера составил 563 272,53 рубля.

Срок окупаемости капитальных вложений в VR-тренажер составил 10 месяцев ($T_{ок} = 436094 / 563272,53 \approx 0,774$ года).

Энергосберегающий потенциал. Годовое энергопотребление классического тренажера составило 2880 кВт·ч, в то время как VR-тренажер потреблял 516,48 кВт·ч. Экономия электроэнергии составила 2363,52 кВт·ч в год на одно рабочее место, что демонстрирует пятикратное (5,6 раза) снижение энергопотребления. За 5 лет эксплуатации совокупная экономия электроэнергии при использовании VR-тренажера составит 11 820 кВт·ч (рис.2).

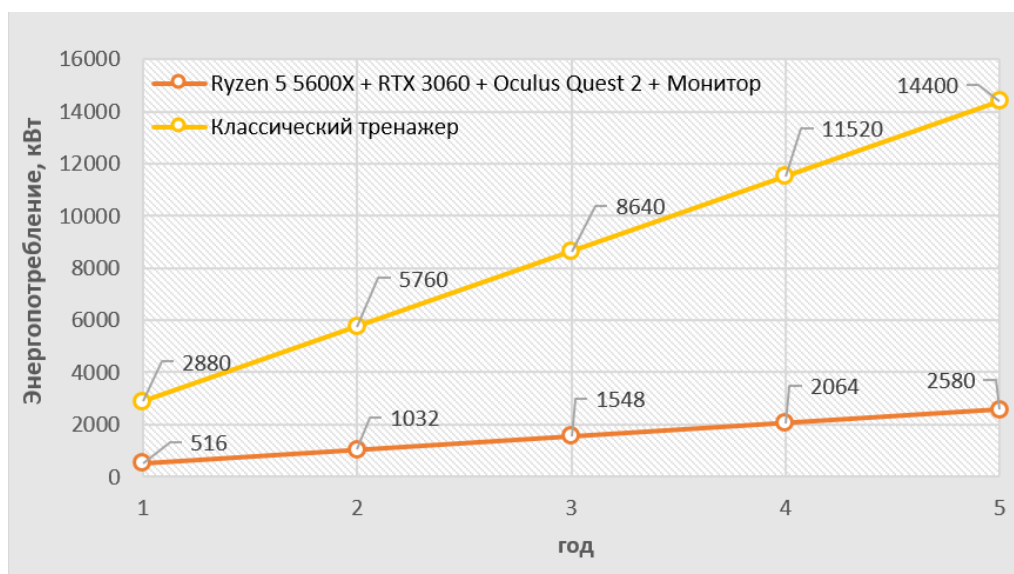


Рисунок 2 – Динамика энергопотребления тренажеров за 5 лет

Проведенное исследование демонстрирует высокую экономическую эффективность и значительный энергосберегающий потенциал внедрения виртуальных тренажеров на

предприятиях нефтегазового комплекса. Низкий срок окупаемости (10 месяцев) и существенное снижение эксплуатационных расходов делают VR-тренажеры привлекательной инвестицией. Пятикратное снижение энергопотребления полностью соответствует политике энергоэффективности ведущих нефтегазовых компаний и государственным программам энергосбережения. Дальнейшее развитие проекта связано с масштабированием решения и разработкой дополнительных учебных модулей, что позволит увеличить совокупный экономический эффект.

Список использованных источников:

1. Добыча нефти – учебное оборудование [Электронный ресурс]. - URL: https://labstand.ru/catalog/uchebnye_stendy_dobycha_nefti (дата обращения 08.10.2025).
2. Насыров, А. М. Организация управления производством в низовых звеньях добычи нефти: монография / А. М. Насыров, С. Б. Колесова. - Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. - 212 с.
3. Обзор виртуальной гарнитуры Oculus Quest2: лучшее автономное бюджетное решение для VR [Электронный ресурс]. - URL: <https://www.ixbt.com/live/tv/oculus-quest-2.html> (дата обращения 02.10.2025).
4. Политика ПАО «Татнефть» в области энергосбережения [Электронный ресурс]. - URL: <https://clck.ru/34HZAu> (дата обращения 30.09.2025).
5. Староверова, Н. А. Разработка виртуальных тренажеров: учебно-методическое пособие / Н. А. Староверова, М. Л. Шустрова. - Казань: Издательство КНИТУ, 2020. - 144 с.
6. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ [Электронный ресурс]. - URL: <https://clck.ru/34HWUe> (дата обращения 30.09.2025).
7. Чего ждут промышленники от VR-тренажеров | СИБУР Digital [Электронный ресурс]. - URL: <https://www.sibur.digital/72-chego-zhdut-promyshlenniki-ot-vr-trenazherov> (дата обращения 09.10.2025).
8. Энергосбережение – приоритетная задача современной нефтепереработки [Электронный ресурс]. - URL: <https://clck.ru/34HWNh> (дата обращения 30.09.2025).

УДК 004.946

РАЗРАБОТКА ВИРТУАЛЬНОГО ТРЕНАЖЕРА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ И BIM

А.В. Малышева

(Альметьевский государственный технологический университет в г. Альметьевске, студент гр. 22-41)

Аннотация. В статье рассматривается актуальная проблема подготовки квалифицированного персонала для нефтегазовой отрасли, связанная с высокими рисками и сложностью освоения методов диагностики оборудования. Предложено решение в виде виртуального тренажера, разработанного для отработки навыков снятия и анализа динамограмм штанговых глубинных насосов. Описана комплексная методика создания тренажера, включающая применение наземного лазерного сканирования для построения высокоточной геометрической основы объектов, технологий информационного моделирования (BIM) и последующей оптимизации моделей для платформы виртуальной реальности. Показано, что использование данного подхода позволяет создать реалистичную и безопасную среду для эффективного обучения персонала.

Ключевые слова: виртуальный тренажер, штанговый глубинный насос, динамометрирование, наземное лазерное сканирование, BIM-моделирование, виртуальная реальность.

DEVELOPMENT OF A VIRTUAL SIMULATOR FOR DIAGNOSTICS OF ROD DEPTH PUMPS USING LASER SCANNING AND BIM TECHNOLOGIES*A.V. Malysheva**(Almetyevsk State Technological University in Almetyevsk)*

Abstract. The article deals with the urgent problem of training qualified personnel for the oil and gas industry, associated with high risks and the complexity of mastering equipment diagnostic methods. A solution is proposed in the form of a virtual simulator designed to practice the skills of removing and analyzing dynamograms of rod depth pumps. A comprehensive method for creating a simulator is described, including the use of ground-based laser scanning to build a high-precision geometric basis of objects, information modeling technologies (BIM) and subsequent optimization of models for a virtual reality platform. It is shown that using this approach makes it possible to create a realistic and safe environment for effective staff training.

Keywords: virtual simulator, barbell deep pump, dynamometry, ground laser scanning, BIM modeling, virtual reality.

Нефтегазовая отрасль характеризуется использованием сложных технологий, где ошибки персонала могут привести к значительным экономическим и экологическим последствиям. Одним из основных способов добычи нефти является эксплуатация скважин установками штангового глубинного насоса (ШГН). Ключевым методом контроля состояния и поиска неисправностей ШГН является динамометрирование – анализ графиков нагрузки (динамограмм), интерпретация которых требует высокой квалификации [2]. Существующие методы обучения, такие как работа на тренажерных стендах или с двумерными компьютерными симуляторами, часто являются дорогостоящими, недостаточно наглядными или небезопасными. В данной статье представлен подход к созданию виртуального тренажера, призванного решить эти проблемы за счет применения современных цифровых технологий.

Разработка виртуального тренажера осуществлялась по комплексной методике, включающей несколько этапов.

На первом этапе для создания высокоточной цифровой копии реального объекта использовалась технология наземного лазерного сканирования. Применялся сканер Z+F IMAGER 5010x, который позволил получить облако точек, с высокой детализацией описывающее геометрию станка-качалки СК-8 и прилегающего оборудования [3]. Полученное облако точек (рис. 1) было импортировано в систему автоматизированного проектирования Autodesk Revit, где на его основе была построена параметрическая BIM-модель. Данный подход позволил не только сохранить точность геометрии, но и связать с моделью информацию об объекте [1].



Рисунок 1 – Модель объекта в виде облака точек

На втором этапе произведена оптимизация BIM-модели для ее использования в среде виртуальной реальности. Модель была экспортирована в программный пакет Blender 3D, где выполнено повторное топологическое моделирование для значительного сокращения количества полигонов при сохранении визуального качества. Например, количество полигонов модели задвижки было уменьшено с 63 721 до 2 213 без существенной потери детализации. Также были созданы и наложены текстурные карты, придавшие моделям реалистичный вид [6, 8].

На третьем этапе осуществлена разработка логики и функционала тренажера. В качестве основной среды разработки использовался игровой движок Unity, обеспечивающий удобную работу с VR-устройствами. Логика взаимодействия с объектами (кнопками блока регистрации БР-21, динамометром ДН-117) была реализована на языке программирования C# с применением объектно-ориентированного подхода. Это позволило создать модульную архитектуру, где общий функционал вынесен в родительские классы (например, *DynamographButton*), а уникальное поведение описывается в классах-наследниках (например, *Switch* для кнопки включения) [7, 10]. Для организации взаимодействия в VR использовался плагин SteamVR [5].

В результате проведенной работы был разработан прототип виртуального тренажера (рис. 2), имитирующего процесс снятия динамограммы с установки ШГН. Тренажер включает интерактивные модели станка-качалки СК-8, динамометра ДН-117 и блока регистрации БР-21. Пользователь в среде VR может выполнить полную последовательность действий: установить датчик на полированный шток, произвести его калибровку, запустить станок-качалку и зафиксировать динамограмму на экране блока регистрации.



Рисунок 2 – Результат обработки облака точек

Основным преимуществом предложенной методики является значительное сокращение времени на создание 3D-моделей за счет использования лазерного сканирования и BIM, а также достижение высокой степени их соответствия реальным объектам. Использование объектно-ориентированного подхода при программировании обеспечило гибкость и масштабируемость проекта, позволяя легко добавлять новые сценарии и оборудование. Проведенная оптимизация 3D-моделей позволила добиться стабильной частоты кадров (до 182 FPS) на VR-шлеме Oculus Quest 2, что является критически важным для комфортной работы пользователя и предотвращения симптомов киберболезни.

Разработанный виртуальный тренажер демонстрирует эффективность применения технологий наземного лазерного сканирования, BIM и VR для создания современных обучающих комплексов в нефтегазовой отрасли. Предложенное решение позволяет в безопасной и контролируемой среде отрабатывать практические навыки диагностики оборудования, что способствует снижению рисков возникновения аварийных ситуаций и повышению уровня квалификации персонала. Дальнейшее развитие проекта видится в

добавлении новых учебных сценариев, включая отработку действий при различных нештатных ситуациях, а также в реализации системы автоматической оценки действий обучаемого.

Список использованных источников

1. Енютина, Е. Д. Основы информационного моделирования в программе Autodesk Revit: учебное пособие / Е. Д. Енютина, Д. В. Бакшутова. - Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2020. - 144 с.
2. Как читать динамограммы [Электронный ресурс]. - URL: <https://vseonefti.ru/useful/kak-chitat-dinamogrammy.html> (дата обращения 17.10.2025).
3. Лазерный сканер Z+F IMAGER 5010X [Электронный ресурс]. - URL: <https://www.geo optic.ru/product/zf-imager-5010x> (дата обращения 22.09.2025).
4. Мартюшев, Д. А. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа: учебное пособие / Д. А. Мартюшев, А. В. Лекомцев. - Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. - 340 с.
5. Начало работы с разработкой виртуальной реальности в Unity [Электронный ресурс]. - URL: <https://docs.unity3d.com/Manual/VROverview.html> (дата обращения: 01.10.2025).
6. Программа Blender 3D [Электронный ресурс]. - URL: <https://junior3d.ru/article/blender-3d.html> (дата обращения: 18.09.2025).
7. Разработка приложений на C# в среде Visual Studio: учебное пособие / А. М. Нужный, Н. И. Гребенникова, В. Ф. Барабанов, О. Б. Кремер. - Воронеж: Воронежский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2019. - 89 с.
8. Сивожелезова, А. А. Основные принципы создания 3D-моделей. Понятия и методы оптимизации в трёхмерной графике / А. А. Сивожелезова. - Текст: электронный // Молодой ученый. - 2020. - № 10 (300). - С. 10-15.
9. Станок-качалка СК-8, СКДР-8, ПНШ-80, ПШГН-8 [Электронный ресурс]. - URL: <http://aznefteximmash.narod.ru/prod/neftgazob/SKD8.htm> (дата обращения 10.10.2025).
10. Староверова, Н. А. Разработка виртуальных тренажеров: учебно-методическое пособие / Н. А. Староверова, М. Л. Шустрова. - Казань: Издательство КНИТУ, 2020. - 144 с.

УДК 622.276.7

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОСЛОЖНЕНИЙ В РАБОТЕ ФОНДА СКВАЖИН НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.И. Матвиенко

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные причины возникновения осложнений при эксплуатации фонда скважин на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Были изучены физико-химические свойства сред и технологические факторы, которые оказывают влияние на образование асфальтосмолопарафиновых отложений, на развитие коррозии и обводнение продукции скважин. Опираясь на полученные в ходе анализа данные, предложены меры по борьбе с осложнениями для улучшения эффективности разработки данного месторождения.

Ключевые слова: АСПО, коррозия, обводнённость, ингибиторы, скважина

UDC 622.276.7

ANALYSIS OF THE CAUSES OF COMPLICATIONS IN THE OPERATION OF WELLS IN THE EASTERN SECTION OF THE ORENBURG OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD

G.I. Matvienko

Abstract. This article examines the main causes of complications during well operation at the Eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field. The physicochemical properties of the fluids and process factors that influence the formation of asphaltene, resin, and paraffin deposits, corrosion, and water cuts in well production were studied. Based on the data obtained during the analysis, measures to combat these complications and improve the efficiency of field development were proposed.

Keywords: ARPD, corrosion, water cut, inhibitors, well

В текущей ситуации нефтегазовая индустрия всё чаще имеет дело с месторождениями, находящимися на поздней стадии разработки. Для этих участков характерно уменьшение объёмов извлекаемых ресурсов и усложнение состава добываемого сырья. Как следствие, повышается риск возникновения нештатных ситуаций при эксплуатации скважин, особенно при использовании установок механизированной добычи.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) – одно из наиболее крупных и давно разрабатываемых в России. На востоке месторождения добыча ведётся на протяжении более 40 лет, что значительно отразилось на характеристиках проницаемости и пористости пластов, а также привело к снижению пластового давления и росту доли воды в добываемой продукции. Данные обстоятельства способствуют активному образованию парафиновых, смолистых и солевых отложений, а также ускоряют коррозионное разрушение оборудования [1].

Возникновение осложнений отрицательно сказывается не только на эффективности использования скважин, но и оказывает прямое влияние на экономические показатели предприятия: увеличиваются расходы на восстановительные работы, химические вещества и потребление электроэнергии. Согласно информации, предоставленной производственным отделом ООО «Газпромнефть-Оренбург», в 2023 году объём недополученной нефти из-за осложнений составил около 6,4 % от запланированной годовой добычи, что соответствует более чем 25 тысячам тонн.

Одним из важнейших аспектов деятельности нефтегазодобывающих предприятий является эффективное использование действующего фонда добывающих скважин, особенно актуально для месторождений, находящихся на поздней четвертой стадии разработки. По мере истощения запасов пласты характеризуются падением давления, изменениями в составе добываемых флюидов и увеличением числа скважин, подверженных различным осложнениям. К числу таких осложнений относятся:

- формирование отложений парафинов, смол и асфальтенов;
- коррозия и разрушение оборудования;
- увеличение доли воды в добываемой продукции;
- появление механических примесей в продукции;
- уменьшение объёмов добычи и частые неполадки оборудования.

Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) находится в эксплуатации более 40 лет, что говорит о зрелой стадии разработки и высокой вероятности возникновения осложнений. По данным внутренней отчётности компании, доля осложнённых скважин превышает 40%. Это влечёт за собой рост затрат на техническое обслуживание, увеличение числа незапланированных ремонтов и снижение общих объёмов добычи углеводородного сырья.

В рамках настоящего исследования ставится задача проанализировать причины возникновения осложнений в работе скважинного фонда и разработать комплекс мер, направленных на их предотвращение и минимизацию воздействия на эффективность эксплуатации.

Восточный участок Оренбургского НГКМ отличается сложным геологическим строением и неоднородностью структуры пластов-коллекторов. Основные залежи

углеводородов связаны с карбонатными породами, характеризующимися проницаемостью в пределах 0,05–0,3 мкм² и пористостью 8–14%. Глубина залегания продуктивных горизонтов варьируется от 2500 до 2900 м, а температура пласта составляет 70–90°C. Со временем наблюдается снижение пластового давления с 23 до 11 МПа, что провоцирует осаждение тяжёлых углеводородных фракций и образование асфальтосмолопарафиновых отложений [1].

Значительное содержание парафиновых углеводородов в составе нефти (до 14% по массе) обуславливает высокую склонность к образованию парафиновых отложений. Кроме того, в пластовых флюидах присутствуют агрессивные компоненты, такие как сероводород и углекислый газ, которые способствуют развитию коррозии.

Выполнен анализ более 120 действующих добывающих скважин Восточного участка за периоды 2018-2020 гг. Полученные результаты позволили нам выделить и сформировать основные виды осложнений и их долю в объеме отказов оборудования (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Основные виды осложнений

Вид осложнения	Доля скважин, %	Основная причина
АСПО	38	Низкая температура, высокая концентрация парафинов
Коррозия НКТ	32	Наличие высокой концентрации сероводорода, углекислого газа и электролитов
Обводнение	24	Прорыв пластовых вод, нарушение герметичности обсадных колонн
Механические примеси	6	Разрушение цементного кольца, призабойной зоны пласта

Асфальтосмолопарафиновые соединения начинают выпадать при снижении температуры нефти ниже точки кристаллизации парафинов (обычно 35–40°C). В процессе движения флюида по НКТ температура постепенно падает, и часть парафинов оседает на стенках труб, уменьшая их проходное сечение. При этом скорость образования отложений растёт при нарушении режима эксплуатации – снижении дебита и увеличении времени простоя скважины. Наблюдается также влияние состава нефти и наличия механических примесей, которые ускоряют кристаллизацию парафинов [2].

Необходимо уделить особое внимание коррозионным процессам, которые приводят к преждевременному выходу из строя насосно-компрессорных труб (НКТ). В среднем продолжительность межремонтного периода таких скважин составляет около 285 суток в то время, как при других видах осложнений 412 суток.

Увеличение содержания воды в добываемой жидкости из скважин Восточного участка обусловлено ростом насыщенности пласта водой, прорывом вод из нижних горизонтов и ухудшением герметичности обсадных труб. Обводнённая продукция негативно сказывается на эффективности работы погружных насосов, провоцирует кавитацию, заклинивание, разрушение и ускоряет процессы коррозии.

Для борьбы с коррозией применяются специальные вещества на основе имидазолиновых производных и четвертичных аммониевых соединений. Их концентрация составляет 50–100 г на тонну жидкости. Эффективность контролируется уменьшением скорости коррозии с 0,45 до 0,12 мм в год. Также использовались другие методы:

- замена обычных насосно-компрессорных труб на трубы с антикоррозийным покрытием или изготовленные из стали, легированной хромом;
- использование теплоизолированных колонн для поддержания температуры нефти выше точки застывания парафина;
- установка погружных электронагревателей для предотвращения осаждения АСПО в проблемных участках;

- внедрение оптимальных режимов работы погружных насосов для поддержания стабильного дебита и температуры потока [3].

Для удаления парафиновых отложений используются растворители на нефтяной основе с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ). Регулярная обработка скважин (каждые 30–40 дней) позволила снизить интенсивность отложений на 45 %.

Применение щелочных растворов и органических растворителей, нагретых до 80-90°C, обеспечивает одновременное растворение и удаление парафина, а также устранение отложений солей и продуктов коррозии [4].

Оценка эффективности предложенных решений. После реализации комплекса мер на 35 скважинах восточной зоны были достигнуты следующие результаты: снижение доли проблемных скважин с 42% до 30%, увеличение периода между ремонтами с 310 до 398 дней, снижение объема используемых химических реагентов на 17% в результате оптимизации дозировок, увеличение среднего дебита нефти на 5,4 тонны в сутки на скважину. Экономический эффект от внедрения мер составил примерно 3,2 млн. рублей в год за счет сокращения простоев и ремонтных работ. Также снизилось количество аварийных остановок и улучшились условия эксплуатации погружных насосов [5].

Перспективы дальнейших исследований. Для дальнейшего повышения эффективности эксплуатации проблемных скважин планируется разработка программного модуля прогнозирования осложнений с применением машинного обучения, переход к непрерывной подаче ингибиторов и депрессаторов с автоматической настройкой расхода, внедрение датчиков коррозии и температуры в режиме реального времени, комплексное тестирование новых химических составов многофункционального действия [6].

Основными проблемами на Восточном участке Оренбургского НГКМ являются отложения АСПО и коррозия оборудования, которые в совокупности затрагивают более 70% проблемных скважин. Причинами осложнений являются снижение давления в пласте, высокая концентрация парафина в нефти, наличие агрессивных газов и нестабильный температурный режим. Эффективное предотвращение осложнений достигается комплексом мер, включающим химические, технические и организационные решения. Внедрение предложенных мер позволило повысить коэффициент эксплуатации скважин и снизить затраты на обслуживание. Рекомендуются дальнейшее развитие автоматизированных систем мониторинга и прогнозирования осложнений на основе анализа данных [7].

Список использованных источников:

1. Султанов Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого фонда скважин. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2022. – С. 12–14.
2. Иванов И.А. Технологии предупреждения АСПО в нефтедобыче. – М.: Недра, 2020.
3. Кузнецов Д.В. Коррозионные процессы в нефтяных скважинах и методы их предотвращения. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2019. – С. 28–32.
4. Гурьев С.Н., Храмов В.Н. Комплексный подход к борьбе с осложнениями при добыче нефти. // Нефтегазовое хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 22–28.
5. Производственные отчёты ООО «Газпромнефть-Оренбург» по эксплуатации фонда скважин за 2018–2020 гг. – С. 21–24.
6. Патент РФ № 2819483. Способ предупреждения образования парафиновых отложений в нефтяных скважинах. – 2022.
7. Нечаев В.П. Применение термохимических обработок в осложнённых скважинах. // Вестник нефтяной промышленности. – 2023. – № 5. – С. 14–19.
8. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

9. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
10. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
11. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaaleev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
12. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
13. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
14. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
15. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
16. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
17. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
18. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
19. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
20. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал

Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

21. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

22. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

23. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

24. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

25. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

26. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

УДК 622.276.7

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НА ОСЛОЖНЁННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.И. Матвиенко

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР-12ДВ-23-11)*

Аннотация. В данной работе исследуются вопросы, касающиеся функционирования механизированных комплексов нефтедобычи (электропогружных насосов – ЭЦН и штанговых насосов – ШГН) на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, характеризующегося сложными условиями. Был произведён анализ статистических данных отказов, идентифицированы ключевые обстоятельства, оказывающие негативное воздействие на продуктивность механизированной добычи: увеличенное содержание воды, отложение асфальтосмолопарафинов, коррозионные процессы и вынос песка. Исходя из результатов проведенного анализа, предложены технические и управленческие меры для улучшения стабильности работы комплексов.

Ключевые слова: осложнённый фонд скважин, обводнённость, АСПО, коррозия, эффективность

UDC 622.276.7

IMPROVING THE EFFICIENCY OF MECHANIZED MINING SYSTEMS IN A COMPLICATED THE WELL FUND OF THE EASTERN SECTION OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Abstract. Orenburg oil and gas condensate field, which is characterized by difficult conditions. The paper analyzes statistical data on failures and identifies key factors that negatively affect the productivity of mechanized production, such as increased water content, asphalt-resin-paraffin deposits, corrosion processes, and sand loss. Based on the analysis, the paper proposes technical and management measures to improve the stability of the complexes.

Keywords: complicated well stock, water cut, ARPD, corrosion, efficiency

На поздних этапах эксплуатации нефтяных месторождений результативность механизированных методов нефтедобычи приобретает первостепенное значение для поддержания стабильных объемов добычи. На восточном секторе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) свыше 85% нефти добывается при помощи механизированных систем, таких как УЭЦН и ШГН.

Тем не менее, значительное количество осложнений (парафиновые отложения, коррозионные процессы, увеличение доли воды, вынос песка) негативно сказывается на надежности насосного оборудования, что приводит к увеличению числа поломок. Средний период между ремонтами УЭЦН в 2020 году составил приблизительно 480 дней, что на 25% меньше запланированных показателей.

Для улучшения эффективности механизированной добычи необходим комплексный подход, включающий: приспособление насосных установок к сложным условиям работы, внедрение систем контроля и диагностики, совершенствование качества сервисного обслуживания и интеграцию цифровых технологий.

Анализ текущего состояния механизированного фонда.

На восточном участке Оренбургского НГКМ функционируют 126 добывающих скважин, из которых 92 оснащены установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), 24 - штанговыми глубинными насосами (ШГН), а остальные эксплуатируются с использованием компрессорных и фонтанных методов [1].

Распределение различных осложнений по фонду скважин представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение осложнений по фонду скважин

Вид осложнения	УЭЦН (доля скважин, %)	ШГН (доля скважин, %)
Коррозия	27	19
Обводнённость > 60%	31	38
АСПО	34	28
Пескопроявления	8	15

Особенности функционирования УЭЦН и ШГН в сложных условиях.

Основные трудности при эксплуатации УЭЦН на восточной территории заключаются в следующем:

- формирование парафиновых осадков в фильтрующем элементе насоса и на поверхностях лопастей рабочих колёс.
- превышение допустимой температуры электродвигателя по причине недостаточного охлаждения потоком перекачиваемой жидкости.
- Повреждения, вызванные кавитацией, когда содержание воды в продукции превышает 60%.
- снижение производительности из-за несоответствия характеристик насоса реальному объёму добываемой жидкости.

Простои УЭЦН из-за поломок приводят к значительным потерям в объемах добычи: среднее время восстановления работоспособности после отказа составляет от 7 до 10 дней, а финансовые затраты на восстановление одной установки могут достигать 1,8 млн рублей [2].

Штанговые глубинные насосы (ШГН). Эксплуатация ШГН осложняется следующими факторами:

- интенсивным износом плунжеров и цилиндров при наличии твердых механических частиц.
- коррозией штанг и соединительных муфт в средах с высоким содержанием минеральных солей.
- разрывом колонны штанг при функционировании в наклонных скважинах.
- образованием газовых включений и возникновением кавитации в области приёма жидкости.

Несмотря на относительно простую конструкцию, ШГН требуют проведения регулярной диагностики и точной регулировки хода плунжера. В сложных условиях эксплуатации средний срок службы между ремонтами составляет 600–650 суток, что на 20–25 % ниже ожидаемых показателей.

Анализ причин поломок оборудования. Анализ данных, собранных в период с 2016 по 2020 годы, позволил выявить следующие ключевые факторы, приводящие к выходу из строя механизированного оборудования: отложения асфальтосмолопарафинов (АСПО) - 29%, коррозионное разрушение оборудования - 24%, высокое содержание воды в продукции – 18%, нарушение соосности штанг / ротора – 11%, неисправности в электрической части – 9%, присутствие песка – 6%, другие причины – 3%.

Следовательно, примерно 71 % всех поломок обусловлены осложнениями, возникающими в результате физико-химических процессов и гидродинамических явлений. Это подчёркивает необходимость комплексного подхода к повышению эффективности работы оборудования, который включает мониторинг дебита, давления, температуры и химического состава добываемого продукта.

Технические решения для повышения эффективности.

Использование частотно-регулируемого привода (ЧРП). Обеспечивает возможность изменения скорости вращения двигателя, что позволяет адаптировать подачу насоса к текущему объёму добываемой жидкости, избегая кавитации и перегрева. Внедрение ЧРП на 20 скважинах позволило увеличить межремонтный период на 28% и снизить потребление энергии на 10–12%.

Применение насосов нового поколения. Использование УЭЦН типа ЭЦН5-80-1250 с улучшенным КПД и изготовленных из коррозионностойких материалов.

Обеспечение теплоизоляции насосно-компрессорных труб и установка электрических нагревателей. Поддержание температурного режима выше точки кристаллизации парафинов предотвращает образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и стабилизирует параметры потока добываемой жидкости.

Совершенствование установок штанговых глубинных насосов (ШГН) можно осуществить следующими способами:

- использование штанг, изготовленных из стеклопластика, что приведет к снижению веса насосной колонны и уменьшение динамических нагрузок до 25%, продление срока эксплуатации штанг в 1,5-2 раза;
- применение плунжеров с покрытием из нитрида титана (увеличение устойчивости к износу в условиях присутствия механических примесей и воздействия коррозионных факторов);
- автоматизированная регулировка амплитуды хода плунжера (обеспечивает оптимизацию добычи жидкости в зависимости от изменений уровня жидкости в скважине) [3].

Системы диагностирования и цифрового контроля.

Современные автоматизированные решения включают в себя:

- датчики телеметрии для измерения температуры, давления и вибрации;
- система анализа тока электродвигателя погружного насоса (метод анализа электросигнатуры);
- автоматизированная диагностика возникающих неисправностей на основе алгоритмов машинного обучения.

Интеграция с системой SCADA предприятия.

Эти системы позволяют прогнозировать выход оборудования из строя за 7-10 дней до его наступления и планировать ремонтные работы в оптимальные сроки, тем самым сокращая время незапланированных простоев на 15-20% [4].

Методы химической защиты оборудования

Для увеличения срока эксплуатации насосов и трубопроводов применяются химические реагенты и профилактика осложнений:

- ингибиторы коррозии – на базе имидазолинов и аминов, дозируемые непрерывно с наземной установки (0,05-0,1 кг на тонну жидкости). Эффективность защиты достигает 85-90%;

- ингибиторы и депрессанты АСПО – уменьшают температуру застывания нефти и сокращают вероятность образования отложений.

Комбинированные термохимические обработки – обеспечивают удаление парафиновых отложений и солей, улучшая пропускную способность оборудования.

Биоциды – препятствуют развитию сульфатредуцирующих бактерий, снижающих результативность ингибиторов [6].

Оценка эффективности внедрения комплекса мероприятий. В рамках пилотного проекта по оптимизации механизированной добычи были подвергнуты модернизации 25 скважин (15 с электроцентробежными насосами; 10 с штанговыми глубинными насосами).

По результатам внедрения комплекса мер были достигнуты следующие показатели:

- средний период наработки между ремонтами электроцентробежных насосов увеличился на 27%, штанговых глубинных насосов – на 19%;
- коэффициент эксплуатации фонда увеличился на 0,07.
- энергопотребление снизилось на 10,6%, а средняя добыча нефти возросла на 14,7%;
- экономический эффект от реализации составил 4,1 млн руб./год.

Кроме того, снизился уровень аварийности насосного оборудования и общее количество отказов.

Внедрение цифровых технологий и прогнозных систем диагностики является перспективным направлением дальнейшего повышения эффективности эксплуатации осложнённого фонда скважин [5].

Список использованных источников:

1. Козлов А.Н. Современные технологии повышения надёжности УЭЦН. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2021 – С. 15–17.
2. Шевелев В.В. Механизированная добыча нефти в осложнённых условиях. – М.: Недра, 2020. – С. 5–8.
3. Султанов Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого фонда скважин. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2022. – С. 28–32.
4. Гурьев С.Н., Храмов В.Н. Интеллектуальные системы управления механизированной добычей нефти. // Нефтегазовое хозяйство. – 2023. – № 6. – С. 18–25.
5. Нечаев В.П. Повышение эффективности ШГН при эксплуатации обводнённых скважин. // Вестник нефтяной промышленности. – 2024. – № 3. – С. 10–17.
6. Нечаев В.П. Применение термохимических обработок в осложнённых скважинах. // Вестник нефтяной промышленности. – 2023. – № 5. – С. 16–17.
7. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024

- года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
8. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
9. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
10. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
11. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
12. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
13. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
14. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
16. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
17. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
18. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore

channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

19. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

УДК 622.248.5

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НОВО-УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.И. Машин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсЗ-21-11)

И.Г. Фаттахов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Аннотация. Рассматриваются проблемы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на Ново-Уренгойском месторождении в контексте ужесточения экологических нормативов и требований к рациональному использованию ресурсов. Анализируются современные методы переработки и использования ПНГ, их технологические и экономические аспекты. Предложена комплексная программа, включающая строительство установки подготовки газа, использование газотурбинных электростанций и глубокую переработку с получением товарной продукции, что позволит повысить уровень использования ПНГ до целевых показателей и обеспечить дополнительный экономический эффект.

Ключевые слова: Ново-Уренгойское месторождение, попутный нефтяной газ, утилизация ПНГ, рациональное недропользование, газоперерабатывающая установка, газотурбинная электростанция, широкая фракция легких углеводородов, экономическая эффективность.

UDC 622.248.5

SUBSTANTIATION OF METHODS FOR EFFICIENT UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS AT THE NOVO-URENGOYSKOYE FIELD

S.I. Mashin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ-21-11)*

I.G. Fattakhov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

Abstract. The paper discusses the problems of well operation under difficult conditions at the Kamenskoye field, which are associated with intensive asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD). The factors contributing to the formation of deposits and their negative impact on production are analyzed. A comprehensive approach to improving the efficiency of the well stock is proposed, which includes optimizing the operating modes, using combined methods to combat ARPD, and implementing a monitoring system.

Keywords: Kamenskoye field, ARPD, paraffin deposits, complicated well stock, methods of control, mechanized production, operational efficiency.

Ново-Уренгойское месторождение, являясь одним из ключевых активов в Западно-Сибирском нефтегазовом регионе, сталкивается с комплексом технологических и экологических вызовов, среди которых центральное место занимает проблема рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Несмотря на существующие законодательные требования по уровню утилизации ПНГ (не менее 95%), значительные

объемы газа до сих пор сжигаются на факельных установках, что приводит к негативному экологическому воздействию и безвозвратным потерям ценного углеводородного сырья. В этой связи актуальной задачей является разработка технико-экономического обоснования комплекса методов, позволяющих обеспечить эффективное использование ПНГ с получением максимальной добавленной стоимости.

1. Анализ текущей ситуации и потенциала ПНГ Ново-Уренгойского месторождения

Попутный газ Ново-Уренгойского месторождения характеризуется значительными дебитами и стабильным компонентным составом с высоким содержанием этана, пропана и бутанов, что делает его ценным сырьем для переработки. Однако его использование осложнено рассредоточенностью точек добычи, колебаниями давления и состава, а также значительными капитальными затратами, необходимыми для создания инфраструктуры.

Основные проблемы, связанные с ПНГ:

Экологическая: Факельное сжигание приводит к выбросам парниковых газов (CO_2) и сажи, загрязнению атмосферы.

Экономическая: Потеря потенциального дохода от реализации товарного газа, шифрата (ШФЛУ) и продуктов их переработки.

Регуляторная: Риск штрафных санкций со стороны контролирующих органов за невыполнение нормативов утилизации.

2. Комплекс методов эффективного использования ПНГ

Для достижения целевых показателей утилизации и максимизации экономического эффекта предлагается поэтапное внедрение комплекса взаимодополняющих методов.

2.1. Сбор, подготовка и транспортировка ПНГ

Первоочередной задачей является организация эффективной системы сбора газа с кустовых площадок. Для этого необходимо:

Строительство и модернизация газосборных сетей, обеспечивающих подачу ПНГ на центральный пункт подготовки.

Создание установки комплексной подготовки газа (УКПГ) для осушки, очистки от сернистых соединений и разделения на товарный газ и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ).

Использование мобильных установок предварительной подготовки газа на удаленных и малодебитных кустах.

2.2. Использование ПНГ для энергогенерации

Наиболее быстро реализуемым и экономически эффективным на первом этапе является использование ПНГ в качестве топлива для генерации электроэнергии и тепла.

Строительство газопоршневых или газотурбинных электростанций (ГТЭС) для энергоснабжения промышленных объектов. Это позволяет значительно снизить затраты на закупку электроэнергии из внешних сетей.

Когенерация - одновременная выработка электроэнергии и тепла для нужд технологического процесса (подогрев сепараторов, поддержание температуры в резервуарах), что повышает общий КПД системы.

2.3. Глубокая переработка ПНГ с получением продуктов с высокой добавленной стоимостью

Для долгосрочной перспективы и максимизации доходности наиболее предпочтительным является путь глубокой переработки.

Выделение и отгрузка ШФЛУ на газохимические комплексы для дальнейшего производства полимеров и другой нефтехимической продукции.

Организация на территории месторождения или вблизи него модульных установок по производству сжиженного углеводородного газа (СУГ) - пропан-бутановой смеси, пользующейся стабильным спросом.

Рассмотрение проектов малотоннажного производства метанола, используемого в качестве реагента для борьбы с гидратообразованием, либо как товарная продукция.

3. Оценка экономической и экологической эффективности

Внедрение предложенного комплекса мероприятий на Ново-Уренгойском месторождении позволит достичь следующих результатов:

Повышение уровня утилизации ПНГ до 97-98%, что обеспечит соответствие строгим экологическим нормативам.

Снижение эксплуатационных затрат за счет собственной энергогенерации на 20-25%.

Создание новых источников дохода от реализации товарного газа, ШФЛУ, СУГ и электроэнергии.

Сокращение углеродного следа добывающих операций, что улучшает экологический имидж компании и открывает доступ к «зеленому» финансированию.

Окупаемость капитальных вложений в строительство УКПГ и ГТЭС, по предварительным расчетам, составляет 4-6 лет, что является приемлемым показателем для проектов такого масштаба.

Эффективное использование попутного нефтяного газа на Ново-Уренгойском месторождении является не только императивом экологического законодательства, но и стратегической возможностью для повышения экономической устойчивости добывающего предприятия. Предложенный комплексный подход, сочетающий инфраструктурные проекты, энергогенерацию и глубокую переработку, позволяет трансформировать ПНГ из объекта затрат в прибыльный актив. Реализация данной программы обеспечит рациональное недропользование, диверсификацию бизнеса и укрепление позиций компании на рынке энергоресурсов.

Список использованных источников:

1. Петров, К.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа: проблемы и решения / К.А. Петров, Л.М. Сидорова. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2020. - 198 с.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». - М.: ЗАО «НТЦ ПБ», 2021.
3. Голиков, А.Д. Современные технологии утилизации ПНГ на месторождениях Крайнего Севера / А.Д. Голиков // Газовая промышленность. - 2022. - № 5 (780). - С. 56–61.
4. Патент № RU 2784567C1. Способ комплексной подготовки и использования попутного нефтяного газа на удаленных месторождениях / В.П. Белов, М.С. Игнатьев; заявл. 15.03.2021; опубл. 23.11.2022.
5. Экономическое обоснование инвестиций в проекты утилизации ПНГ / Т.И. Фролова [и др.] // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2021. - № 12. - С. 45–51.
6. Справочник по проектированию и эксплуатации установок переработки газа / под ред. Н.В. Колесникова. - СПб.: Недра, 2019. - 487 с.
7. Анализ технологий малотоннажной переработки ПНГ в сжиженные газы / Е.Л. Маркова // Территория Нефтегаз. - 2023. - № 1-2. - С. 28–33.

УДК 553.9

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПОДАЧИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

В.Ю. Медведев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

Г.Р. Шаликов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

Аннотация. В качестве эффективного инструмента предотвращения эксплуатационных осложнений скважин применяется инновационная методика доставки химических реагентов через капиллярные системы. Эта технология обеспечивает точное и дозированное введение ингибиторов и сопутствующих веществ непосредственно в продуктивные ёмкости углеводородного коллектора, создавая контролируемую среду для их

взаимодействия с нефтью. Применение капиллярной подачи позволяет не только оптимизировать процессы извлечения углеводородов, но и снижать негативное воздействие на эксплуатационное оборудование, включая коррозию металлических элементов и трубопроводных систем. Основной функциональной целью метода является предотвращение образования парафиновых наростов и отложений неорганических солей, которые могут ухудшать проходимость скважин и нарушать эксплуатационные режимы. Дополнительно использование капиллярных трубок способствует стабилизации химико-физических свойств добываемой продукции за счёт разрушения стойких эмульсий и снижения коррозионной активности жидкости. Таким образом, внедрение данной технологии обеспечивает комплексное повышение эксплуатационной надёжности скважин, способствует поддержанию устойчивого дебита и повышает эффективность интегрированных процессов добычи и подготовки нефти.

Ключевые слова: борьба, осложнения, эмульсия, капиллярная трубка, химический реагент.

UDC 553.9

RESULTS OF WELLS OPERATION USING DEEMULGATOR SUPPLY TECHNOLOGY

V.Y. Medvedev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GR-20-11)*

G.R. Shalikhov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsz-21-11)*

Abstract. To combat complications that arise during the well's operation, the chemical method of using a capillary reagent supply system has proven to be effective. The capillary reagent supply system is designed to accurately and controllably deliver precise amounts of inhibitors and related reagents used in the oil industry directly into oil-containing reservoirs. This system ensures efficient interaction between the reagents and hydrocarbons, optimizing production processes and protecting equipment from corrosion. The main purpose of using this technology is to prevent complications such as paraffin deposits on the walls of pipes and underground equipment and the precipitation of inorganic salts. Additionally, the use of a capillary tube helps to reduce the corrosive activity of the extracted product and break down persistent emulsions that affect the physical properties of the extracted product.

Keywords: struggle, complications, emulsion, capillary tube, chemical reagent.

Методика непрерывного введения химических реагентов через капиллярные трубки представляет собой высокоэффективный инструмент управления процессами в скважинах и значительно превосходит традиционные способы доставки реагентов. Данная технология обеспечивает стабильное дозирование веществ, возможность оперативной корректировки их состава и концентрации, а также универсальность применения вне зависимости от типа эксплуатационных осложнений.

Капиллярная подача позволяет точно направлять минимальный необходимый объём реагента в конкретные участки скважины - ниже уровня установки, на всасывающий тракт насоса или непосредственно в зону образования отложений. В качестве активного компонента в системе используется деэмульгатор ХИМТЕХНО-118Н4, представляющий собой раствор блоксополимеров окисей этилена и пропилена в нефтяном сольвенте или в смеси сольвент–метанол с различными пропорциями компонентов.

Функционально деэмульгатор способствует разрушению устойчивых эмульсий, разделяя их на дисперсную и диспергирующую фазы. В нефтедобыче это позволяет эффективно извлекать воду из водонефтяной эмульсии, тогда как в системах водоочистки аналогичные реагенты применяются для удаления взвешенных загрязнений. Интеграция

капиллярной подачи с использованием деэмульгатора обеспечивает целенаправленное воздействие на проблемные зоны, оптимизирует физико-химические свойства продукции и повышает эффективность добычи углеводородов, одновременно снижая риск повреждения оборудования.

В условиях Ивинского месторождения капиллярная трубка была внедрена на 4 скважинах, которые показаны в (таблице 1)

Таблица 1 – Результаты работы скважины до и после применения технологии подачи реагента по капиллярной трубке в условиях Ивинского месторождения

№ скважины	до внедрения				после внедрения			
	Qн, тн/сут	Qв, м3/сут	Qжид, м3/сут	МРП, сут	Qн, тн/сут	Qв, м3/сут	Qжид, м3/сут	МРП, сут
2035	1,6	2,7	4,5	292	1,7	3,2	5,1	410
2020	1,2	2,5	3,8	350	1,4	3,2	4,7	490
2053	1,5	4,6	6,2	390	1,6	5,0	6,8	560
2013	1,4	3,6	5,1	320	1,5	4,1	5,7	600

Анализ эксплуатационных показателей Ивинского месторождения показал, что внедрение технологии непрерывной капиллярной подачи химических реагентов оказывает положительное влияние на работу скважин. После применения данной методики наблюдалось повышение дебита нефти и сопутствующей воды, а также увеличение продолжительности межремонтного периода. Дополнительно использование капиллярной подачи способствовало снижению механической нагрузки на скважинное оборудование в среднем на 915 кг на одну скважину, что значительно повышает эксплуатационную надёжность.

Продукция Ивинского месторождения отличается высокой вязкостью, что создаёт эксплуатационные трудности, включая обрывы оборудования, вызванные возрастанием нагрузок. Для снижения риска таких осложнений на четырёх скважинах была реализована технология подачи деэмульгатора через капиллярные системы. Этот подход позволил направленно воздействовать на проблемные зоны, разрушать стойкие эмульсии и стабилизировать физико-химические свойства добываемой продукции.

Результаты наблюдений подтвердили высокую эффективность метода: стабилизирован дебит скважин, снижены нагрузки на оборудование, а эксплуатационные показатели улучшены. Таким образом, применение капиллярной системы для доставки деэмульгаторов в условиях Ивинского месторождения доказало свою целесообразность и выступает эффективным инструментом повышения технологической и экономической результативности добычи углеводородов

Список использованных источников:

1. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / О. В. Давыдова, Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, А. Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. – № 11-2 (47). – С. 197-224.
2. Альмухаметова Э. М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи / Э. М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 20-27.

3. Альмухаметова Э. М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 33-39.
4. The analysis of the hydraulic fracturing efficiency at the Potochnoe field facility AV1-2 / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. I. Zakirov, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 8. – Номер статьи 082004. – Pp. 1-7.
5. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
6. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
7. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
11. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
12. Атажонova, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонova, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
13. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015

- года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
14. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
15. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
16. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
17. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
18. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
19. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
20. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
21. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
22. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
23. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ЩЕЛОЧНОЙ ПОЛИМЕРСУСПЕНЗИОННОЙ КОМПОЗИЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ш.Г. Мингулов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

Р.Р. Идиятуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском студент гр. ГРСЗ-21-13)

Аннотация. данная статья посвящена применению щелочной полимерсuspензионной композиции для повышения нефтеотдачи пластов. Данная композиция сочетает эффект щелочи, которая взаимодействует с нефтью, снижая межфазное натяжение, и полимера, повышающего вязкость закачиваемой воды для выравнивания профиля приемистости. Метод позволяет создавать в призабойной зоне фильтрационные барьеры, перераспределять фильтрационные потоки и доотмывать нефть из обводненных зон. В работе подчеркивается, что ЩПСК превосходит традиционные полимердисперсные системы за счет большего объема тампонирующего осадка и повышенной подвижности. В итоге, комплексное воздействие щелочи и полимера существенно увеличивает охват пласта заводнением и эффективность вытеснения нефти.

Ключевые слова: щелочная полимерсuspензионная композиция, полиакриламид, щелочь, поверхностно-активные вещества, фильтрационные потоки, краевой угол смачивания, поверхностное натяжение.

UDC 622.276

THE USE OF AN ALKALINE POLYMER SUSPENSION COMPOSITION IN THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS

Sh.G. Mingulov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

R.R. Idiyatullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ-21-13)*

Abstract. This article is devoted to the use of an alkaline polymer suspension composition to enhance oil recovery. This composition combines the effect of an alkali that interacts with oil, reducing interfacial tension, and a polymer that increases the viscosity of the injected water to equalize the pickup profile. The method makes it possible to create filtration barriers in the bottomhole zone, redistribute filtration flows, and drain oil from flooded areas. The work emphasizes that SCPSC is superior to traditional polymer-dispersed systems due to a larger volume of tamponing sediment and increased mobility. As a result, the combined effect of alkali and polymer significantly increases the coverage of the reservoir by flooding and the efficiency of oil displacement.

Keywords: alkaline polymer suspension composition, polyacrylamide, alkali, surfactants, filtration flows, wetting edge angle, surface tension.

Щелочная полимерсuspензионная композиция (ЩПСК) представляет собой грубодисперсную систему с твердой дисперсной фазой, которой является чаще всего высокомолекулярный химический реагент-полимер - полиакриламид и жидкой дисперсионной средой – щелочью.

Полиакриламид является полимером, который образуется из акриламидных субъединиц ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$). Существует в виде белых гранул или порошка. Полиакриламид не токсичен, хотя неполимерный акриламид является нейротоксином. Очень

гигроскопичный, образует мягкий гель при гидратации, который применяется в электрофорезе в полиакриламидном геле и в производстве контактных линз. Неразветвленные формы также используются в качестве загустителя и суспендирующего агента.

Глубокопроникающая обработка призабойных зон нагнетательных скважин щелочной полимерсуспензионной композицией позволяет существенно увеличить текущую нефтеотдачу объектов путем регулирования профилей приемистости скважин, создания фильтрационных барьеров на путях преимущественного продвижения закачиваемой в пласт воды, доотмыва нефти из обводненных интервалов, пропластков и зон. ЩПСК получается путем создания структурированных вязкоупругих систем за счет добавления глинистых, торфяных или меловых частиц в полимерные растворы, в частности, растворы полиакриламида (ПАА).

Отличие ЩПСК от традиционных полимердисперсных систем (ПДС) заключается в том, что в композицию дополнительно вводятся раствор щелочи и бактерицид. Добавка щелочи приводит, во-первых, к увеличению, по сравнению с ПДС, объема тампонирующего осадка и, во-вторых, придает системе большую подвижность [1].

Таким образом, можно сделать вывод, что щелочная полимерсуспензионная композиция объединяет в себе два отдельных метода: закачки щелочи и полимера в пласт. Для того, чтобы разобраться в истинном действии щелочной полимерсуспензии на пласт рассмотрим по отдельности, как влияет на характеристики пласта закачка щелочи и полимера.

Метод полимерных суспензий основан на закачке в пласт суспензии высокомолекулярного водорастворимого полимера со сшивающим агентом в инертной жидкости. Полимерные частицы заполняют только трещины, существующие в призабойной зоне скважины. По мере замещения жидкости-носителя закачиваемой водой происходят набухание водорастворимых полимерных частиц и образование прочного геля. Постепенное растворение полимерного геля приводит к образованию полимерного раствора, создающего внутри пласта загущенную оторочку и остаточный фактор сопротивления на участках движения воды. Изменение фильтрационных потоков после адсорбции полимера наглядно видно на рисунке 1.

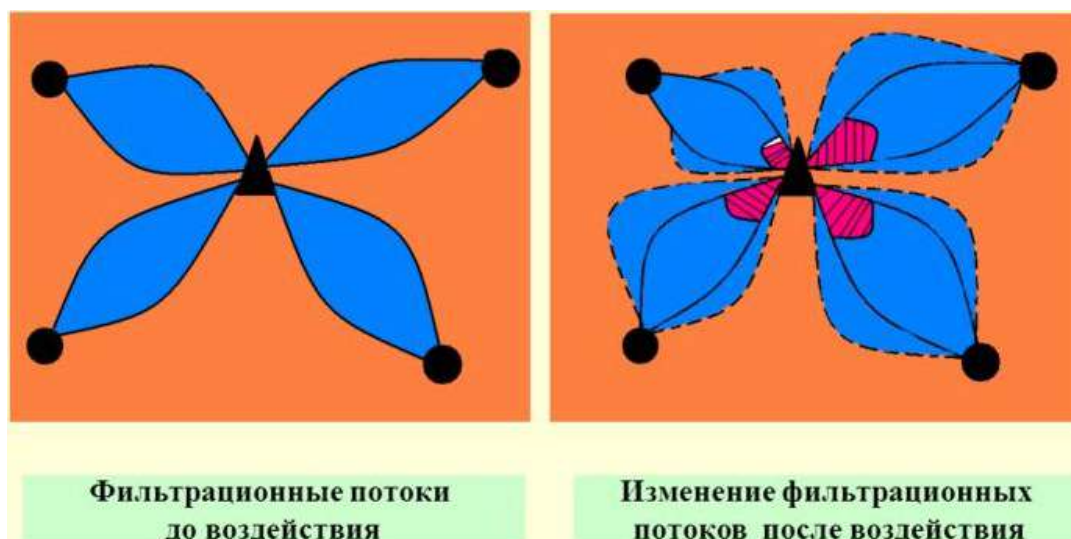


Рисунок 1 – Изменение фильтрационных потоков после воздействия

Большинство природных углеводородов содержат в своем составе компоненты, представленные органическими кислотами, однако их концентрация и характеристики варьируются в широких пределах.

При закачке оторочки высококонцентрированного щелочного раствора в пласт происходит химическая реакция взаимодействия пластового флюида с закаченной оторочкой. В результате которой, образуются поверхностно-активные вещества. Образовавшиеся ПАВы снижают межфазное натяжение на границе раздела двух фаз – «нефть – щелочь». А также изменяют смачиваемость горной породы. Делают ее более гидрофильной.

В процессе химической реакции взаимодействия закаченной в пласт оторочки щелочи с углеводородами активного состава происходит образование дисперсной системы в виде эмульсии типа – «нефть в воде», однако при закачке высокообводненной оторочки щелочи увеличивается их вязкость. А при взаимодействии с углеводородами неактивного состава образуются эмульсии – «вода в нефти», при этом они уменьшают свою вязкость [2].

Проведенные опыты показали высокие нефтевытесняющие свойства эмульсии: при одинаковых объемах количество вытесненной нефти в случае применения эмульсии на основе активной нефти было практически таким же, как и в случае закачки раствора акустической соды с низким межфазным натяжением, и существенно выше, чем при вытеснении водой.

Опытно-промышленное применение щелочной полимерсуспензионной композиции показало положительные результаты в вытеснении остаточной нефти в пласте, как окисленной, то есть охваченной заводнением, так и нефти первичного строения, которые имеет все свои первоначальные свойства и которая не тронута заводнением, зажатая в недренируемых участках, плохо проницаемых пропластках.

Большое влияние в вовлечение в разработку остаточных запасов нефтей является изменение смачиваемости горной породы. Данный процесс происходит в результате выпадения продуктов реакции взаимодействия оторочки высококонцентрированной щелочи с углеводородами на поверхность горной породы. В результате адсорбции продуктов реакции поверхность породы становится гидрофильной.

Закачка высококонцентрированных оторочек щелочи в пласт позволяет эффективно уменьшать краевой угол смачивания горной породы водой, что, как отмечалось, повышает коэффициент вытеснения нефти водой. В карбонатных коллекторах изменение смачиваемости зависит от наличия в нефти азотсодержащих компонентов, которые, адсорбируя, гидрофилизируют их, а щелочные растворы эффективнее вытесняют нефть с поверхностей [3].

В ходе проведения опытно-промышленного испытания по закачке высококонцентрированных оторочек щелочи в пласт было выявлено, что происходит изменение фазовой проницаемости в пласте. Движение нефти в проницаемых поровых каналах коллектора улучшается, а воды наоборот – ухудшается.

Наличие глин в породе пласта снижает активность агента за счет ионного обмена между ними. В глине имеются ионы водорода, вступающие в реакцию с ионами гидроокиси закачиваемого раствора щелочи, в результате чего снижается pH раствора [4].

Щелочная полимерсуспензионная композиция представляет собой дисперсную систему, в которой дисперсной средой является высококонцентрированный раствор щелочи, а дисперсной средой – полимер. Чаще всего в качестве полимера используется полиакриламид. Потому что даже незначительное его содержание в растворе позволяет в несколько раз увеличивать вязкость воды, тем самым изменяя фильтрационные направления потоков воды, вовлекая в разработку ранее неохваченные заводнением зоны пласта [5].

Список использованных источников:

1. Закиров А.З., Закиров Э.З., Индрусимова Л.А. Синергетический эффект щелочно-полимерной суспензионной композиции для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 68-71.

2. Коршак В.Н., Леонова Е.А., Гарипов Р.Р. Исследование реологических и фильтрационных свойств щелочно-полимерных суспензий для применения в условиях карбонатных коллекторов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2019. – № 11. С. 44-50.
3. Султанов Р.Г., Хабибуллин Р.А., Галиакберов А.М. Лабораторные исследования эффективности вытеснения нефти композициями на основе суспензированных щелочных реагентов и полимеров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 54-59.
4. Минголин А.В., Макаренко В.П., Усманов Р.Р. Новые химические композиции для комбинированного метода увеличения нефтеотдачи на основе дисперсных систем // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2017. – № 3. – С. 32-37.
5. Котов С.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов: учебное пособие. – М.: Недра, 2016. – 345 с.
6. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
7. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
8. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
9. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
10. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
11. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
12. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
13. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-

практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

14. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ш.Г. Мингулов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.В. Косовский

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз 21-11)

Аннотация. В настоящее время для нефтедобывающих предприятий актуальна задача увеличения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) для увеличения проницаемости с целью интенсификации добычи углеводородов. Снижение проницаемости ПЗП зависит от множества факторов.

В статье рассматривается обоснование соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта для увеличения проницаемости на Южно-Ягунском месторождении.

Ключевые слова: скважина, призабойная зона пласта (ПЗП), коллектор, солянокислотная обработка (СКО), месторождение.

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF THE BOTTOM-HOLE FORMATION ZONE TO INCREASE PERMEABILITY AT THE YUZHNO-YAGUNSKOYE FIELD

Sh.G. Mingulov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

M.V. Kosovsky

*(of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, students of group GRcz 21-11)*

Abstract. Currently, the task of increasing the permeability of the near-wellbore zone (NWT) is relevant for oil production companies in order to increase permeability in order to intensify hydrocarbon production. The decrease in NWT permeability depends on a variety of factors. The article discusses the justification of hydrochloric acid treatment of the near-wellbore zone to increase permeability at the Yuzhnoyagunskoye field.

Keywords: well, reservoir bottom zone (RBZ), reservoir, hydrochloric acid treatment (HCA), field.

Южно-Ягунское нефтяное месторождение эксплуатируется с 1983 г. и находится на третьей стадии разработки.

В течение разработки Южно-Ягунского месторождения отмечается снижение показателей эффективности эксплуатации скважин, как нефтяных так и нагнетательных, в т.ч. пластовое давление, дебит, обводненность сырья, фильтрационная емкость.

Для увеличения эффективности эксплуатации нефтяных скважин в частности и месторождения в целом, на Южном-Ягуне используют методы увеличения нефтеотдачи пласта и ПЗП.

Согласно данным геологического отчета по рассматриваемому месторождению за 2022 год [5] в процессе нефтедобычи, ПЗП.

Таким образом, призабойная зона пласта за весь период разработки пропускает через себя весь тот объем нефти, воды, газа и газоконденсата, который подымается на поверхность.

Согласно закономерностям физики пласта, в ПЗП могут проявляться фильтрационные свойства ПЗП, ее проницаемости зависит текущий и суммарный объем добычи углеводородов, среднесуточные дебиты добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин. Поэтому важна естественная проницаемость и фильтрация коллекторов ПЗП.

Автор Сизов В.Ф. в своей работе поясняет, что: «при вскрытии продуктивных пластов так же значительна [5].

Но, как показывают данные разработки Южно-Ягунского месторождения, в процессе разработки его скважин, проницаемость пород ухудшается в сравнении с первоначальной, естественной из-за отложения в породах ПЗП глинистых частиц, смолы, асфальтенов, парафина, солей и т.д.

В статье автор Андаева Е.А пишет, что: «процессу разработки характерно возрастание сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижения дебита скважин и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗП.

Под воздействием на призабойную зону пластов предполагается комплекс осуществляемых в скважинах работ по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в непосредственной близости от скважины. В результате комплекса физико-химических процессов, протекающих в длительный геологический период, в продуктивном пласте существует определенное равновесие между насыщающими пласт флюидами. После его вскрытия скважиной, в призабойной зоне происходят и будут происходить различные процессы, нарушившие или нарушающие первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние поровой среды.

Данные процессы возникают с момента вскрытия пласта, а по мере эксплуатации объекта распространяются вглубь пласта» [1].

Так же в статье Аданевой Е.А. говорится, что: «в результате вокруг скважины образуются две зоны: «скиновая» зона, которая характеризуется радиусом r_s и проницаемостью k_s , и удаленная часть пласта с естественной проницаемостью k (рисунок 1).

Через ПЗП на забой скважины происходит фильтрация пластового флюида.

Если же фильтрационно-емкостные свойства пород ПЗП по сравнению с первоначальным состоянием пласта по каким-либо причинам изменились (ухудшение или улучшение), то и продуктивность его будет иной по сравнению с природным ее значением.

Состояние ПЗП при вскрытии пласта определяется: литологическим составом пород, их плотностью; механическими напряжениями в породе; гидродинамическим влиянием трещин; загрязнением пород; фильтрационным движением жидкостей, распределением давления и температуры в пласте» [1].

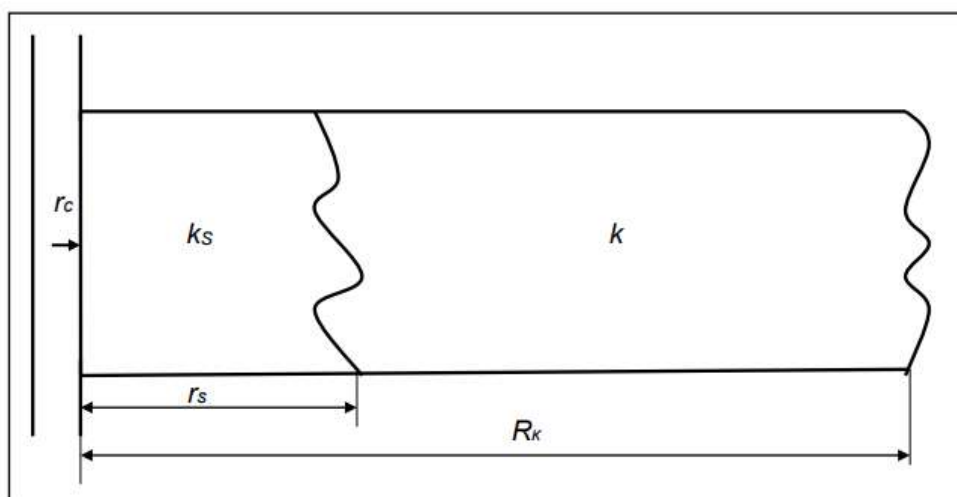


Рисунок 1 - Расположение «скиновой» зоны и удаленной части пласта с естественной проницаемостью

Таким образом, уменьшение данных показателей проницаемости ПЗП снижает среднесуточные дебиты углеводородов в добывающих скважинах и приемистости в нагнетательных скважинах.

Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают или восстанавливают за счет создания или увеличения имеющихся дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, удаления из призабойной зоны смолопарафиновых отложений, окислов железа, механических примесей и т.д.

Согласно данным, указанным автором Кудиновым В.И: «условно методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин разделяют на химические, механические, тепловые, физические и вибрационные» (рисунок 2).



Рисунок 2 – Основные виды методов увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин

Не редко, когда эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно для получения лучших результатов.

Химические методы чаще применяются и дают хорошие результаты в карбонатных коллекторах, а также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества.

Химические методы воздействия применяют, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗП (соли, железистые отложения и др.). Наиболее эффективным и часто применяемым методом обработки призабойной зоны скважин с целью восстановления или улучшения проницаемости являются кислотные обработки.

Чаще всего кислотные обработки проводят с использованием соляной (HCl) и фтористоводородной (HF) кислоты.

Как описано в учебнике автора Кудинова В.И.: «Соляно-кислотная обработка скважин основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы-известняки, доломиты, доломитизированные известняки, слагающие продуктивные породы нефтяных и газовых месторождений, что показано на рисунке 3».



Рисунок 3 - Соляно-кислотная обработка скважин

Таким образом, карбонатные коллектора на территории месторождений ХМАО к настоящему времени являются основными объектами, в которых еще имеются достаточно значительные промышленно извлекаемые запасы нефти.

Однако в связи со структурной сложностью этих коллекторов, высокой неоднородностью их ФЕС, а также содержанием в них более вязкой нефти процесс их разработки в настоящее время представляет собой сложную технологическую проблему.

При этом решение этой проблемы значительно усложняется непостоянством во времени вышеуказанных свойств карбонатных коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов обусловленным постепенным падением пластовых давлений, приводящим к смыканию флюидопроводящих каналов, повышению обводненности продукции, приводящей к гидрофилизации парово-трещинного пространства, растущей вязкости нефти, обусловленной активным протеканием окислительно-восстановительных процессов на границе нефте-водораздела и по мере охлаждения пластов - увеличением интенсивности отложения АСПО в порово-трещинных каналах пласта и в ПЗП.

Все вышесказанное отражается на эффективности применения с целью повышения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах различных МУН, основанных на технологии СКО.

Фактически в настоящее время происходит значительная эволюция этой технологии, результатом которой явилось появление ее новых более совершенных модификаций, а именно:

- а) технология традиционной (классической) СКО;
- б) технология искусственных кавернонакопителей нефти (ИКНН);
- в) технология направленной соляно-кислотной обработки (НСКО);
- г) технология глубокой соляно-кислотной обработки (ГСКО);
- д) технология термокислотной обработки (ТКО);
- е) технология виброкислотной обработки (ВКО);
- ж) технология имплюзионно-кислотной обработки (ИКО).

Отличительной особенностью современных модификаций СКО является их комплексирование с другими методами физического воздействия на коллектор и ПЗП.

Так, НСКО применяется в комплексе с химическими составами, блокирующими промытые водой прослои карбонатного пласта, ГСКО применяется в комплексе с замедлителями ее реагирования с карбонатной составляющей горной породы, ТКО – в комплексе с мощным температурным воздействием на ПЗП, ВКО – в комплексе с вибрационной обработкой ПЗП, а ИКО – в сочетании с глубокой и периодической имплюзионной обработкой ПЗП.

Анализ эффективности перечисленных модификаций технологий СКО показал, что она в некоторых случаях может достигать 70% и более при условии обоснованного выбора объекта обработки (карбонатного пласта), на основе учета не только текущего состояния его коллекторских и фильтрационно-емкостных (ФЕС) свойств, но также общей геолого-промысловой обстановки на Южно-Ягунском месторождении.

Таким образом, применение СКО призабойной зоны пласта на скважинах Южно-Ягунского месторождения позволяет увеличение проницаемости призабойной зоны пласта с целью интенсификации добычи углеводородов.

Список использованных источников:

1. Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 191-196.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений; Москва: Книга, 2019. - 332 с.
3. Минханов, И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учеб. пособие для вузов / И. Ф. Минханов, С. А. Долгих, М. А. Варфоломеев ; Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96с.
4. Геологический отчет Южно-Ягунскому месторождению за 2022 г.
5. Техничко-экономическое обоснование освоения Южно-Ягунского месторождения, СибНИИ НП 2020 г.
6. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
7. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

8. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
11. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
12. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
13. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
14. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
15. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
16. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
17. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
18. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
19. Атажонов, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых,

аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

20. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

21. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.

22. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

23. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.

24. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.

УДК 622.276.72

НЕОБХОДИМОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА СКВАЖИНАХ СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ш.Г. Мингулов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

С.Р. Латыпова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студенты группы, ГР-20-11)*

Аннотация. Современный этап развития нефтяной промышленности Российской Федерации характеризуется осложненными условиями разработки месторождений, увеличением обводнённости продукции, уменьшением пластового давления, падением темпа отбора жидкости. На нефтяных месторождениях большинство эксплуатационных скважин работают в осложненных условиях. Поэтому вопрос о поддержание эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии очень важен. Практически все месторождения нашей страны эксплуатируются механизированным способом, а именно установками электроцентробежных насосов. Асфальтосмолопарафиновые отложения встречаются во всех регионах добычи нефти и газа, что существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, осложнения, добыча, парафины, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы.

UDC 622.276.72

THE NEED TO IMPLEMENT METHODS TO COMBAT ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS AT WELLS OF THE SEVERO-OSTANINSKOYE FIELD

Sh.G. Mingulov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract The current stage of development of the Russian oil industry is characterized by challenging field development conditions, increasing water cut, decreasing reservoir pressure, and declining fluid production rates. Most production wells at oil fields operate in challenging conditions. Therefore, maintaining production wells in working condition is crucial. Nearly all of our country's fields are operated mechanically, specifically using electric submersible pumps. Asphalt, resin, and paraffin deposits are found in all oil and gas production regions, significantly complicating field development and leading to the failure of submersible equipment.

Key words: oil, gas, field, formation, complications, production, paraffins, asphalt-resin-paraffin deposits, control methods.

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит множество органических и неорганических соединений.

В условиях пласта нефтепарафиновые соединения пребывают в растворённом состоянии. При этом на одном МР концентрация парафинов в сырье может существенно различаться в зависимости от участка, как правило, увеличиваясь по мере увеличения глубины залегания пласта.

Изучение доступных способов предотвращения и ликвидации устойчивых водопарафиновых эмульсий и АСПО свидетельствует о наибольшей эффективности применения химических методов. К числу таких относятся введение реагентов, обеспечивающих удаление уже сформированных отложений, препятствующих их дальнейшему возникновению или способствующих разложению сложных водонефтяных систем. Однако при реализации химических методов остаётся актуальной проблема корректного подбора состава реагента для каждого конкретного вида скважинной продукции с учётом его уникальных физико-химических характеристик. Это во многом объясняется недостаточной изученностью процессов взаимодействия между нефтяными дисперсными системами и поверхностно-активными веществами.

Проанализируем состояние фонда скважин Северо-Останинского месторождения.

Анализ распределения скважин Северо-Останинского месторождения по дебитам нефти на 01.01.2024 г. показал, что 7 из 9 скважин работают с дебитом нефти менее 20 т/сут., скважина № 3 с дебитом – 30 т/сут., и скважина № 1г работает с дебитом – более 40 т/сут.

Суммарный дебит нефти по месторождению начал интенсивно снижаться в апреле, что обуславливается интенсивным ростом обводненности выбытием ее из добычи в мае.

Характеристики работы фонда скважин представлены на рисунках.

Расхождение дебитов жидкости между общим и базовым фондом объясняется выбытием из базового фонда и добычи скважины в мае, и включением в апреле в общий фонд из бездействия скважины с добычей жидкости в месяц в среднем 3300 т и обводненностью 99 %. Средние и суммарные дебиты по жидкости в августе и сентябре снижаются, что связано с регулировкой работы насоса скважины. Обводненность скважин в среднем держится на уровне 70-90 % и, в целом, имеет тренд к увеличению.

Основными проблемами добычи нефти Северо-Останинского месторождения являются: высокая температура пласта; образование АСПО; обводненность.

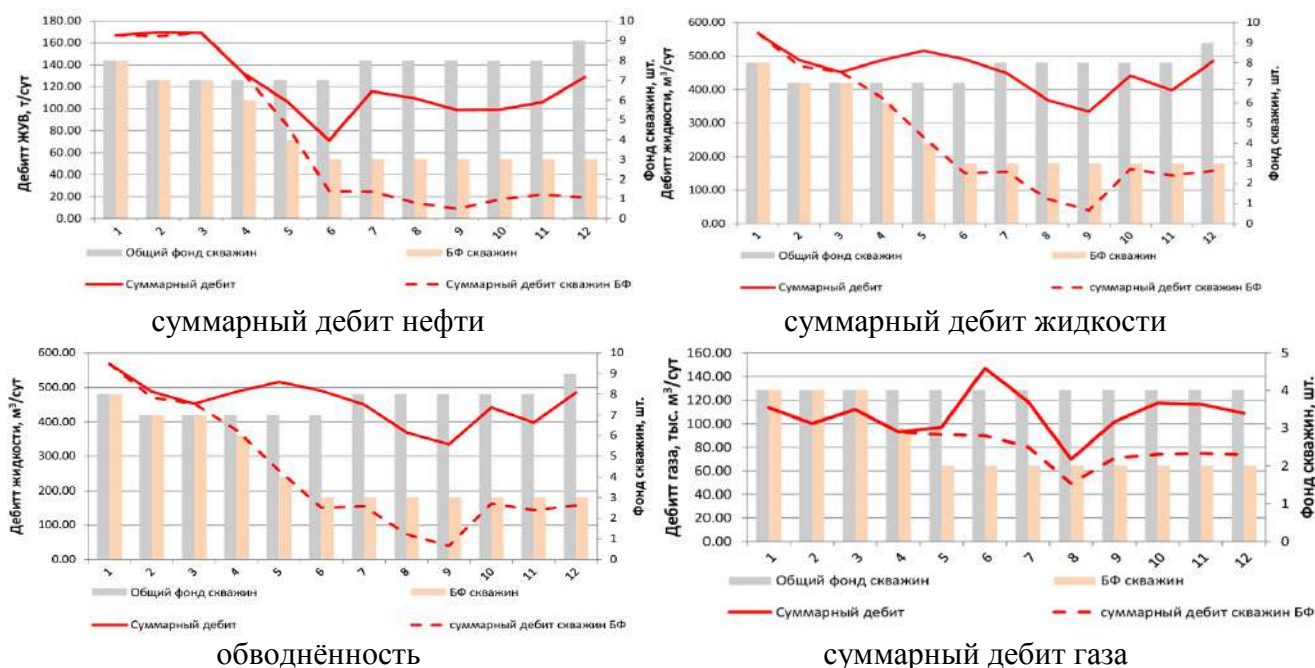


Рисунок 1 - Характеристики работы фонда скважин

В настоящий момент на производстве используют трубы с полимерным покрытием, полимерное покрытие позволяет защитить внутренние стенки НКТ от коррозии и образования отложений при эксплуатации.

Борьба с АСПО при помощи химических ингибиторов.

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и нефтепроводов считается обработка составами, препятствующими образованию асфальтосмолопарафиновых отложений, позволяющая достичь высоких результатов при относительно простой организации работ. Кроме того, действие применяемых реагентов сохраняется длительное время.

Применение насосно-компрессорных труб с полимерным покрытием.

Использование насосно-компрессорного трубопровода с покрытием способствует значительному увеличению межремонтного интервала на скважинах с интенсивным парафинообразованием – в среднем, срок эксплуатации возрастает примерно вчетверо. Благодаря низкой адгезии осадков к специальному покрытию резко снижается необходимость проведения термообработки. Возникающие отложения формируются в виде легко удаляемой тонкой плёнки, которую можно устранить гидродинамическими методами.

Технология удаления АСПО применением греющего кабеля.

Внедрение установок подогрева нефти основано на использовании специального нагревательного кабеля в сочетании со станцией управления и высоковольтным трансформатором марки ТМГН (либо без него).

Рабочий принцип установок заключается в поддержании повышенной температуры внутренней поверхности насосно-компрессорных труб по всему стволу скважины посредством термоизоляционного кабеля протяжённостью до зоны максимального образования парафина.

Конструкция этого элемента рассчитана на работу при значительном давлении и температурном градиенте, а также при вертикальном размещении внутри насосно-компрессорных труб и воздействии агрессивной среды. Схематическое устройство установки представлено на соответствующем рисунке.

Эта технология успешно апробирована на промышленных объектах ряда отечественных нефтяных компаний. Её эффективность подтверждена опытно-

промышленными испытаниями. В настоящее время установки широко применяются для депарафинизации скважин с использованием ЭЦН, а также фонтанирующих и газлифтных скважин различного профиля добычи.

Эксплуатация электрокабельных систем подогрева приводила к заметному росту дебита по всем видам используемых насосов. Особенно выражено продление срока службы погружного оборудования за счёт стабилизации режима непрерывной перекачки и уменьшения механической нагрузки вследствие снижения вязкости добываемой жидкости по стволу лифта.

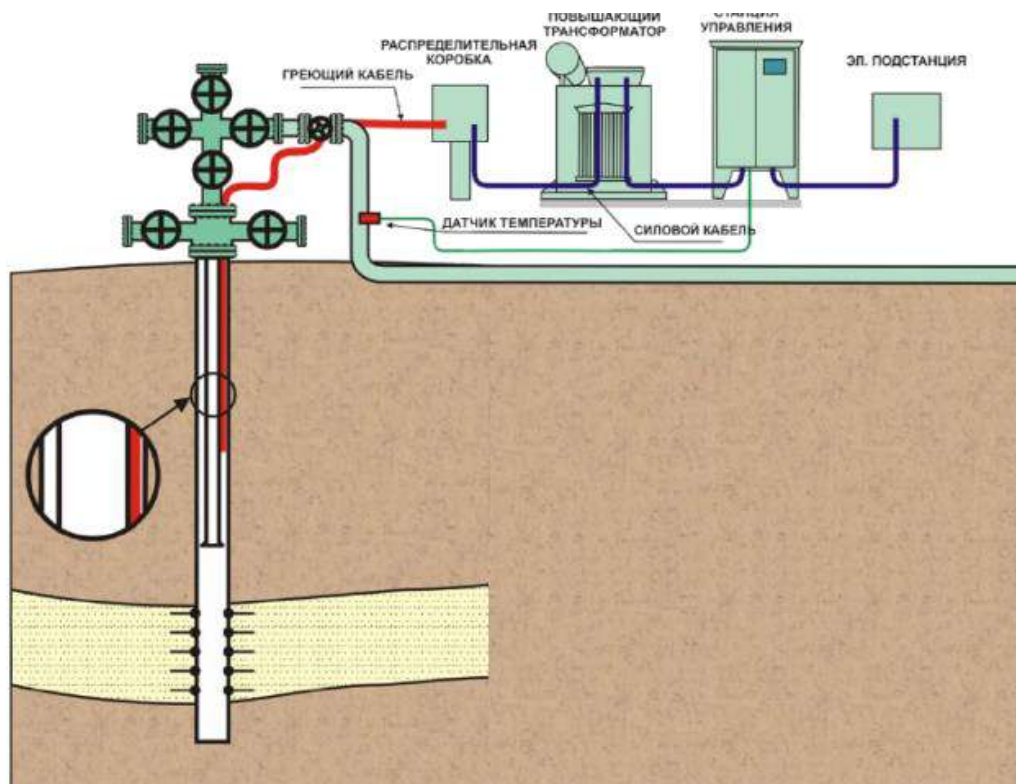


Рисунок 2 - Установка подогрева скважин

Значительным преимуществом рассматриваемого метода предотвращения накопления твёрдых осадков является его абсолютная экологическая безопасность – герметичные уплотнения полностью исключают загрязнение природной среды.

Проанализировав всевозможные методики борьбы с АСПО выбор был сделан в пользу подогревающего кабеля.

Выводы:

Одним из ключевых направлений повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин является совершенствование методов борьбы с АСПО для увеличения продолжительности межремонтного периода эксплуатации. В результате проведенного анализа было выявлено, что причинами образования АСПО являются: состав отложений, который содержит большое количества парафина (17 % масс.) и смолистых соединений (3 % масс.) и фазовые переходы при изменении термобарических условий. Для предотвращения вредного влияния АСПО на скважинах Северо-Останинского месторождения была предложена методика внедрения УПС.

Список использованных источников:

1. Иванова Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 274-2763

2. Дементьев А. С. Исследование механизма образования парафинов при различных температурных условиях / А. С. Дементьев // Научно-практические исследования. – № 9. – 6(32). – С. 7-11.
3. Отчёт по разработке Северо-Останинского месторождения. – Томск: АО «Востокгазпром», 2010-2024 гг. – 59 с.
4. Регламент составления технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений: РД 153-39-007-96: Минтопэнерго РФ, 1996. – 202 с.
5. Горбаченко В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П. О. Сухого. – 2016. – Т. 1. – № 3 (66). – С. 17-21.
6. Марков А. В. Проблемы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на современном этапе на примере нефтяных месторождений Татарстана и Удмуртии / А. В. Марков, А. А. Липаев // Нефтяная провинция. – 2016. – № 2. – С. 98-105.
7. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
8. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
11. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
12. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
13. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
14. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
15. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A.

Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

16. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

17. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

18. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

19. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

20. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

УДК 681

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИНЫ – ПРОСТАЯ СХЕМА

Д.З. Минивалиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-22-11)

П.А. Щепотьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

М.В Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Аннотация. Рассмотрены задачи и простая схема автоматизации добычи нефти из скважины. Описаны ключевые элементы системы (датчики, контроллеры, исполнительные механизмы, SCADA), её преимущества и экономический эффект. Отмечены современные технологии и перспективы развития, включая применение ИИ и цифровых двойников.

Ключевые слова: автоматизация, добыча нефти, скважина, датчики, контроллер, исполнительные механизмы, SCADA, телеметрия.

UDC 681

AUTOMATION OF THE OIL EXTRACTION PROCESS FROM A WELL IS A SIMPLE SCHEME

D.Z.Minivaliev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group BMP-22-11)

P.A. Shchepotjeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky student of group SGR-24-11)

M.V Selivanova

Abstract The tasks and a simple scheme for automating oil production from a well are considered. The key elements of the system (sensors, controllers, actuators, SCADA), its advantages and economic effect are described. Modern technologies and development prospects, including the use of AI and digital twins, are highlighted.

Keywords: automation, oil production, well, sensors, controller, actuators, SCADA, telemetry.

Автоматизация процесса добычи нефти из скважины – простая схема.

В наше время высокотехнологичность процесса стала неотъемлемой частью нефтедобывающей индустрии. Применение систем мониторинга и управления способствует более эффективной эксплуатации скважин, сокращению затрат и повышению уровня безопасности для работников. Давайте рассмотрим, как выглядит упрощённая модель автоматизации в процессе извлечения нефти.

Основные задачи автоматизации

1 Удержание стабильной добываемости скважины – это обеспечение непрерывной работы насоса или фонтанной арматуры в установленном режиме
2 Мониторинг параметров – включает в себя измерение таких величин как давление температура уровень жидкости и расход
3 Предотвращение ДТП – защита оборудования от возможных перегрузок утечек и резких перемен давления
4 Сбор и передача данных – отправка информации в диспетчерский пункт центр для дальнейшего анализа и планирования действий
Простая электрическая схема автоматизации

2 Скважина оборудована эксплуатационной колонной и устьевой арматурой. Внутри вероятно функционирует погружной насос например ЭЦН или винтовой насос. Датчики давления температуры расходомеры а вдобавок датчики уровня

3 Исполнительные устройства включают частотно регулируемый перекресток электропривод насоса клапаны и системы аварийного отключения

4 Контроллер ПЛК собирает и подвергает анализу данные а также управляет оборудованием

5 Механизм диспетчеризации SCADA отвечает за визуализацию сохранение данных и удалённое управление[7].

Принцип работы

Сенсоры отслеживают изменения параметров контроллер обрабатывает эти данные и вносит корректировки в работу оборудования. При появлении аварий система автоматически выключает насос и передает предупреждение в диспетчерскую[6].

Преимущества автоматизации

• Уменьшение расходов на использование и обслуживание. Продление периода эксплуатации оборудования.

• Возможность функционирования без многократного присутствия оператора.

• Усиление безопасности и надежности в процессе добычи.

Простая схема автоматизации добычи нефти

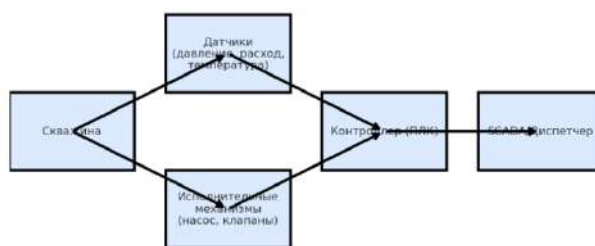


Рисунок 1 - Простая схема автоматизации добычи нефти

С каждым годом требования к эффективности и безопасности в нефтедобыче становятся всё более строгими. Сложные геолого-технические условия и увеличение глубины скважин делают классические методы работы недостаточными. Внедрение высокотехнологичного процесса и цифровых спецтехнологий в процессы добычи нефти открывает возможности для создания «умных месторождений», что позволяет достигать максимальной эффективности при минимальных рисках. Виды высокотехнологичного процесса

1. Локальность процесса осуществляется на ярусе отдельных скважин. В её рамках устанавливаются датчики, контроллеры и исполнительные приборы, которые обеспечивают поддержание стабильного режима работы.

2. Комплексная высокотехнологичность процесса охватывает целые категории скважин и месторождения. При этом формируется единая система управления, которая интегрируется с диспетчерскими центрами и корпоративными ИТ-системами.

Применяемые спецтехнологии

- **Телеметрия** – отвечает за передачу данных о рабочих параметрах скважин в режиме реального времени. **Интеллектуальные скважины** – оборудуются регулирующими задвижками и датчиками, расположенными вдоль ствола. **Предиктивная аналитика** – помогает предсказывать неисправности оборудования и организовывать ремонтные работы. **Интернет вещей IoT** – связывает датчики, контроллеры и серверы в единую сеть. **Временные автоматизированные системы** интегрируют разнообразные технологии. **Телеметрия** – отвечает за передачу данных о рабочих параметрах скважин в режиме реального времени.
- **Интеллектуальные скважины** – оборудуются регулирующими задвижками и датчиками, расположенными по стволу. **Предиктивная аналитика** – помогает предсказывать неисправности оборудования и организовывать ремонтные работы.
- **Интернет вещей IoT** – связывает датчики, контроллеры и серверы в единую сеть [8].

Экономический специфический эффект

Автоматизация нефтедобычи предоставляет множество преимуществ:

- Оптимизация работы насосов позволяет сократить энергопотребление.
- Предиктивное обслуживание помогает уменьшить время простоя.
- Поддержание оптимальных условий работы способствует увеличению дебита скважин.
- Сокращение расходов на персонал и улучшение промышленной безопасности.

Перспективы развития

Перспективы автоматизации в сфере нефтедобычи связаны с использованием следующих инноваций:

- Применение искусственного интеллекта для оптимизации процессов в режиме реального времени. [9]
- Создание цифровых двойников скважин и месторождений, позволяющих моделировать различные сценарии эксплуатации.
- Внедрение

беспилотных технологий для обслуживания скважин. • Интеграция с системами хранения и анализа больших данных (Big Data).

Заключение

Автоматизация добычи нефти из скважины является неотъемлемой частью современного нефтегазового производства. Использование датчиков, контроллеров, исполнительных механизмов и систем диспетчеризации позволяет обеспечить стабильность работы, повысить безопасность и снизить эксплуатационные затраты. [10]. Внедрение современных технологий, таких как телеметрия, интеллектуальные скважины и предиктивная аналитика, способствует росту эффективности и надёжности. Перспективы дальнейшего развития связаны с применением искусственного интеллекта, цифровых двойников и беспилотных технологий, что открывает новые возможности для повышения продуктивности и устойчивого развития отрасли

Список использованных источников:

1. Автоматизация процесса добычи и первичной подготовки нефти. Статья АК Шабояна (2023) рассматривает различные способы добычи нефти, включая фонтанный и насосный методы, а также автоматизацию процессов на этих этапах.

2. Автоматизация кустовой площадки

Работа В.А. Новоселова (2021) посвящена разработке систем автоматизации на уровне кустовой площадки, включая схемы соединений и функциональные схемы.

3. Автоматизация управления технологическим процессом добычи нефти из малodeбитных скважин. Статья описывает методологию управления процессом добычи нефти из малodeбитных скважин, включая динамические модели и алгоритмы управления.

4. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации Работа А.Л. Зарубина (2020) рассматривает нейросетевые методы оптимизации режимов работы нагнетательных скважин, включая схемы и графики.

5. Отечественные решения по автоматизации добычи нефти Статья посвящена отечественным решениям по автоматизации процессов добычи нефти, включая новые разработки и модернизацию существующих систем.

6. Гимазтдинова, Э. А. Описание долат PDC. ООО НПП "БУРИНТЕХ" / Э. А. Гимазтдинова, А. Б. Пулатов, М. В. Селиванова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-806. – EDN EZUBQH.

7. Насосные станции управления / М. В. Селиванова, Э. А. Гимазтдинова, Р. А. Игошин, К. П. Потапова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 891-896. – EDN UDFRKC.

8. Разработка учебно-лабораторного комплекса для изучения основ радиотехники и электроники / К. Т. Тынчеров, Г. Р. Игтисамова, М. В. Селиванова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1006-1009. – EDN DBCLTW.

9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022666061 Российская Федерация. Симулятор электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта на языке программирования Delphi : № 2022665500 : заявл. 17.08.2022 : опубл. 24.08.2022 / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, Ю. В. Варламова, Р. Д. Ганиева ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего

образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN KRBDLF.

10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN LPHLFW.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ ЮЖНО-МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.З. Миннигалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Д.А. Афанасьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы, ГРсз-21-14)

Аннотация. В данной статье проанализировано текущее состояние разработки Южно-Майского месторождения; также уделено внимание анализу энергетического состояния разработки; проанализирована выработка запасов нефти на основе промыслово-геофизических исследований.

Ключевые слова: месторождение, разработка, состояние, выработка, исследования, залежь, пласт, нефть.

UDC 622.276

FEATURES OF OIL PRODUCTION FROM THE STRUCTURES OF THE YUZHNO-MAISKOE OIL FIELD

R.Z. Minnigalimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)

D.A. Afanasyeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GRsz-21-14)

Abstract. This article analyzes the current state of development of the Yuzhno-Mayskoye field; it also focuses on the energy status of the field; and analyzes the development of oil reserves based on field geophysical studies.

Keywords: field, development, condition, production, research, deposit, reservoir, oil.

По административной принадлежности Южно-Майское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области. С географической точки зрения, месторождение находится на юго-востоке Западно-Сибирской низменности, между реками Обь и Иртыш, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби [1].

В геологическом разрезе участка представлены породы, подвергшиеся различным стадиям метаморфизма и дислокации доюрского возраста, а также терригенные отложения мезозойско-кайнозойского чехла платформы с разнообразным литолого-фациальным составом, залегающие несогласно относительно более древних пород основания.

Промышленная продуктивность нефтяных залежей установлена для пластов Ю⁴⁻³₁ (васюганская свита) и Ю₁₄₋₁₅ (тюменская свита). На схематическом изображении представлена компоновка залежей месторождения [2].

Проект опытной эксплуатации исследуемого объекта был подготовлен в 2010 г. На его основании с 2011 г. началась первая стадия освоения – стартовала опытно-промышленная разработка.

Начиная с 2015 г., обеспечивается утилизация не менее 95 % попутного нефтяного газа: в частности, этот показатель составил 99,2 % в 2015 г. и 98,6 % в 2016 г.

К началу 2022 г. на территории месторождения пробурено тридцать три скважины: семнадцать добывающих эксплуатируются, восемь нагнетательных находятся в работе, пять скважин выведены из эксплуатации, три ликвидированы.

Ведётся разработка двух эксплуатационных объектов – Ю⁴⁻³₁ и Ю₁₄₋₁₅.

Объект Ю⁴⁻³₁ введён в промышленную фазу эксплуатации с 2010 г. Здесь пробурено двадцать девять скважин в общей сложности, две дополнительные переведены с объекта Ю₁₅. К началу 2022 г. функционирует 16 добывающих и восемь нагнетательных, четыре скважины простаивают, одна используется как пьезометрическая, две ликвидированы. Реализация проектного фонда составляет 82 % [3].

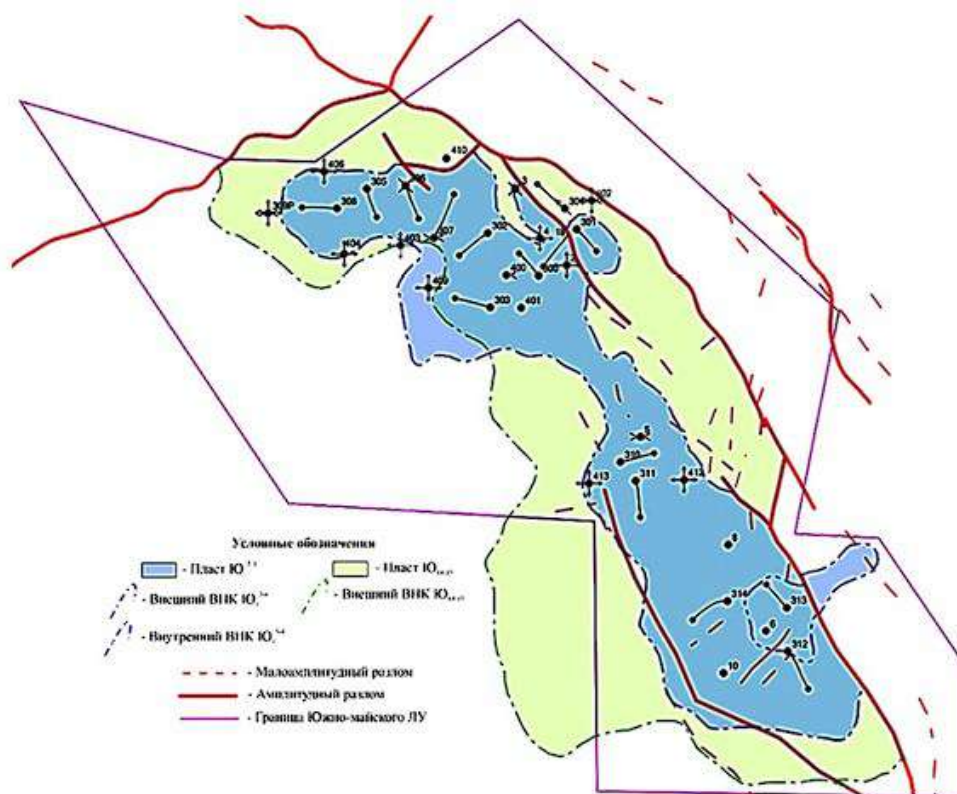


Рисунок 1 - Обзорная схема Южно-Майского месторождения

Таблица 1 - Основные технологические показатели разработки:

Параметр	Пласт		Месторождение
	Ю ⁴⁻³ ₁	Ю ₁₄₋₁₅	
Год ввода в разработку	2010	2008	2008
Текущая добыча нефти, тыс. т/год	157,5	1,5	159,0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	1301	13	1313
Текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,47	0,296	0,397
Утверждённый КИН, доли ед.	0,47	0,294	0,339
Годовая добыча жидкости, тыс. т/год	712,7	9,9	722,6
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	3187,3	73,0	3260,4
Обводнённость, %	77,9	84,6	78,0
Водонефтяной фактор, т/т	3,5	5,6	3,5
Накопленный водонефтяной фактор, т/т	1,5	4,5	1,5
Фонд добывающих скважин, ед.	23	2,0	25
Действующий фонд добывающих скважин, ед.	15	2,0	17
Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.	8	-	8
Средний дебит нефти, т/сут	30,9	4,2	29,1

Параметр	Пласт		Месторождение
	Ю ⁴⁻³ ₁	Ю ₁₄₋₁₅	
Средний дебит жидкости, т/сут	139,8	27,4	132,3
Средняя приёмистость скважин, м ³ /сут	183,6	-	183,3
Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	505,7	-	505,7
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	2675,9	-	2675,9
Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	33	-	66
Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	73	-	73
Добыча попутного газа, тыс. м ³	9149	166	9315

С момента начала разработки извлечено суммарно 1301 тыс. тонн продукции, причём доля отбора запасов составляет 16,9 %. Коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,169 при проектном значении, равном 0,470 доли ед. За предшествующий календарный год объём добычи составил 157,4 тыс. тонн продукции, причём отбор от начальных извлекаемых запасов за год оценивается как 2 %. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины составляет 30,9 тонны, при уровне обводнённости нефти 77,9 %. Систему поддержания пластового давления здесь внедрили, начиная с момента запуска промышленной эксплуатации объекта – на текущий момент действует восемь нагнетательных скважин. Совокупный объём закачанной воды достиг 2 675 900 кубометров, при среднесуточном показателе приемистости – 183,6 кубометра. Текущий коэффициент компенсации составляет 68 %, значение накопленного показателя аналогично [4].

Объект Ю₁₄₋₁₅ введён в промышленную эксплуатацию в 2010 г. На данном участке пробурено четыре скважины, из которых две впоследствии были переведены на вышеописанный объект. По состоянию на начало 2022 г. действующими остаются две добывающие скважины. Доля реализации проектного фонда составляет всего 4 %. За весь период эксплуатации суммарно извлечено 13 тыс. тонн нефти, что соответствует отбору от начальных извлекаемых запасов на уровне 0,2 %. Фактический коэффициент извлечения нефти равен 0,001 при утверждённом значении данного показателя, равном 0,294. В течение 2021 г. объём добычи составил 1,5 тыс. тонн нефти при скорости отбора, составляющей около 0,02 % от НИЗ. Среднесуточная производительность нефтяных скважин достигает порядка

4,2 т при высоком уровне обводнённости нефти (до 84,6 %). Разработка ведётся преимущественно за счёт упруговодонапорных процессов. Из-за отсутствия системы поддержания пластового давления наблюдается закономерное снижение давления в зоне отбора ресурсов. Представляется очевидной необходимость внедрения комплекса мероприятий по ППД. Однако геологические особенности участка, которые состоят в недостаточной проницаемости пласта, составляющей около 1,2 мД, и значительной расчленённости, создают сложности для равномерного продвижения закачиваемой воды и приводят к интенсивному снижению давления у забоев действующих скважин.

Это объясняет актуальность проведения опытно-промышленных испытаний по внедрению системы ППД с использованием горизонтальных скважин и технологии гидроразрыва пласта [5].

Анализ выработки запасов по результатам промыслово-геофизических исследований. Одной из ключевых задач оценки эффективности эксплуатации месторождения является определение объёма остаточных запасов углеводородов и уточнение их пространственного распределения внутри продуктивных пластов исходной залежи. Существует несколько подходов к решению этой задачи. Для оценки динамики отбора запасов применялся метод обобщённых характеристик вытеснения, основанный на использовании эмпирических зависимостей между технологическими показателями разработки и характеристиками процесса вытеснения нефти водой или другими агентами. Метод позволяет комплексно оценить прогресс выработки запасов и динамику формирования водонефтяной зоны пласта посредством сопоставления фактических данных промысловой истории с теоретическими кривыми вытеснения.

Для анализа применялись различные аналитические функции: зависимости Камбарова, Назарова-Сипачёва, Пирвердяна и Сипачёва-Посевича.

Суть методики заключается в подборе параметров моделируемых характеристик вытеснения таким образом, чтобы они максимально точно воспроизводили исторические данные о процессе разработки залежи на заданном временном интервале настройки.

В рамках общепринятого алгоритма анализа сначала проводится оптимизация периода настройки параметров модели с учётом качества аппроксимации фактических данных истории эксплуатации объекта или его участка. Затем выбирается аналитическая зависимость

для описания изменений обводнённости продукции, после чего осуществляется расчёт ожидаемых объёмов дальнейшей добычи продукции [6].

Выводы:

Эксплуатация нефтяных залежей Южно-Майского месторождения характеризуется дифференцированным применением различных методов увеличения нефтеотдачи: первичных (естественная фонтанная работа), вторичных (нагнетание воды или газа) и третичных (методы увеличения нефтеотдачи) технологий воздействия, в т.ч. физико-химических (введение поверхностно-активных веществ, полимерных композиций или щелочей) и термохимических технологий.

Организация разработки осуществляется поэтапно – от ввода объекта до достижения максимального уровня суточной добычи, с последующим переходом к стадии снижения дебитов, вплоть до финального этапа истощения эксплуатационных ресурсов участка.

Список использованных источников:

1. Горпинченко А. Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. Н. Горпинченко, Н. Х. Жарикова, О. В. Савенок. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А. А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. А. Ладенко, О. В. Савенок. – Москва: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
3. Савенок О. В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие / О. В. Савенок, А. С. Арутюнян, С. В. Шальская. – Краснодар: Кубанский государственный технологический университет, 2017. – 203 с.
4. Савенок О. В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 ч.: учебное пособие. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021-2022.
5. Березовский Д. А. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д. А. Березовский, Г. В. Кусов // Наука. Техника. Технологии. – 2017. – № 1. – С. 33-50.
6. Василихин Н. И. О применении гелия в качестве трассера при опытно-фильтрационных работах / Н. И. Василихин, В. К. Учаев // Записки Горного института. – 1982. – Т. 91. – С. 60-63.
7. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
8. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.

9. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
10. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
11. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
12. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
13. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
14. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
15. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
16. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
17. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
18. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
19. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
20. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным

участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

21. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnigaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

22. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

УДК 622.276.74

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННОГО КОРРОЗИЕЙ ФОНДА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ЗАО «АЛОЙЛ»

Р.З. Миннигалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

А.М. Гильфанов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент ГРсз-21-14)*

Аннотация. При разработке и добыче нефти и газа, эксплуатируемое внутрискважинное оборудование подвергается процессу коррозии из-за агрессивной среды добываемой жидкости. Коррозионные разрушения способны протекать и внешне под влиянием, пребывающих в грунте воды и растворенных в ней солей и минералов, и изнутри из-за углеводородов, в составе которых присутствуют различные примеси. Коррозия скважинного оборудования и труб влечет за собой значительные финансовые убытки, способствует к досрочному износу оборудования и установок, уменьшает время между ремонтами и приводит к дополнительным убыткам добываемой нефти.

При проведении мероприятий по защите от коррозии уменьшается количество прорывов и отказов оборудования, что, соответственно, повышает надежность и продлевает срок службы внутрискважинного оборудования, значительно сокращает затраты и расходы на ремонт и ликвидацию. Наиболее эффективным, часто применяемым и технологически несложным методом защиты от коррозии является ингибиторная защита.

Ключевые слова: продуктивный пласт, скважина, призабойная зона пласта, интенсификация добычи, ингибитор коррозии, дебит, рабочая жидкость, нефтеотдача.

UDC 622.276.74

IMPROVING OPERATIONAL EFFICIENCY OF A CORROSION-PRONE WELL STOCK AT ALOIL

R.Z. Minnigalimov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

A.M. Gilfanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsz-21-14)*

Abstract. During oil and gas development and production, downhole equipment is subject to corrosion due to the aggressive environment of the produced fluid. Corrosion can occur externally due to groundwater and dissolved salts and minerals, and internally due to hydrocarbons containing various impurities. Corrosion of downhole equipment and pipes results in significant

financial losses, contributes to premature wear of equipment and installations, reduces the time between repairs, and leads to additional losses in oil production.

Corrosion protection measures reduce the number of equipment breakthroughs and failures, which, accordingly, increases reliability and extends the service life of downhole equipment, significantly reducing repair and mitigation costs. The most effective, frequently used, and technologically simple corrosion protection method is inhibitor protection.

Keywords: productive formation, well, bottomhole formation zone, production intensification, corrosion inhibitor, flow rate, working fluid, oil recovery.

Осложнения, связанные с коррозивностью среды, по данным ЗАО «Алойл» на период 01.01.2022 г., входят в число преобладающих на объектах нефтегазодобычи и разделяют 1-е место с фактором солеотложения – 26 % осложнённого механизированного фонда скважин. Отказы внутрискважинного оборудования по причине коррозии составляют 20 % от общего количества фиксированных отказов за 2020 год.

По типу воздействия коррозивной среды на месторождениях, эксплуатируемых в периметре ЗАО «Алойл», преобладающими являются сероводородная и смешанная коррозии вызываемые одновременно действием CO_2 и H_2S .

Применение агентов, препятствующих коррозионным процессам, является одним из наиболее эффективных способов предотвращения разрушения оборудования при добыче и транспортировке нефти. Эти вещества обеспечивают сохранность трубопроводов, запорной арматуры, насосных агрегатов и погружных устройств в агрессивных средах, содержащих диоксид углерода и/или сероводород. Использование ингибиторов возможно как с постоянной подачей, так и при временных программах дозирования, что позволяет гибко учитывать особенности эксплуатации конкретного месторождения. Рекомендации по внедрению таких соединений основаны на их доказанной эффективности с учетом геологических характеристик залежей нефти и динамики их освоения.

В условиях ЗАО «Алойл» в настоящее время для защиты трубопроводов применяются различные виды ингибиторов коррозии, характеристика и результаты стендовых испытаний которых приведены в таблицах.

Таблица 1 - Ингибиторы коррозии, применяемые в ЗАО «Алойл»:

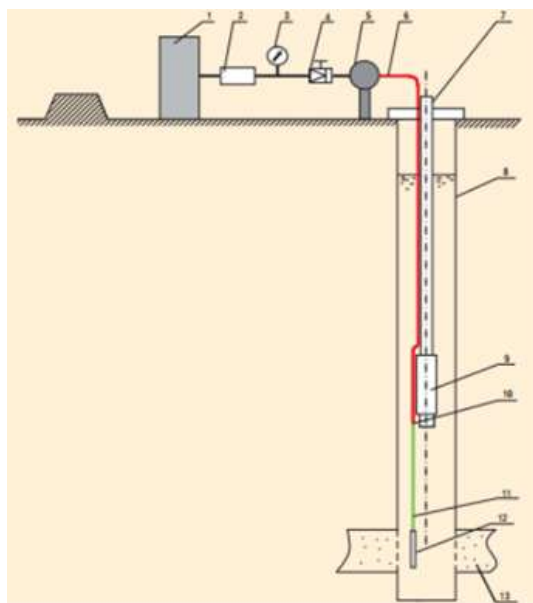
Название	Назначение	Растворимость	Доза, г/м ³
Викор-1А	защита оборудования, металлов в водонефтяных средах в присутствии сероводорода и углекислого газа	водоинспергируемый	50
ТНПХ-21 «б»	защита от коррозии нефтепромыслового оборудования в кислород и сероводородсодержащих средах	малорастворимый, водоинспергируемый	50
СНПХ-6301 «КЗ»	защита от коррозии нефтепромыслового оборудования	водоинспергируемый	50
Амфикор	защита оборудования в минерализованных сероводородсодержащих водах	водорастворимый	25-50
Тинкор	защита оборудования в минерализованных сероводородсодержащих водах	малорастворимый, водоинспергируемый	100-150
СНПХ-6030 «б»	защита от внутренней коррозии трубопроводов системы ППД и системы сбора обводнённой нефти; в средах с высокой минерализацией, содержащих сероводород и углекислый газ	водоинспергируемый	50
Альпан	защита от коррозии нефтепромыслового оборудования в кислород и сероводородсодержащих средах	водорастворимый	25-50
Напор-1007	защита трубопроводов системы ППД, системы сбора обводнённой нефти; в нефтепромысловых средах, содержащих сероводород, углекислоту, СВБ, при наличии кислорода не более 1 мг/л	водоинспергируемый	ИК – 30 бактерицид – 150

Таблица 2 - Результаты стендовых испытаний ингибиторов коррозии в условиях ЗАО «Алойл»:

Марка ингибитора	Дозировка, г/м ³	Скорость коррозии, мм/год		Защитный эффект, %
		без ИК	с ИК	
Напор-1007	30	0,150	0,134	10
СНПХ-6302Б	50	0,150	0,062	58
СНПХ-6301 кз	50	0,093	0,016	83
СНПХ-6030Б	50	0,093	0,070	25
Амфикор	50	0,083	0,052	37

Согласно анализу экспериментальных данных, максимальную степень защиты обеспечивает ингибитор коррозии СНПХ-6301 «кз», для которого был зафиксирован защитный эффект на уровне 83 %. Оптимизация расхода данного реагента производится на основании показателей скорости коррозии, получаемых с узлов контроля состояния трубопроводов. Серия стендовых испытаний подтвердила выраженное антикоррозионное действие этого ингибитора.

СНПХ-6301 «кз» относится к водорастворимым маслодиспергируемым реагентам нового поколения; он успешно применяется для профилактики коррозионного износа оборудования нефтяных промыслов согласно требованиям действующих отраслевых регламентирующих документов (например, РД 153-39.0-250-02), предусматривающих подачу через системы непрерывного или периодического дозирования. Он характеризуется высоким пролонгированным действием и способен надежно защищать оборудование даже при эксплуатации в высокоминерализованных средах как с присутствием соединений серы и углерода, так и без них. Дополнительно отмечена способность этого реагента улучшать реологические характеристики добываемой нефти за счет стабилизации вязкости продукта в процессе транспортировки. Защитная активность препарата достигает 85-90 % при средней норме расхода 45-50 граммов на кубометр сырья. Вещество не только хорошо растворяется в пресной воде, но и сохраняет свойства при использовании минерализованных вод.



- 1 – емкость с ИК; 2 – насос-дозатор; 3 – манометр; 4 – регулировочный клапан;
 5 – клеммная коробка; 6 – кабель с капиллярной трубкой; 7 – колонна НКТ; 8 – ОК;
 9 – скважинный насос; 10 – соединительный ниппель; 11 – капиллярная трубка;
 12 – груз-форсунка; 13 – продуктивный пласт

Рисунок 3.5 – Принципиальная схема подачи ингибитора коррозии в скважину

В ЗАО «Алойл» испытаны и широко применяются различные конструкции наземных и скважинных дозаторов жидких химических реагентов, созданные в других нефтедобывающих районах и разработанные местными инженерами.

Дозирование на прием насоса позволяет использовать реагент наиболее экономично и эффективно. Эффективность применения дозатора заключается в увеличении межремонтного периода скважин, а, следовательно, в уменьшении количества подземных ремонтов на этих скважинах.

Результаты эффективности применения ингибитора коррозии СНПХ-6301 «кз», использованного в скважинах № 4608 и № 8141 представлены в таблице.

Таблица 3 - Эффективность применения СНПХ-6301 «кз»:

Номер скважины	Параметр							
	до мероприятия				после мероприятия			
	дебит нефти $q_{н\text{, т/сут}}$	дебит жидкости $q_{ж\text{, т/сут}}$	обводнённость, %	МРП, сут	дебит нефти $q_{н\text{, т/сут}}$	дебит жидкости $q_{ж\text{, т/сут}}$	обводнённость, %	МРП, сут
4608	8,2	89,1	86	112	20,81	144,8	86	202
8141	4,6	62,7	92	98	16,62	153,7	92	169
Среднее	6,4	75,9	89	105	18,72	149,3	89	186

Выделяют два типа подачи ингибитора – в добываемую или транспортируемую среду и периодическую обработку технического оборудования раствором ингибитора. Несмотря на небольшую долю скважин, осложненных коррозией и эрозией (2,41 % от действующего фонда), эта категория осложненного фонда существенно влияет на общую картину преждевременных отказов скважин на предприятии

Выводы:

Оценив методы борьбы с коррозионными осложнениями в скважинах Алексеевского месторождения, в выпускной квалификационной работе было предложено применение ингибитора коррозии СНПХ-6301 «кз» путём непрерывной закачки на приём насоса наземным дозатором. По сравнению с остальными методами борьбы с коррозией применение ингибитора коррозии СНПХ-6301 «кз» позволяет предотвращать процесс коррозии исключить снижение дебита нефти. Кроме того, предотвращается выход из строя внутрискважинного оборудования вызванных коррозионными отложениями и таким образом увеличивается межремонтный период скважин.

Список использованных источников:

1. Басарыгин Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Кубань, 2002. – 356 с.
2. Улиг Г. Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику / Г. Г. Улиг, Р. У. Ревы – США, 1985. – 456 с.
3. Надзор за разработкой Алексеевского месторождения / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2022. – 234 с.
4. Рахманкулов Д. Л. Ингибиторы коррозии / Д. Л. Рахманкулов, Д. Е. Бугай, М. В. Голубев, А. Б. Лаптев – Уфа: Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», 1997. – Т.1. – 29 с.
5. Алцыбеева А. И. Ингибиторы коррозии металлов: справочник / А. И. Алцыбеева, С. З. Левин – Санкт-Петербург: Химия, 1968. – 264 с.
6. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-

- 2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
7. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
8. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
11. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
12. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
13. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
14. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
15. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
16. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

17. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

18. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

19. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

20. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

21. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

УДК 622

ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

И.Р. Минсултанов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-24-11)*

Аннотация. В данной научной статье рассмотрены вопросы по исследованию и совершенствованию методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта. Предлагается альтернативный метод проведения ГРП взамен «классического ГРП», а именно векторный ГРП, который проводится в два этапа. Проведение двух этапного ГРП позволяет не только увеличить дебит скважины, а также увеличиваеткратно участок дренирования по добывающей скважины.

Ключевые слова: нефть, гидравлический разрыв пласта, увеличение нефтеотдачи пласта, векторный ГРП, добыча, скважина.

UDC 622

RESEARCH AND IMPROVEMENT OF THE METHODOLOGY OF OIL DEPOSIT DEVELOPMENT OPTIMIZATION BY HYDRAULIC FRACTURING

I.R. Minsultanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-24-11)*

Abstract. This scientific article examines the issues of research and improvement of the methodology for optimizing the development of an oil reservoir by hydraulic fracturing. An

alternative method for performing hydraulic fracturing is proposed instead of "classical hydraulic fracturing", namely vector hydraulic fracturing, which is carried out in two stages. Carrying out two-stage hydraulic fracturing allows not only increasing the well flow rate, but also increases the drainage area of the production well multiple times.

Keywords: oil, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, vector hydraulic fracturing, production, well.

На сегодняшний день гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это основной способ интенсификации и увеличения добычи углеводородного сырья, так же ГРП позволяет вводить в разработку участки со слабодренируемыми запасами (линзовидные и изолированные запасы). Физический смысл проведения ГРП заключается в создании в продуктивном пласте интервала искусственно созданных высокопроницаемых трещин, которые приводят к увеличению зоны дренирования скважины. Создание трещины выполняется за счет напряжений в продуктивном пласте при помощи жидкости разрыва ГРП [1]. При этом создается давление превышающее предел прочности к разрыву пласта. Однако в последние 5 лет определилась устойчивая тенденция уменьшения количества эффективно проведенных ГРП. На данный фактор по нашему мнению влияют:

- некачественный подбор скважин-кандидатов в участках выработанных запасов или на участках месторождения, находящихся на завершающей стадии разработки (4 стадия);

- геолого-физические ограничения проведения ГРП, такие как: нахождение скважины-кандидата в близости к контуру ВНК или относительно небольшая «перемычка» между продуктивным (низкопроницаемым) пластов и высокопроницаемым-водонасыщенным пластом. К примеру, можно привести объект АВ1-2, который зачастую представлен пластами АВ1/3 и АВ2. При проведении ГРП по пласту АВ1/3 высоки риски прорыва воды с водонасыщенной части объекта по АВ2. Так же имеется ряд ограничений, связанных с проведением ГРП на объектах, которые относятся к водоплавающим залежам. К примеру, можно привести объект БВ.

- проведение повторных ГРП добывающего фонда. На большинстве скважин операции по ГРП за всю историю эксплуатации проводятся по 4-5 раз. Особенно частое явление на низкопроницаемых объектах. К таким можно отнести объект Ачимовская толща.

- отсутствие скважин-кандидатов на действующем фонде. Многие месторождения на сегодняшний день находятся на завершающей стадии разработки, в связи с этим ликвидационный и консервационный фонд растет с каждым днем, что так же усложняет подбор скважин-кандидатов. Ведь скважины, находящиеся в неработающем фонде увеличивают затраты на проведение всего комплекса КРС.

- отсутствие возможности вовлечения со стандартной технологией ГРП в дренирования участков из тупиковых зон с высокой нефтенасыщенностью, а также участков, удаленных от зон дренирования, в связи с однонаправленностью развития трещины ГРП и ограничениям их длины.

В нашей научной статье предлагаем рассмотреть технологию ГРП, которая является дальнейшим развитием и оптимизацией процесса классического ГРП. Физический смысл технологии заключается в перераспределении напряжений в продуктивном пласте так, что проведение ГРП в определённых интервалах позволяет создавать дополнительно трещину разрыва и в других направлениях, тем самым увеличивая площадь дренирования скважины после проведения ГРП. На рисунке 1 продемонстрировано образование первой трещины, а на рисунке два уже иллюстрация второй трещины [2].

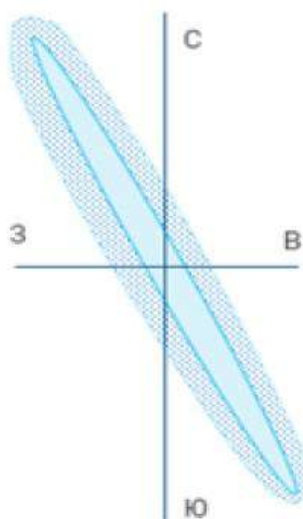


Рисунок 1 – Образование трещины №1

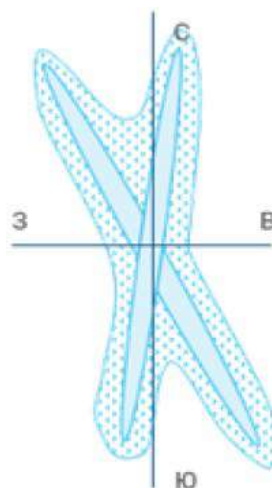


Рисунок 2 - Образование трещины №2

Основным преимуществом применения векторного ГРП является образование новой дополнительной трещины с другим направлением. Это позволяет увеличить трещиноватое пространство и изменить профиль приток дебита жидкости по участкам дренирования скважины, что в свою очередь приводит к вовлечению в разработку слабопроницаемых участков залежи, увеличивая продуктивность скважины [3].

Векторный ГРП проводится в два этапа. Первый этап: производится закачивание определенной (расчетной) части пропанта (25-40 % от общей массы), далее происходит увеличение объемов буферной жидкости. Следующий шаг – плановая перепродавка пропанта в пласт в полуторакратном объеме ствола скважины-кандидата. Данные работы позволяют создать первую трещину ГРП в слоисто-неоднородном пласте. В участках с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами создается увеличенный градиент ГРП, происходит перераспределение напряжённого состояния и меняется пластовое давление в ПЗП. Вторым этапом реализации данной технологии является закачка второй пачки пропанта (55-65 %) от общей массы. Происходит образование второй трещины в другом направлении, совершенно в другом направлении относительно первой. Данный этап реализовывается после 2 часов после проведения первого этапа, либо после смыкания первой трещины [4].

Трещины, созданные в два этапа ГРП охватывают максимальную зону дренирования, тем самым меняя профиль притока дебита жидкости к скважине. На рисунке 3 показано на

примере скважины №1144 месторождения «N» изменение среднего дебита скважины до и после проведения 2-х этапного ГРП.

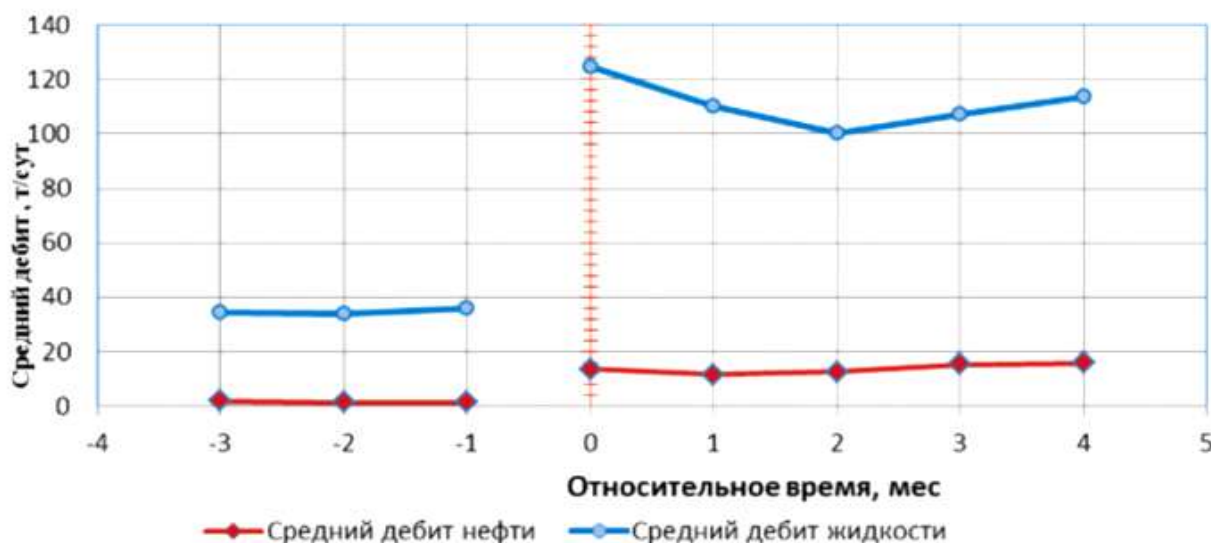


Рисунок 3 – Изменение среднего дебита скважины до и после проведения 2-х этапного ГРП на скважине №1144 месторождения «N»

По данному виду ГРП так же существует ряд ограничений. В продуктивном пласте скважины-кандидата для проведения гидравлического разрыва пласта должна отсутствовать возможность образования горизонтальной трещины, то есть вертикальная составляющая напряжения должна быть средней или максимальной главным нормальным напряжениям. Так же имеются ограничения по анизотропии горизонтальных напряжений в интервале от 0,5 до 1, в случае превышения происходит сворачивание трещины ГРП в сторону наибольшего стресса уже через 10-20 метров. Еще один важный фактор – это ширина раскрытия первой трещины ГРП, она должна составлять не менее 4-6 мм, а сама скважина должна иметь достаточно длительный период эксплуатации. Это необходимо для стабилизации полей напряжения в ее окружности.

Постоянный рост доли ТРИЗ в структуре остаточных извлекаемых запасов ставит новые цели для вовлечения их в разработку, рост и стабилизация добычи углеводородного сырья возможен только за счет вовлечения в дренирования слабопроницаемых участков пласта.

Бурение новых горизонтальных скважин, в том числе многозабойных, а также попытки изменения фильтрационных потоков – это высокочатратные, инвестиционные операции и становятся все более технологически рискованными.

Для получения максимального эффекта от проведения ГТМ необходимо учитывать большое количество факторов. Для решения задачи по увлечению зон дренирования скважины с различными ФЕС:

- выполнен ГПА в участках с остаточными запасами нефти и с использованием ГДМ;
- изучено направление вектора горизонтального напряжения состояния пород в пласте с разрезах скважин;
- реализован 2-х этапный ГРП.

Вовлечение в разработку низкопроницаемых участков пласта на основе технологии векторного ГРП в два этапа увеличивает конечный КИН и предлагается, как основной метод взамен «классическому ГРП». Следует отметить, что на 30 % скважин получен прирост по нефти более 10 т/сут., что сопоставимо с приростами от бурения боковых стволов закратно меньшие затраты.

Список использованных источников:

1. Валеев А.С. Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводненности пласта БВ-8 Повховского месторождения» / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, А.В. Бухаров, Ю.А. Котенев // Нефтегазовое дело: электрон. научн. журнал. 2014. № 6. С. 154–174
2. Дулкарнаев М.Р. Новый метод моделирования фильтрационно-емкостных свойств гранулярных коллекторов (на примере Повховского месторождения) / М.Р. Дулкарнаев, К.Г. Скачек, Е.О. Беляков, Г.В. Такканд // Геоинформатика. 2011. № 3. С. 47–50.
3. Латыпов И.Д. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И.Д. Латыпов, А.Н. Хайдар, Г.А. Борисов и др. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
4. Латыпов И.Д., Никитин А.А., Федоров А.И. Исследования явления переориентации азимута трещины повторного ГРП // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 74–78.
5. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
6. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
7. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
8. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
9. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
10. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
12. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/njtj-oil-2024-6-86-103
13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

14. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

15. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

16. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

17. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

18. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

19. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

20. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

21. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

22. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

23. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 622

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИИ ГРП ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТИ РАЗРЫВА ПЛАСТА

И.Р. Минсултанов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-24-11)*

Аннотация. В данной статье приведены обоснования перспективности проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на высокоминерализованной воде. Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

Ключевые слова: нефть, гидравлический разрыв пласта, скважина, подтоварная вода, жидкость разрыва, предприятие.

UDC 622

RESEARCH AND IMPROVEMENT OF THE METHODOLOGY OF OIL DEPOSIT DEVELOPMENT OPTIMIZATION BY HYDRAULIC FRACTURING

I.R. Minsultanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dy-24-11)

Abstract. This article presents the rationale for the prospects of hydraulic fracturing (HF) on highly mineralized water. The relevance of the chosen topic is that HF is the most common method of increasing oil recovery, which is used in almost every field.

Keywords: oil, hydraulic fracturing, well, bottom water, fracturing fluid, enterprise.

Целью работы является обоснование перспективности проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на высокоминерализованной воде. Для ее достижения были поставлены следующие задачи:

1. Подбор необходимой химии для использования подтоварной воды в качестве жидкости разрыва;
2. Определение преимуществ применения подтоварной воды для ГРП;
3. Подсчет финансовой целесообразности проведения данного мероприятия.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

По рисункам 1 и 2 видно, что ГРП проводится активно на большом количестве скважин и является одним из наиболее эффективных мероприятий по интенсификации притоков на предприятии «N». Из чего следует, что есть перспектива внедрять новые технологии в этот процесс [1].

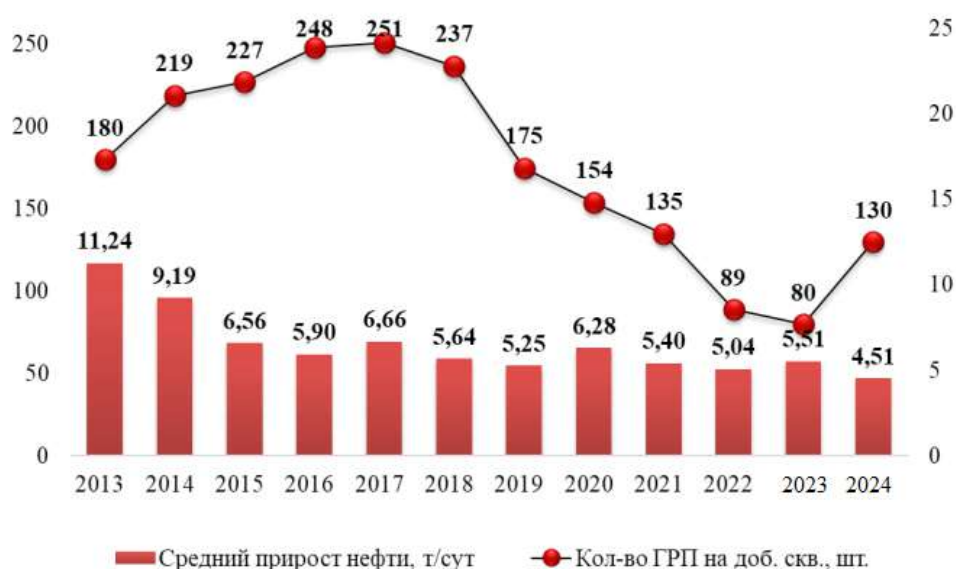


Рисунок 1 – Результаты проведения ГРП за период 2013–2024 гг. на месторождениях предприятия «N»



Рисунок 2 – Количественные соотношения мероприятий по обеспечению добычи нефти на действующем фонде за 2024 год на месторождениях предприятия «N»

Процесс ГРП состоит из трех основных этапов: подготовки, самой операции и освоения после проведения мероприятия. Из них самыми трудоемкими и затратными по времени являются именно подготовительные работы.

Основной сложностью при подготовительных работах к ГРП является то, что география работ ГРП нередко расположена в районах с несовершенной инфраструктурой и труднодоступными источниками воды. Большую часть времени специалисты тратят на подготовку к операции – набор воды, ее транспортировку до места проведения работ, нагрев. Процесс забора воды также усложняется в холодное время года, так как она находится в замерзшем виде. Также, если обратиться к законодательству, есть территориальные ограничения забора воды из источников (не из любого источника есть возможность брать воду).

Оптимизировать время подготовки и качество ГРП без потери ресурсов позволяет использование минерализованных источников вод. К таким относятся подтоварные воды, которые используются в системах поддержания пластового давления (ППД) фонда нагнетательных скважин [2].

Чтобы использовать высокоминерализованную воду, необходимо подобрать химические добавки. Для этого сначала проведем сравнительный химический анализ вод.

Таблица 1 – Химический анализ пресной воды (район моста №5)

Показатели, ед. изм.	
рН, ед. рН	5,45
Плотность, г/см ³	1
Гидрокарбонаты НСО ₃ , мг/дм ³	22,1
Хлориды Cl, мг/дм ³	10
Сульфаты SO ₄ , мг/дм ³	7
Жесткость, °Ж	2,4
Общее железо, мг/дм ³	1
Минерализация, мг/л	40,1

Таблица 2 – Химический анализ подтоварной воды (КНС)

Показатели, ед. изм.	
рН, ед. рН	6
Плотность, г/см ³	1,005
Гидрокарбонаты НСО ₃ , мг/дм ³	366,12
Хлориды Cl, мг/дм ³	10369,13
Сульфаты SO ₄ , мг/дм ³	2,6
Жесткость, °Ж	27,6
Общее железо, мг/дм ³	1
Минерализация, мг/л	10766,45

Таблица 3 – Рецепттура жидкости ГРП на пресной воде

Добавки, ед. изм.	Концентрация, 1/м ³
Полимер, WG-46 LDS	6,6
Сшиватель, DBXL-90	3,4
Стабилизатор глин, WCS-100	2
Дезмульгатор, WNE-135	1,5
Бактерицид, AMA-35D-P	0,018
Деструктор капсул, WBCap-HT	0,1-0,7

Таблица 4 – Рецепттура жидкости ГРП на подтоварной воде

Добавки, ед. изм.	Концентрация, 1/м ³
Синтетический гелеобразователь, WP-SG	5
Дезмульгатор, WNE-135	1,5
Деструктор капсул, WP-DB HT	1

В таблицах 1 и 2 приведены химические анализы пресной и подтоварной воды. Из них следует, что подтоварная вода имеет высокую минерализацию и большое содержание химических компонентов по сравнению с пресной водой, а значит, для того, чтобы можно было использовать высокоминерализованную воду, необходимо к ней добавить особые химические добавки.

Для использования подтоварной воды необходимы следующие химические добавки: синтетический гелеобразователь, дезмульгатор, деструктор, высокотемпературный стабилизатор. Сочетание этих компонентов обеспечивает создание в высокоминерализованной воде особой структуры геля, за счет которой и достигается технический результат.

Рецептуры жидкости ГРП на пресной и подтоварной воде представлены в таблицах 3 и 4.

Для подсчета затрат на химические добавки была выбрана скважина 5898У куста 142Б месторождения «N», где 20.12.2024 г. проводился 80-тонный ГРП в два этапа [3].

В таблице 5 приведены расчеты цен на химические реагенты для пресной воды (фактические показатели), а в таблице 6 – для подтоварной воды (теоретические показатели). В сравнении видно, что общая суммарная цена для вод практически не отличается. Это говорит о том, что не нужны дополнительные серьезные затраты на использование подтоварной воды.

Таблица 5 – Расценка химических реагентов для пресной воды

Наименование, ед. изм.	Цена за ед. изм. в руб.	Концентрация на 1 м³	На 1 тонну пропанта, м³	Всего
Химреагенты:				
Геллант, кг	373,41	6,6	3,1	7639,97
Сшиватель основной, л	147,33	3,4	3,1	1552,86
Стабилизатор глин, л	133,77	2	3,1	829,37
Деземulgатор, л	142,88	1,5	3,1	664,39
Брейкер капсулированный, кг	747,34	1	3,1	1158,38
Бактерицид, кг	852,22	0,018	3,1	47,55
Итого основных материалов на 1 тонну пропанта:				11892,52

Таблица 6 – Расценка химических реагентов для подтоварной воды

Наименование, ед. изм.	Цена за ед. изм. в руб.	Концентрация на 1 м³	На 1 тонну пропанта, м³	Всего
Химреагенты:				
Синтетический гелеобразователь, л	416,04	4	3,1	6448,62
Деземulgатор, л	142,88	2	3,1	664,39
Брейкер капсулированный, кг	747,34	1	3,1	1158,38
Итого основных материалов на 1 тонну пропанта:				9429,8

Поскольку основным преимуществом использования подтоварной воды для ГРП является сокращение времени на подготовительные работы, также был учтен простой бригады КРС. К примеру, на проведение 40-тонного ГРП в 4 этапа для N-й скважины было потрачено в общей сложности 58 часов. Всего четыре порта, на каждый из которых приходится 14,6 часа: 10 часов уходит на подготовку, 4,6 часа – ГРП. Простой бригады КРС – 58 часов, а стоимость 1 часа – 8,497 тыс. руб. Таким образом, за 58 часов простоя бригады потратится 492,83 тыс. руб.

Если же заменить пресную воду на подтоварную, то можно будет сократить время подготовительных работ до 6 часов вместо 10. Тогда простой бригады займет не 58 часов, а 42. Соответственно затраты в период простоя составят 356,87 тыс. руб.

Также нужно иметь в виду, что чем больше стадий ГРП, тем больше суммарное время подготовительных работ, то есть больше простой бригады. Прodelав данные расчеты, можно сделать вывод о том, что проведение ГРП на подтоварной воде является экономически эффективным мероприятием.

Таким образом, использование подтоварной воды для гидроразрыва пласта является:

1. Экономически выгодным, так как не нужны дополнительные затраты на новую рецептуру (химические добавки); сокращается время простоя бригады, что сохраняет бюджет.
2. Менее трудозатратным, поскольку сокращается работа с затаркой, транспортировкой и нагревом воды для ГРП.
3. Экономичным по времени из-за сокращения времени на подготовительные работы.
4. За счет всего вышеперечисленного наиболее эффективным мероприятием.

Список использованных источников

1. Кинзягулова А.А. Использование воды сеноманских пластов для проведения многостадийного гидроразрыва пласта при разработке ачимовских отложений Уренгойского

- месторождения: сборник материалов V Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием. Грозный, 2022.
2. Магадова М.А., Малкин Д.Н., Силин М.А., Малютин С.А. Современные технологические жидкости для гидроразрыва пласта и химические реагенты для их получения. Белгород: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ЗАО «Петрохим», 2018.
3. Жидкость для гидроразрыва пласта на основе синтетического гелеобразователя и на высокоминерализованной воде, способ её приготовления и способ обработки пласта с её использованием: пат. Рос. Федерация / А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, И.Г. Файзуллин, Р.Р. Кайбышев, Р.П. Учурев, Н.В. Чебыкин, М.Ю. Ширев, Д.А. Горелов, И.И. Добровольский, А.Р. Марышева, С.О. Потапов, Е.В. Русинова, П.Г. Русинов, Е.Д. Тимаков; заявитель и патентообладатель ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», 2021.
4. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
5. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
6. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
7. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
8. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
9. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
10. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
11. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

12. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
13. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
14. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
15. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
16. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
17. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
18. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
19. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
20. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
21. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года.

– Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

22. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

УДК 542.46

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИБРАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ СТАЛИ 15X5M В ПРОЦЕССЕ ОТПУСКА СВАРНОГО ШВА

Н.Б. Муляшова

*(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет,
аспирант гр А-2252-23-01)*

Р.Р. Закиров

*(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет,
аспирант гр.А2252-25-01)*

А.С. Илалов

*(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет,
аспирант гр.А1554-25-01)*

Д.Н. Титов

(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, доцент)

Аннотация. Статья посвящена исследованию возможности совместной термической и вибрационной обработок на сварное соединение из стали 15X5M. Приведены результаты эксперимента по отпуску сварного соединения при температуре 750 °С при сопутствующей вибрации. Установлено, что сопутствующее вибрационное воздействие сокращает продолжительность термической обработки в 2 раза.

Ключевые слова: сталь 15X5M, термическая обработка, вибрационная обработка, сварной шов, остаточные напряжения, послесварочная обработка.

UDC 542.46

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF VIBRATION TREATMENT OF 15X5M STEEL DURING WELD TEMPERING

N.B. Mulyashova

(Ufa State Petroleum Technological University, postgraduate student gr.-2252-23-01)

R.R. Zakirov

(Ufa State Petroleum Technical University, postgraduate student gr.A2252-25-01)

A.S. Ilalov

(Ufa State Petroleum Technical University, postgraduate student gr.A1554-25-01)

D.N. Titov

(Ufa State Petroleum Technical University, associate professor)

Abstract: The article is devoted to the study of the possibility of joint thermal and vibration treatments for a welded joint made of 15X5M steel. The results of an experiment on tempering a welded joint at a temperature of 750 °C with concomitant vibration are presented. It has been found that the concomitant vibration effect reduces the duration of heat treatment by 2 times.

Keywords: steel 15X5M, heat treatment, vibration treatment, weld, residual stresses, post-welding processing .

Сталь 15X5M находит применение в производстве трубных систем (змеевиков) печей установок предварительной гидроочистки и каталитического риформинга, для изготовления фланцевых соединений, фитингов, технологической обвязки, эксплуатирующихся в процессах прямой перегонки и крекинга нефти, обладая необходимой жаропрочностью, высокой устойчивостью к окислению при температурах 600-650 °С и коррозионной

стойкостью [1]. Повышение механических свойств сварных соединений из стали 15X5M может быть обеспечено как традиционным методом высокотемпературного отпуска [2], так и альтернативным методом вибрационной обработки [3, 4], демонстрирующим сопоставимую эффективность. Цель работы- оценить, сокращает ли наложение вибрации длительность местной послесварочной термообработки 15X5M без ухудшения твёрдости шва и ЗТВ. В качестве новизны выступает непрерывное воздействие вибрации на всех стадиях нагрева-выдержки-охлаждения.

На основе признанных работ и недавних исследований проведен эксперимент, чтобы оценить эффект термо-вибрационной обработки. В качестве образцов выполнены сварные соединения на трубных заготовках из стали марки 15X5M с толщиной стенки 8 мм и наружным диаметром 108 мм. В соответствии с РД 153-34.1-003-01 образцы сваривались вручную дуговой сваркой в три прохода с использованием электродов ЦЛ-17 Ø3 мм. Технологические параметры сварки стали 15X5M: 1 слой- ток постоянный, обратная полярность, сила тока 65-80 А, 2 и 3 слой- ток постоянный, обратная полярность, сила тока 70-85 А; электроды ЦЛ-17 Ø3 мм.

Непосредственно после завершения сварочного процесса осуществлялась термическая обработка с наложением вибрационных колебаний с частотой 50 Гц и амплитудой 0,49-0,52 мм. Общая продолжительность комбинированной обработки составила 4,5 часа.

Для проведения эксперимента применялись электромеханический вибратор ВИ-9-9 и нагревательный коврик с теплоизоляционной тканью, которые непосредственно после сварки фиксировались на сварное соединение.

На рисунке 1 представлен график нагрева при выполнении местной термической обработки сварных соединений из стали марки 15X5M с наложением вибрационных колебаний.

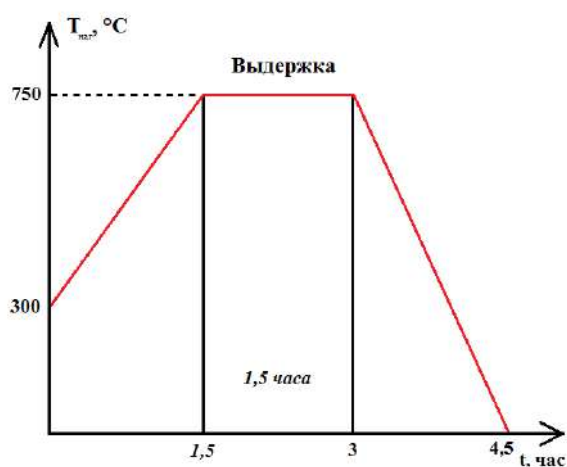


Рисунок 1 - График термической обработки сварных соединений с наложением вибрационных колебаний

Нагрев осуществлялся с помощью теплоизолированного коврика до температуры 750 °C со скоростью 5 °C/мин в течение 1,5 ч, после чего следовала изотермическая выдержка при данной температуре на протяжении 1,5 ч. Процесс охлаждения протекал в течение 1,5 ч со скоростью 8,3 °C/мин при отключенном нагревательном оборудовании, при этом металл остывал под теплоизоляционным покрытием без дополнительной энергоподачи. Параллельно с термическими процессами на протяжении всех 4,5 ч. обработки осуществлялось вибрационное воздействие с частотой 50 Гц и амплитудой 0,49-0,52 мм. Особенностью применяемой технологии являлось непрерывное комбинированное воздействие тепловых и механических колебательных факторов на обрабатываемый металл вплоть до завершения охлаждения и снятия нагревательного элемента.

Полученные заготовки подвергались замерам твердости на стационарном твердомере. Результаты твердометрии представлены на рисунке 2.

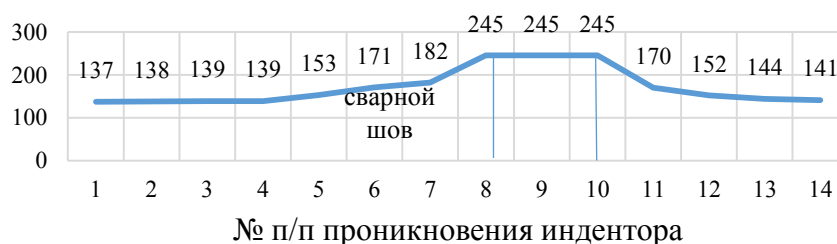


Рисунок 2 - График распределения твердости исследуемого образца, НВ

Следует отметить, что предельно допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния для жаропрочной хромомолибденовой стали 15X5М не должна превышать 240 НВ (по Бринеллю). Наши значения этому соответствуют. [5].

Проведенный эксперимент позволяет сделать вывод о преимуществе термовибрационной обработки по сравнению с регламентируемым способом в отраслевом стандарте [6] по термической обработке сварного соединения (табл.1).

Таблица 1 - Сопоставление продолжительностей режимов обработки

Режимы обработки	Термическая обработка (ОСТ 36-50-86)	Местная термо-вибрационная обработка
Предварительный подогрев	0,8 ч	—
Нагревание	2,2 ч	1,5 ч
Выдержка	2 ч	1,5 ч
Остывание под слоем теплоизоляции	3 ч	1,5 ч
Общее время обработки	8 ч	4,5 ч

Выводы: 1) разработанная технология обеспечивает комплексное решение проблемы остаточных напряжений в сварных соединениях из жаропрочной хромомолибденовой стали 15X5М; 2) установлено сокращение продолжительности термической обработки по сравнению с традиционными методами, что обусловлено синергетическим эффектом комбинированного теплового и вибрационного воздействия с 8 до 4,5 ч.

Особую значимость данные преимущества приобретают в условиях промышленного производства, где послесварочная обработка традиционно относится к наиболее ресурсоемким этапам изготовления ответственных конструкций.

Данный эксперимент способствовал разработке и подаче заявки на патент по способу снижения остаточных напряжений в сварных соединениях металлов и разработки полезной модели для местной термической обработки труб с использованием вибрационного механизма.

Список используемых источников:

1. Обеспечение технологической прочности сварных соединений из мартенситных хромистых сталей типа 15X5М / А. А. Халимов, Н. В. Жаринова, А. Г. Халимов, А. М. Файрушин // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10, № 3. – С. 102-108. – EDN UNNKMB.

2. Бажин, В. Ю. Влияние термической обработки на микроструктуру стальных змеевиков нагревательной трубчатой печи / В. Ю. Бажин, Б. Исса // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – С. 393-400. – DOI 10.31897/PMI.2021.3.8. – EDN PLQJQM.

3. Исследование влияния вибрационных и ультразвуковых колебаний в процессе сварки на свойства сварных соединений нефтегазового оборудования из стали 12X18H10T / М. З. Зарипов, И. Г. Ибрагимов, Р. Г. Ризванов [и др.] // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2. – С. 67. – EDN NUDXJV.

4. Ризванов, Р. Г. Исследование влияния вибрационной обработки на механические свойства и трещиностойкость сварных соединений труб из жаропрочной стали 15X5M / Р. Г. Ризванов, А. М. Файрушин, Д. В. Каретников // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 369-382. – EDN RPFDRH.

5. ГОСТ 36-50-86. Трубопроводы стальные технологические. Термическая обработка сварных соединений. Типовой технологический процесс. [Электронный ресурс] – URL: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4294846/4294846458.htm?ysclid=lrxellp4xc665189198>

6. РД 153-34.1-003-01. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования. [Электронный ресурс] – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817094.htm?ysclid=lrxeohsn1x317895260>

УДК 665.6

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗОЛЫ УНОСА В КАЧЕСТВЕ ТВЕРДОТЕЛЬНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА

А.К. Мурадян

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студенты группы ГР 21-11)*

М.М. Ахтямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Формирование эмульсии «нефть в воде» или «вода в нефти» является следствием смешения пластовой нефти с закачиваемой водой. Данный процесс взаимного диспергирования интенсифицируется при движении жидкости по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам. Образовавшаяся эмульсия стабилизируется естественными поверхностно-активными веществами (ПАВ), присутствующими в нефти, которые образуют на поверхности капель механически прочные адсорбционные слои. В настоящей статье рассматривается продуктивность использования золы уноса теплоэлектростанции (ТЭЦ) в качестве деэмульгатора для дестабилизации водонефтяной эмульсии.

Ключевые слова: зола уноса, нефть, деэмульгатор, поверхностно-активные вещества, водонефтяная эмульсия.

UDC 665.6

EFFICIENCY OF USING FLY ASH AS A SOLID-STATE DEMULSIFIER

A.K. Muradyan *(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, students of group GR 21-11)*

M.M. Akhtyamov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

Abstract. The formation of an oil-in-water or water-in-oil emulsion is a consequence of the mixing of reservoir oil with injected water. This process of mutual dispersion is intensified by the movement of liquid through the borehole and oil collection pipelines. The resulting emulsion is stabilized by natural surfactants present in the oil, which form mechanically strong adsorption layers on the droplet surface. This article discusses the productivity of using fly ash from a thermal power plant as a demulsifier to destabilize an oil-water emulsion.

Keywords: fly ash, oil, demulsifier, surfactants, water-oil emulsion.

Введение

Недостаточно эффективная деэмульгация нефти перед её переработкой приводит к возникновению вынужденных затрат, связанных с транспортировкой значительных объёмов попутной воды. Параллельно с этим отмечается повышенный износ технологического оборудования, включая трубопроводы, насосные агрегаты, ректификационные колонны и дорогостоящие катализаторы, обусловленный коррозионным воздействием солей, содержащихся в водной фазе. В связи с изложенным, процесс деэмульгации относится к числу важнейших операций в нефтедобыче.

Для снижения содержания воды и солей в нефти на этапе первичной подготовки применяют различные методы воздействия на водонефтяную эмульсию. Наиболее распространён из них *термохимический метод*, предполагающий нагрев эмульсии и введение реагентов-деэмульгаторов. Эти синтетические ПАВ вытесняют с межфазной границы природные стабилизаторы эмульсии, обладая более высокой поверхностной активностью. Несмотря на эффективность, метод имеет недостатки: высокая стоимость реагентов, их невозвратное попадание в сточные воды, вызывающее экологические проблемы, а также необходимость постоянной корректировки или замены деэмульгатора из-за изменения состава эмульсии по мере эксплуатации месторождения.

В связи с этим активно исследуются *твёрдотельные деэмульгаторы* (например, на основе кварца, корунда, гематита), ключевым преимуществом которых является возможность многократного использования. Таким образом, разработка новых, экономичных и экологичных реагентов остаётся актуальной задачей.

Основная часть

В данной работе в качестве деэмульгаторов ВНЭ использовалась зола уноса (зола после сжигания угля) теплоэлектростанции (далее – ТЭЦ). Для экспериментов использовали искусственную эмульсию нефти и воды (в соотношении 6:4), по дисперсности аналогичную промышленным жидкостям. В качестве водной фазы использовалась пластовая вода. Методика экспериментов включала следующие этапы:

1. **Приготовление эмульсии:** Смешивали нефть и воду в соотношении 6:4 для получения эмульсии, релевантной промышленным условиям по степени дисперсности.
2. **Подготовка проб деэмульгатора:** Зола высушивали при 60°C в течение 24 ч и пропускали через сито с ячейкой 40 мкм.
3. **Проведение деэмульгации:** В цилиндрические пробирки с 50 мл эмульсии вносили золу в количестве 0,1, 0,5 и 1 г. Контрольный образец не содержал реагента. Пробирки встряхивали 1 мин и помещали в печь при 60°C.

Для расчета эффективности процесса деэмульгирования используется метод, основанный на измерении объема выделившейся воды. При этом учитывается время процесса и исходный объем водной фазы, расчет проводится по следующей формуле:

$$De = \frac{V}{V_0} \cdot 100, \%,$$

где V представляет собой объем воды, отделившейся от эмульсии, а V_0 – начальный объем промышленной воды.

Исходя из полученных данных (таблица 1), добавление золы уноса в эмульсию вызывает процесс её разрушения. Эффективность деэмульгации напрямую зависит от дозировки реагента: увеличение количества золы приводит к ускоренному отделению водной фазы. Например, при использовании 1 г золы и 20-минутном отстаивании на водяной бане объем выделившейся воды составил 15 мл. При меньших концентрациях золы (0,1–0,5 г) также наблюдалось выделение воды.

Таблица 1 - Результаты исследования динамики деэмульгации

Параметр	Проба №1	Проба №2	Проба №3
Дозировка золы уноса, г	1	0,5	0,1
Выделенный объем воды после 15	12,5	6,5	2,5

Параметр	Проба №1	Проба №2	Проба №3
мин, мл			
Выделенный объем воды после 20 мин, мл	15,5	7,6	5,1

Ключевым наблюдением является необратимость процесса: эмульсии, обработанные золой уноса, теряют способность к образованию стабильной системы при повторном диспергировании. Это доказывает эффективность золы как деэмульгатора для ВНЭ. На рис. 1 видно, что в контрольной пробе (первая слева) не происходит разделения фаз, тогда как в пробах с золой (0,1, 0,5 и 1) наблюдается четкая граница между нефтью и водой. Как видно из рис. 3 (пробирки слева направо: холостая, 0,1 г, 0,5 г, 1 г) в холостой пробе отсутствует граница раздела вода-нефть, эмульсия стойкая, а в пробах деэмульгированных порошком золы уноса наблюдается четкая граница раздела фаз.

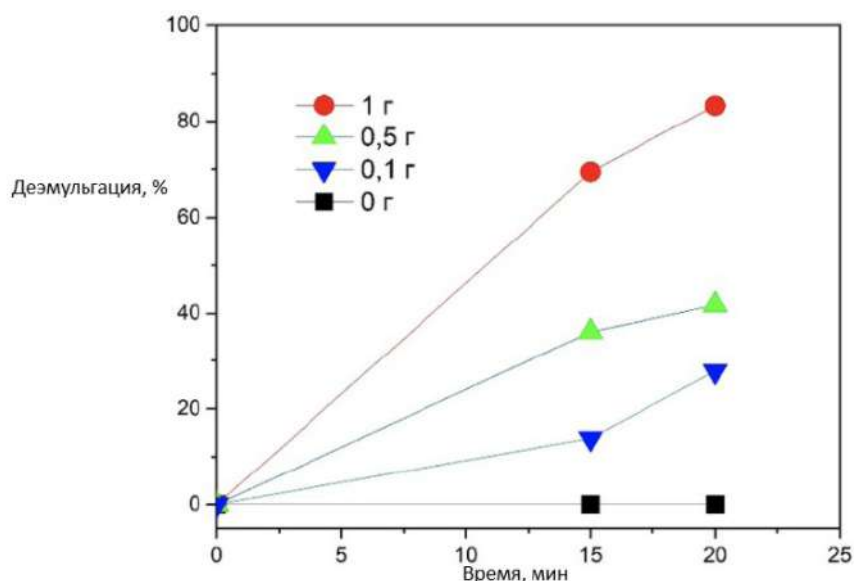


Рисунок 2 - Динамика выделения водной фазы из эмульсии в зависимости от времени и количества добавленного деэмульгатора

Заключение

В настоящей работе продемонстрирована высокая эффективность золы уноса в качестве деэмульгатора для водонефтяных эмульсий. Введение золы в количестве от 0,1 до 1 г приводит к быстрому отделению воды от нефти, причем скорость разделения растет с увеличением дозировки. При послойном анализе было замечено равномерное распределение глобул воды. При повторном диспергировании деэмульгированных проб повторное образование эмульсии не отмечалось, из чего можно сделать вывод, что порошок золы уноса может способствовать деасфальтенизации ВНЭ. Из проделанных экспериментов и из различных источников, где исследовалось влияние асфальтенов на стабильность ВНЭ, можно сделать предположение, что порошок золы уноса может быть использован для деасфальтенизации ВНЭ.

Список использованных источников:

1. Гани Х.Ф. Физико-химические факторы образования и разрушения водонефтяных эмульсий. Дисс. канд. техн. наук. – М., 1976, 319 с.
2. Петров А.А., Позднышев Г.Н. Физико-химические основы процесса обезвоживания нефти и очистка сточных вод. – М., Недра, 1971.
3. Нефть. Общие технические условия. – СТ РК 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, MOD).

4. Ермаков С. А., Мордвинов А. А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий. – Нефтегазовое дело, 2007, № 1, 9 с.
5. Manovian A. K. Tekhnologiya pervichnoi pererabotki nefti i prirodnogo gaza [Technology of primary processing of oil and natural gas]. Moscow, Khimiia Publ., 2001. 658 p.
6. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
7. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
8. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
9. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
10. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
11. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
12. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
13. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
14. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
15. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

16. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

17. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

18. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БОЛЬШЕОБЪЁМНОГО ГРП В СКВАЖИНАХ С ВЕРТИКАЛЬНЫМ ВСКРЫТИЕМ

А.К. Мурадян

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

Г.Ю. Валитова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, магистрант группы МГР12дв-23-11)

А.А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

А.С. Чиглинцева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Аннотация. Прямое сравнение дебитов вертикальных скважин до и после проведения большеобъёмного ГРП показало значительное увеличение их продуктивности. Проведённый анализ подтверждает, что данная технология приводит к существенному и устойчивому росту добычи, являясь высокоэффективным решением для низкопроницаемых коллекторов. Результаты работы обосновывают рекомендацию по широкому применению большеобъёмного ГРП для интенсификации нефтеотдачи.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, интенсификация, горизонтальные скважины, дебит, обводненность, коэффициент извлечения нефти.

UDC 622.276.6

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HIGH-VOLUME HYDRAULIC FRACTURING IN VERTICAL WELLS

A.K. Muradyan

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
students of group GR 21-11)*

G.Y. Valitova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)*

A.A. Gizzatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

A.S. Chiglintseva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. A direct comparison of vertical well flow rates before and after high-volume hydraulic fracturing showed a significant increase in their productivity. The analysis confirms that this technology leads to a significant and steady increase in production, being a highly efficient solution for low-permeability reservoirs. The results of the work substantiate the recommendation for the widespread use of high-volume hydraulic fracturing to intensify oil recovery.

Keywords: hydraulic fracturing, intensification, horizontal wells, flow rate, water availability, oil recovery coefficient.

Ключевое преимущество ГРП в вертикальных скважинах состоит в создании высокопроводимого канала, который соединяет ствол с удаленными частями пласта. Это решение позволяет решить две основные проблемы: увеличить площадь дренирования и обойти призабойную зону с ухудшенными фильтрационными свойствами, наблюдаемую в субгоризонтальных скважинах, обеспечить стабильный вынос продукции благодаря тому, что проницаемость трещины многократно выше пластовой, и для этого требуется лишь небольшой перепад давления. В результате анализа установлено, что скин-фактор скважин с ГРП сохраняет отрицательные значения на протяжении как минимум восьми лет. Это отличает их от скважин с субгоризонтальным вскрытием, в которых уже по итогам первого года эксплуатации фиксируется рост фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне и увеличение скин-фактора до положительных значений. Положительный эффект от ГРП (значительное увеличение дебита скважины и повышение эксплуатационных параметров, относительно первоначальных исследований) получен на вертикальной скважине № 3.4 и на двух субгоризонтальных скважинах № 2.5 и №4.4 (табл. 1).

Таблица 1 - Данные исследований по скважинам до и после ГРП

Скважина	дата	Øшб, мм	P _{гп} , кгс/см ²	T _{уст} , °C	Q _{г.с.} , т м ³ /сут	Q _{к.ст.} , м ³ /сут	
3.4	26.07.09	10	196	29	271,69		ГКИ до ГРП
	10.10.09	10,1	400,1	55	447,3	247,5	ГКИ после ГРП (300 т)
4.4	05.11.09	10	145	21	222,00		Освоение до ГРП
	30.11.09	10	200	29,5	281,92		освоение после 1-го ГРП (45 т)
	11.12.09	10	360,07	53	388,91		освоение после 2-го ГРП (160 т)
2.5	22.10.09	10,1	235,08	49	358,48	129,03	ГКИ до ГРП
	12.01.10	10,2/27	368,6	55	541	197,58	ГКИ после ГРП (254 т)

За двухмесячный период эксплуатации зафиксировано значительное падение устьевого давления на всех скважинах: на 5,5 МПа (скв. 3.4), 4,6 МПа (скв. 4.4) и 4,3 МПа (скв. 4.1). Суммарное падение с момента запуска составило 6,1, 5,7 и 7,2 МПа соответственно. На скважине 4.1 снижение давления продолжается, но темпы замедляются. Предварительно установлено, что наиболее резкое падение происходит в первые 2-3 месяца, а ГРП способствует ускоренной стабилизации параметров. Для оценки общего относительного падения давления данных пока недостаточно. На остальных семи скважинах (№№ 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 4.3, 5.1 и 5.3) по результатам освоения и исследования получены дебиты газоконденсатной смеси от 44 до 210 тыс. $\frac{м^3}{сут}$.

Проведённые испытания показали, что в условиях низких устьевых давлений и температур (15–28°C) и высокой депрессии на пласт (до 64%) полученные притоки являются

недостаточными. Это не позволяет выйти на проектные уровни добычи и обеспечить стабильную эксплуатацию скважин.

Таблица 2 – Параметры скважин

№№ скв.	Обсб, мм	$P_{тр}, \text{кгс/см}^2$	$T_{уст}, ^\circ\text{C}$	$Q_{см}, \text{тыс.м}^3/\text{сут}$	$Q_{к.ст}, \text{м}^3/\text{сут}$
2.1	10	60	17	96,2	
2.2	6,0/10,0	168,9	13	69,81	32,48
2.3	18	21	19	81,92	
2.4	8/13	177	22	116	61,75
5.1	10	150	28	223,49	
5.3	12	88	13	132,59	

Практика начального периода эксплуатации показывает, что большеобъемный ГРП является в текущих условиях единственным проверенным методом, который позволяет достичь проектных показателей добычи при вводе скважин в эксплуатацию.

Список использованных источников:

1. Гизатуллина А.А.: Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

2. Гизатуллина А.А.: Интенсификация притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов месторождений (на примере Грозненского нефтяного района) / М. Ш. Дербишев, Н. О. Белоногов, Т. М. Загиров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 105-108.

3. Гизатуллина А.А., Гарифуллина, Г. И. Технология ультразвукового контроля сварных соединений нефтегазового сепаратора при техническом диагностировании сосудов, работающих под давлением / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 587-590.

4. Гизатуллина А.А., Кулешова, Л. С. Подбор оборудования для эксплуатации нефтяных скважин установками штанговых глубинных насосов на Бавлинском месторождении / Л. С. Кулешова, А. И. Валиев // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 315-319.

5. Гималетдинов Р.А. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта» / Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор, И.Г. Файзуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №12. – С. 64–67.

6. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

7. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
8. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
9. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
10. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
11. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
12. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
14. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyeve, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
15. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
16. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
17. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции

молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

18. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.

19. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

УДК 622

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД В БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ С ЦЕЛЬЮ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

М.Р. Мухамадиев

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрены вопросы комплексного подхода в борьбе с отложениями с целью восстановления пропускной способности технологических трубопроводов и системы поддержания пластового давления. Целью данной статьи является анализ и систематизация современных методов борьбы с отложениями в трубопроводах, а также разработка рекомендаций по внедрению комплексного подхода для повышения эффективности восстановления пропускной способности и поддержания пластового давления. Комплексный подход к борьбе с отложениями в трубопроводах должен включать в себя не только механические и химические методы очистки, но и внедрение новых технологий мониторинга и управления процессами, что позволит значительно повысить эффективность работы систем и снизить риски возникновения проблем с пропускной способностью.

Ключевые слова: асфальтосмолистые отложения, образование парафинов, увеличение добычи нефти, трубопровод, система поддержания пластового давления.

UDC 622

INTEGRATED APPROACH TO DEPOSITS CONTROL TO RESTORE THE CAPACITY OF PROCESS PIPELINES AND THE RESTORATION PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM

M.R. Mukhamadiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)

Abstract. This article discusses the issues of an integrated approach to combating deposits in order to restore the capacity of process pipelines and reservoir pressure maintenance systems. The purpose of this article is to analyze and systematize modern methods of combating deposits in pipelines, as well as to develop recommendations for the implementation of an integrated approach to improve the efficiency of restoring capacity and maintaining reservoir pressure. An integrated approach to combating deposits in pipelines should include not only mechanical and chemical cleaning methods, but also the introduction of new technologies for monitoring and process control, which will significantly improve the efficiency of systems and reduce the risk of capacity problems.

Keywords: asphaltene deposits, paraffin formation, increased oil production, pipeline, reservoir pressure maintenance system.

В настоящее время проблематика с отложениями в нефтепромысловом оборудовании, технологических трубопроводах и всем оборудовании, которое непосредственно задействовано в процессе добычи, подготовке нефти и системе поддержания пластового

давления (ППД), стоит довольно остро на всех предприятиях нефтедобывающего сектора. Данная проблематика влечет за собой прежде всего снижение коэффициента полезного действия технологического оборудования, сокращение его межремонтного периода, сложности при ведении технологического процесса и, как следствие, снижение проектных мощностей производственных площадок [1].

В рамках проекта рассмотрены и проанализированы существующие методы борьбы с отложениями, которые предполагают использование ингибиторов для предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и различного рода растворителей [2]. В последнее время стали все чаще упоминаться физические методы борьбы с отложениями. Их принцип действия основан на вибрационных и ультразвуковых колебаниях полей различного спектра. Механические методы предполагают периодическое удаление образовавшихся отложений. Еще одним вектором направления на текущий день является барьерная защита оборудования, но данная методика имеет узкое направление применения [3].

В результате анализа выявлено крайне низкокэффективное воздействие на отложения в технологических трубопроводах. Проведены лабораторные исследования по разрушению механических примесей и отложений кислотами, при взаимодействии с которыми более видимый эффект был достигнут при добавлении 15 % соляной кислоты.

В ходе проработки проблематики проекта были инициированы промысловые испытания (ОПИ) технологий по удалению отложений, таких как гидроструйная очистка (гидроджеттинг), гидромеханическая очистка змеевиков печей и гидробародинамическая (гидрокавитационная) очистка [4].

Гидромеханическая чистка – это метод поэтапной непрерывной чистки внутренней поверхности оборудования за счет механического воздействия специальных чистящих снарядов, которые проталкиваются потоком воды. Современное оборудование и собственные разработки чистящих снарядов позволяют очищать не только прямолинейные участки, но и крутоизогнутые отводы.



Рисунок 1 – Скреперы, использованные при чистке змеевика печи ПТБ-10 № 2, от 2,75” до 5,75”

Гидроструйная очистка (гидроджеттинг) – удаление отложений осуществляется за счет деструктивного воздействия струи воды с высокой кинетической энергией на трубопроводы в диаметрах 16–2000 мм участками протяженностью до 70–80 м с одной точки ввода. Также реализована возможность очистки емкостного оборудования диаметром 400–5000 мм (колонное оборудование, реакторное оборудование, смесители, емкости) [5].

В результате испытаний данной технологии удалось добиться увеличения пропускной способности трубопровода на 42 %.



Рисунок 2 – Оборудование гидроструйной очистки

Гидробародинамический способ очистки был испытан для очистки трубопроводов высокого давления (ВВД) системы ППД. Принцип действия заключается в подаче части рабочего агента на очистное устройство и удалении отложений через шламовыпуски. С целью повышения эффективности очистки путем измельчения отложений и увеличения расстояния между шламовыпусками создают перепад давлений рабочего агента за очистным устройством и перед ним, равный 0,5–1,5 МПа. После открывания задвижки поршень начинает движение по трубопроводу. Струи воды прорываются вперед через лепестки поршня. Гибкие лепестки вибрируют, образуя по периметру зону мощных гидродинамических потоков, приводящих к разрушению отложений на внутренней поверхности трубопровода. Разрушенные отложения смываются вперед потоком воды и выносятся из трубопровода [6].

При помощи апробации новых технологий и нестандартного подхода удалось добиться увеличения пропускной способности водовода высокого давления и, как следствие, снизить линейное давление от блочной кустовой насосной станции (БКНС) до кустовых площадок, сократить удельное потребление электроэнергии по объекту с 10,5 до 8,8 кВт×ч/м³.

Список использованных источников:

1. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г.Ибрагимов, А.Р.Хафизов, В.В.Шайдаков и др. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
2. Якупов, Р. Ф. Применение ингибитора солеотложений ИНКОРСОТ-202-205 на месторождении N / Р. Ф. Якупов, М. Р. Якупов, Г. Н. Мишин // Актуальные вопросы современной науки: теория, технология, методология и практика : Сборник научных статей по материалам XVI Международной научно-практической конференции, Уфа, 26 ноября 2024 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр "Вестник науки", 2024. – С. 37-45. – EDN DWEVKS.
3. Якупов, Р. Ф. Анализ современных технологий и технических приспособлений для предупреждения солеотложений на месторождении N / Р. Ф. Якупов, М. Р. Якупов, Г. Н. Мишин // Инновационные научные исследования. – 2024. – № 11-3(49). – С. 39-47. – DOI 10.5281/zenodo.14727173. – EDN YHBSUA.
4. Оленев Л.М., Миронов Т.П. Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образования АСПО. – М.: ВНИИОЭНГ. 1994. – 33 с.

5. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67-72.
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
7. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
8. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
9. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
10. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
11. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
12. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
13. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
14. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
15. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
16. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

17. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
18. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
19. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
20. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
21. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
22. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
23. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
24. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
25. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
26. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
27. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
28. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И.

УДК 622

**ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРИТЕЛЯ ХПП-004
ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ГИДРАТНО-ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК БЕЗ ПОДХОДА
БРИГАДЫ ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**

М.Р. Мухамадиев

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрены вопросы применения растворителя ХПП-004 для ликвидации гидратно-парафиновых пробок без подхода бригады текущего и капитального ремонта скважин. Современные методы борьбы с АСПО в процессе эксплуатации скважин включают в себя использование новых технологий и материалов, которые позволяют эффективно предотвращать и минимизировать образование асфальтосмолистых отложений. Это поможет не только улучшить производительность скважин, но и сократить затраты на их обслуживание.

Ключевые слова: растворитель, асфальтосмолистые отложения, образование парафинов, увеличение добычи нефти, капитальный ремонт скважин.

UDC 622

**APPLICATION OF SOLVENT HPP-004 FOR ELIMINATION OF HYDRATE-
PARAFFIN PLUGS WITHOUT THE APPROACH OF THE CURRENT AND CAPITAL
REPAIR TEAM OF WELLS**

M.R. Mukhamadiev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)*

Abstract. This article discusses the use of the HPP-004 solvent to eliminate hydrate-paraffin plugs without the need for a well maintenance and overhaul team. Modern methods of combating ASPO during well operation include the use of new technologies and materials that effectively prevent and minimize the formation of asphalt-resinous deposits. This will help not only improve well performance, but also reduce maintenance costs.

Keywords: solvent, asphaltene deposits, paraffin formation, increased oil production, well workover.

Одними из актуальных проблем, существующих на производстве, являются рост операционных затрат компании и невыполнение геолого-технических мероприятий (ГТМ) по причине неуспешности проведения ликвидации гидратно-парафиновых пробок (ГПП) при текущем и капитальном ремонте скважин (ТКРС), дефицит ресурса бригад ТКРС для ЛГПП. При эксплуатации скважин, оборудованных электроприводными центробежными насосами (УЭЦН), и скважин, находящихся в бездействии, одними из основных осложняющих факторов являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и газогидратные отложения, которые образуются в насосно-компрессорных трубах и в затрубье подземного оборудования. В дальнейшем при проведении ГТМ на данных скважинах возникает проблема проведения глушения, согласно п. 1247 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБвНГП), ввиду отсутствия прохода в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и затрубье. Существующие методы ликвидации АСПО и газогидратных отложений без привлечения ТКРС: скребкование НКТ ручными лебедками; скребкование НКТ силами передвижных лебедок; скребкование НКТ АМДС [1, 2].

Перед проведением ГТМ без привлечения бригады ТКРС применяются методы с использованием углеводородных растворителей и греющего кабеля в НКТ. При ликвидации ГПП силами бригады ТКРС используется комплект оборудования для промывки скважин. Так, за 2022 год при ликвидации ГПП силами бригад ТКРС по 42 из 624 скважин не удалось

достичь положительного результата. Среднее время наработки по неуспешным скважинам составило 161 час, потери от невыполненных ГТМ – 348 тонн в сутки. В марте 2023 года лимит по ликвидации ГПП силами бригад ТКРС исчерпан, что не позволяет использовать данный метод как основной. Для решения данной проблемы предлагаю применение альтернативных способов ликвидации ГПП без привлечения бригады ТКРС путем применения опытного растворителя ХПП-004.

Целями проекта являются сокращение операционных затрат компании за счет изменения подхода к ЛГПП и увеличение добычи нефти. Для их достижения потребовалось оценить эффективность применения существующих технологий для ликвидации ГПП; определить эффективность применения нового растворителя ХПП-004 для ликвидации ГПП; провести ОПИ растворителя ХПП-004 на месторождениях; внедрить применение растворителя ХПП-004 в периметре рассматриваемой компании [3].

Проанализируем методы, применяемые на месторождении N (таблица 1). За 2025 год 42 из 624 скважин при ликвидации ГПП силами бригад ТКРС оказались неуспешными. Бригады были сняты, что не позволило получить 348 тонн суточной добычи. При применении методов удаления отложений промывкой углеводородными растворителями получили отрицательные результаты по причине низкой эффективности применяемых реагентов. Потребовался поиск растворителя, способного ликвидировать комбинированные отложения в подземном оборудовании [4].

Таблица 1 – Эффективность методов удаления отложений при проведении ГТМ силами бригады ТКРС

Период	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатель	Недостатки
2025	Количество скважин с отрицательным результатом (бригада ТКРС снята)	шт.	42	– Рост операционных затрат (непроизводительное время); – Дефицит бригад ТКРС (возможность выполнения приоритетных ТКРС, накопленные потери по добыче нефти).
	Время работы комплекта оборудования для промывки скважин (КОПС) с отрицательным результатом	ч.	1995	

Растворитель ХПП-004 – отечественная разработка (таблица 2), основанная на использовании принципа воздействия как на кристаллы газогидратов, так и на кристаллы АСПО. Сочетает в себе и спиртовую, и ароматическую фракции (представляет собой бесцветную или светло-желтую жидкость, обладающую характерным бензиновым запахом), что обеспечивает эффективность в условиях смешанных отложений. В сочетании комплекса специальных поверхностно-активных веществ (ПАВ) реагент активно диспергирует (тонкое измельчение твёрдых тел или жидкостей, в результате чего получают порошки), уменьшая размер кристаллов газогидратов. Дополнительный комплекс добавок обеспечивает также активность реагента в условиях отложений АСПО [5, 6].

Таблица 2 – Опытный растворитель для ЛГПП ХПП-004

Наименование растворителя	Номер государственного или отраслевого стандарта	Показатели качества, обязательные для проверки	Область применения
ХПП-004	ТУ 39-43122541-ОП-14-98	1. Внешний вид: однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до желтого цвета. Допускается опалесценция.	Удаление парафиновых и газогидратных отложений. Представляет собой смесь фосфорорганического соединения, моноэтаноламина и оксиалкилированных спиртов и уретановых производных в смеси растворителей метанола, сольвента нефтяного (нефрас А-130/150 или А-120/200).
		2. Плотность: при 20°C, г/см ³ в пределах 0,82–0,87	
		3. Вязкость кинематическая: 2 при 20°C, мм ² /с, не более 50	
		4. Температура застывания, °C: не выше минус 50	
		5. Коррозионная активность: 0.001 г/м ² ч	

В качестве альтернативного способа решения проблемы предлагается следующее: так как растворитель ХПП-004 прошел успешные опытно-промышленные испытания в нефтегазодобывающих предприятиях других компаний, рекомендуется провести опытно-промышленные испытания (ОПИ) растворителя ХПП-004 на месторождении N и сократить операционные затраты. Кроме того, экономическая эффективность растворителя ХПП-004 по сравнению с ликвидацией ГПП силами бригады ТКРС выше в 5 раз. Данный растворитель позволит повысить экономическую эффективность, сократить операционные затраты, увеличить добычу нефти в обществе.

Список использованных источников:

1. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г.Ибрагимов, А.Р.Хафизов, В.В.Шайдаков и др. – Уфа: Монография, 2003. - 302 с.
2. Якупов, Р. Ф. Анализ эффективности методов борьбы с коррозией применением протектора коррозионной защиты производства ООО "Урай НПО-сервис", Г. Урай / Р. Ф. Якупов, Р. Х. Бахтияров // Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции, Октябрьский, 11 сентября 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 114-119. – EDN BHFGKS.
3. Оленев Л.М., Миронов Т.П. Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образования АСПО. – М.: ВНИИОЭНГ. 1994. – 33 с.
4. Бахтияров, Р. Х. Применение ингибитора ХПС-005 для борьбы с отложениями неорганических солей / Р. Х. Бахтияров, Р. Ф. Якупов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 20-23. – EDN MNQGED.
5. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67-72.
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 653 с.
7. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science

and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

8. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

9. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

10. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

11. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.

12. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.

13. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

14. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

15. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

16. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

17. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

18. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

19. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й

Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

20. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

21. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

22. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

23. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

УДК 622

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

В.В. Мухаметшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

М.М. Велиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Д.В. Приданников

(НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро, зам. начальника отдела)

Аннотация. В статье изложены основные факторы, влияющие на приток флюида из пласта в скважину. Рассмотрена, как определяется технологическая эффективность после работ по интенсификации добычи нефти, т.е. дополнительно накопленная добыча нефти, за счет применения метода. Приведен расчет экономической эффективности обработок призабойной зоны скважины термохимическим воздействием.

Ключевые слова: приток флюида, пластовое давление, призабойная зона, термохимическая реакция, проницаемость пласта, продуктивность скважины, добыча нефти, накопленная добыча нефти, технологическая эффективность, экономическая эффективность, выручка, чистая прибыль.

UDC 622

DETERMINATION OF TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF THERMOCHEMICAL TREATMENT OF WELLS OF THE "WHITE TIGER" DEPOSIT

V.V. Mukhametshin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

M.M. Veliyev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

D.V. Pridannikov

(NIPImorneftegaz JV "Vietsovpetro, Deputy head of department)

Abstract. The article describes the main factors affecting the flow of fluid from the

reservoir into the well. The article considers how technological efficiency is determined after work on the intensification of oil production, i.e. additional accumulated oil production due to the use of the method. The calculation of the economic efficiency of treatments of the bottomhole zone of the well by thermochemical action is given.

Keywords: fluid inflow, reservoir pressure, bottomhole zone, thermochemical reaction, reservoir permeability, well productivity, oil production, accumulated oil production, technological efficiency, economic efficiency, revenue, net profit.

На текущий момент различными методами интенсификации охвачен почти весь эксплуатационный фонд скважин месторождения «Белый Тигр». Исключение составляют высокодебитные скважины, а также скважины нижнего миоцена, где в проведении обработки призабойных зон скважин нет необходимости (значение скин-фактора равно или близко нулю) или скважины со сложными геологическими условиями (низкое пластовое давление, краевые зоны, высокая глинистость, высокая обводненность и т.д.) [1, 2].

Одним из перспективных направлений повышения производительности добывающих скважин месторождения «Белый Тигр» является применение методов термохимических реакций. Основной задачей обработок призабойной зоны скважины термохимическим воздействием является восстановление или улучшение притока флюида из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

Основными факторами, влияющими на приток флюида из пласта в скважину являются [1, 2, 7]:

- низкая проницаемость пласта, из-за которой может быть снижен первоначальный дебит скважин, особенно на месторождении с пониженным пластовым давлением, где невозможны большие депрессии на пласт;
- снижение проницаемости призабойной зоны пласта обусловлено влиянием глинистого раствора при вскрытии пласта;
- выпадение из промывочной жидкости при ТРС и КРС посторонних примесей и проникновение в пласт воды, образование в поровом пространстве водонефтяных эмульсий, осадков;
- появление зоны с высокой газонасыщенностью при снижении пластового давления ниже давления насыщения;
- отложения неорганических солей, АСПО в призабойной зоне пласта, которые обуславливают снижение продуктивности скважин, как сразу после бурения и КРС, так и в процессе эксплуатации.

Технологическая эффективность после работ по интенсификации добычи нефти определяется дополнительно накопленной добычей нефти, т.е. суммарным количеством дополнительно добытой нефти за счет применения метода. Дополнительно накопленная добыча нефти по скважине определяется по формуле [3, 4, 5]:

$$Q_{\text{нак}} = Q_{\text{ф}} - Q_{\text{баз}}, \quad (1)$$

где, $Q_{\text{ф}}$ - суммарное фактическое количество добытой нефти за расчетный период, т (м^3);

$Q_{\text{баз}}$ - суммарное базовое количество добытой нефти, т (м^3). Суммарное базовое количество добытой нефти определяется по формуле:

$$Q_{\text{баз}} = q_0 \cdot N \cdot K_{\text{эк}} \cdot \frac{1 - K_{\text{п}}^t}{1 - K_{\text{п}}}, \quad (2)$$

где, q_0 - средний суточный дебит скважины за месяц, предшествующий ОПЗ, т/сут.;

N - календарное число дней в месяце, сут.;

$K_{\text{эк}}$ - коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.;

$K_{\text{п}}$ - коэффициент падения дебита в период предшествующий ОПЗ, доли ед.;

t - период оценки после проведения ОПЗ, мес.

Прогнозируемое суммарное количество добытой нефти (закаченной воды) определяется суммированием $Q_{\text{баз}}$ (формула 2) по всем объектам обработанным рассматриваемым методом ИДН.

Период определения значения коэффициента падения дебита $K_{\text{п}}$ до проведения мероприятия по ИДН должен составлять не менее 3 месяцев.

Общая оценка эффективности метода интенсификации должна проводиться за период, в течение которого дебит нефти снизится до его базового значения, т.е. за весь период продолжительности эффекта $T_{\text{эф}}$ от ИДН.

При продолжительности эффекта более трех месяцев, расчетное время эффекта $T_{\text{эф}}$ определяется по формуле [3, 6, 7]:

$$T_{\text{эф}} = \frac{\lg(q_0 \frac{K_{\text{эк}}}{q_1} K_{\text{эк1}})}{\lg \frac{K_{\text{п1}}}{K_{\text{п}}}}, \quad (3)$$

где, q_1 , $K_{\text{эк1}}$, $K_{\text{п1}}$ - среднесуточный дебит, коэффициент эксплуатации, коэффициент падения дебита после ИДН и выход скважин на стабильный режим работы.

По истечении $T_{\text{эф}}$ (прекращения эффекта интенсификации) периодически (раз в квартал, полугодие, год) определяется количество фактически добытой по скважине нефти и сравнивается с базовыми показателями.

Расчет экономической эффективности обработок призабойной зоны скважины термохимическим воздействием основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом [3]:

$$P_n = R - T_r - T_e - T_p - C_{VSP}, \quad (4)$$

где, P_n - чистая прибыль СП «Вьетсовпетро», млн долларов США;

R - выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия, млн долларов США;

T_r - налог на недра «Роялти», млн долларов США;

T_e - налог на экспорт, млн долларов США;

T_p - налог на прибыль, млн долларов США;

C_{VSP} - фактические затраты СП «Вьетсовпетро» связанные с проведением мероприятия и добычей дополнительной нефти за анализируемый период, млн долларов США.

В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$P_{\text{est}} = R - T_r - T_e + C_{\text{com}}, \quad (5)$$

где, C_{com} - денежный эквивалент товарной нефти, получаемой СП «Вьетсовпетро» для компенсации производственных затрат, млн долларов США.

Список использованных источников:

1. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Зунг Л.В. и др. Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро» / М.М. Велиев, В.А. Бондаренко, Л.В. Зунг Л.В. и др. // Санкт-Петербург: Недра. – 2019. – 512 с.
2. Ты Тхань Нгия, Велиев М.М., Ле Вьет Хай, Иванов А.Н. Разработка шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» / Т.Т. Нгия, М.М. Велиев, Л.В. Хай, А.Н. Иванов // СПб.: Т.Т. Нгия, М.М. Велиев, Л.В. Хай // Санкт-Петербург. - Недра, 2017. – 386с.
3. Велиев М.М. Экономическая эффективность методов интенсификации добычи нефти из залежей фундамента месторождений СП «Вьетсовпетро» [Текст] / М.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа, 2011, 3(85). Стр. 70-75.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц // М.: Наука, 2000. – 414 с.
5. Иванов А.Н., Зунг Л.В., Велиев М.М. Экономическая эффективность применения технологий увеличения нефтеотдачи терригенных залежей месторождения «Белый Тигр» /

А.Н. Иванов, Л.В. Зунг, М.М. Велиев // Энергоэффективность. Проблемы и решения. Материалы 10-ой всероссийской научно-практической конференции в рамках X Российского энергетического форума. Уфа. – 2010.

6. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков // Самара, 1996. – 411 с.

7. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. // Москва: Недра. – 1991. – 346 с.

УДК 622.276.6

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СКВАЖИНАХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Мухаметшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Р.И. Сайфутдинов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГРС21-14)*

Аннотация. Повышение степени извлечения нефти из недр за счет совершенствования существующих и создания новых технологических процессов воздействия на пласты является важнейшей задачей увеличения нефтеотдачи. В последние годы основное внимание уделяется повышению эффективности методов путем удешевления реагентов и генерации нефтевытесняющих агентов непосредственно в пласте. В этой связи микробиологические методы воздействия на пласт, в которых используются побочные продукты производства и достигается одновременное комплексное воздействие нескольких механизмов до вытеснения нефти, являются приоритетным направлением повышения нефтеотдачи. Как и многие другие технологии, основанные на микробиологических процессах, микробиологические методы увеличения нефтеотдачи пластов привлекают внимание малой инвестиционной потребностью, высокой эффективностью и экологической безопасностью.

Ключевые слова: нефть, бактерии, пласт, микробиологическое воздействие, призабойная зона, скважина, месторождение.

UDC 622.276.6

INCREASING OIL RECOVERY FACTOR USING MICROBIOLOGICAL IMPACT TECHNOLOGY IN WELLS OF THE PRIOBSKOYE FIELD

V.V. Mukhametshin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, professor)*

R.I. Saifutdinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRSz-21-14)*

Abstract Increasing oil recovery from the subsurface by improving existing and developing new reservoir stimulation processes is a key objective in enhancing oil recovery. In recent years, the focus has been on improving the efficiency of these methods by reducing the cost of reagents and generating oil-displacing agents directly in the reservoir. Therefore, microbiological reservoir stimulation methods, which utilize byproducts and achieve the simultaneous, integrated action of several mechanisms to displace the oil, are a priority for enhancing oil recovery. Like many other technologies based on microbiological processes, microbiological enhanced oil recovery methods are attracting attention due to their low investment requirements, high efficiency, and environmental safety.

Keywords: oil, bacteria, reservoir, microbiological impact, bottomhole zone, well, field.

Микробиологические методы увеличения нефтеотдачи (МУН) зарекомендовали себя на многих нефтедобывающих предприятиях.

Основу воздействия при использовании таких методов составляет биосинтез углекислоты внутри пласта; образуемые при этом промежуточные продукты (полисахариды, биоПАВы, спирты, органические кислоты и пр.) способны вытеснять продукцию пласта. Такие продукты способствуют снижению вязкости продукции и снижению натяжения между нефтяной и водной фазами, а также между породами пласта и нефтью; кроме того, они удаляют блокирующие поры пласта парафиновые отложения, тем самым восстанавливая проницаемость коллектора.

Методы микробиологического воздействия основаны на том, что колебания термобарических параметров, минерализация пластовых флюидов, присутствие воздуха внутри пласта практически не влияют на способность микроорганизмов к развитию, а возобновление энергии они обеспечивают, питаясь нефтью, а также содержащимися в пласте химическими элементами и соединениями.

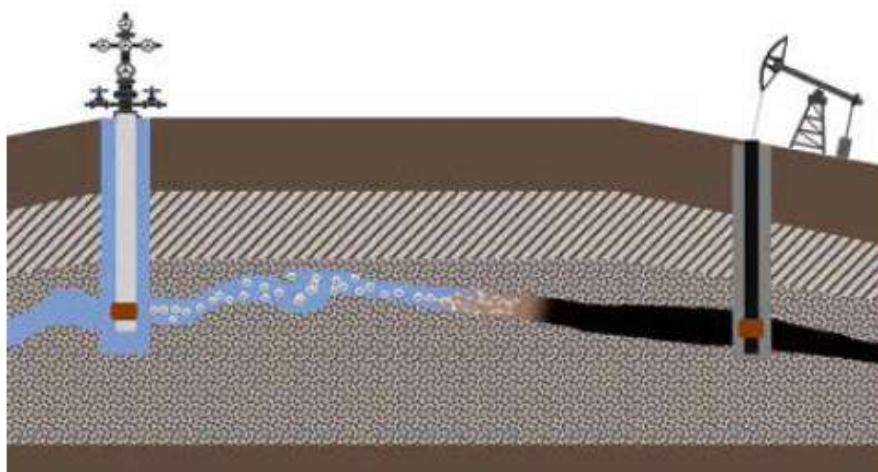


Рисунок 1 - Процесс микробиологического воздействия

Разработка Приобского месторождения продолжается на текущий момент свыше сорока лет, что обуславливает (в первую очередь, на обводнённых участках) значительное падение показателей добычи.

На рассматриваемом месторождении, в целях сохранения указанных показателей на среднем уровне, используются различные МУН, а именно: ГРП; обработка ПЗП с помощью депрессии, химикатов и прочих физико-химических технологий; перфорация; химическое воздействие; термические методы; гидродинамические методы; изоляционные мероприятия (текущий ремонт) и т.д.

Следует отметить, что на некоторых участках перечисленные методы уже не дают никакого эффекта, в силу чего на таких участках идёт подготовка к ликвидации объектов; при этом показатели нефтедобычи могут быть повышены за счёт масштабного внедрения на месторождении более эффективных МУН. В их число входят различные варианты микробиологических обработок, которые активно используются на залежах с низким КИН и при обводнении свыше 65 %

Рассмотрим обоснование эффективности внедрения МБВ на нагнетательной скважине Приобского месторождения. Скважины реагирования – №№ 351, 347, 345. В рамках настоящего исследования рекомендуется внедрение комплексного микробиологического метода, предусматривающего соответствующее воздействие на пласт и пригодного для использования на залежах поздних этапов разработки в целях регулирования процессов вытеснения при высоком уровне обводнения в пласте. В рамках предлагаемого метода к

САИ (сырному активному илу) добавляются биореагент ИАИП-1 (полимер ВПК-402), а также бактерицид F-777.

Метод используется на практике с начала 90 гг. прошлого века. Биореагент – это в данном случае отходы функционирования очистных сооружений микробиологических или гидролизных производств – т.н. САИ, т.е. сухой активный ил, высушиваемый путем сгущения на распылительных сушилках до 20-25 г/дм³ (влажность – 10 %) при температуре, не превышающей 90 °С.

Биореагент нагнетается через нагнетательные скважины, которые подлежат обработке (один раз или несколько) через временные интервалы, определяемые в соответствии с результатами исследований скважин (данные параметры каждый год уточняются при планировании промысловых работ).

Данная технология не требует значительных финансовых издержек. Образование АИ происходит в процессе биохимической очистки стоков в специальных очистных сооружениях – аэротенках; избыточная его часть после очистки поступает в шламонакопители.

В состав АИ входит множество различных ценных веществ, из которых до 30 % приходится на неорганические, а до 90 % – на органические; кроме того, в нём содержатся микроорганизмы, относящиеся к различным классам.

На практике методика предусматривает постепенное нагнетание в ПЗП через нагнетательную скважину суспензии САИ концентрацией 0,5-15 %; на 1 метр нефтенасыщенной толщи пласта между пресноводными оторочками приходится 1,0-2,5 м³ САИ. Затем скважина 2-5 суток должна быть приостановлена, после чего эксплуатация объекта возобновляется.

Далее, через полгода-год после обработки необходимо закачать в ствол бактерицидный состав (концентрацией 0,1-1 %) из расчёта 0,5-2 м³ на 1 метр нефтенасыщенной толщи. Затем также следует приостановка и новый запуск. На рисунках и в таблицах представлены графики, построенные на основе указанных расчётов.

Таблица 1 - Проектируемые показатели скважины № 351 Приобского месторождения после внедрения МБВ

Период	Месячная добыча, тыс. т		Накопленные отборы, тыс. т		Характеристика вытеснения по Камбарову 10 ⁵ /Q _ж	доп. добыча нефти, т	
	жидкость	нефть	жидкость	нефть		месячная	накопленная
2026							
Ноябрь	-	-	8153,192	771,829	12,265	-	-
Декабрь	19,247	0,359	8172,439	772,188	12,236	-	-
Январь	19,345	0,381	8191,784	772,569	12,207	-	-
Февраль	15,971	0,358	8207,755	772,927	12,184	-	-
Март	18,140	0,412	8225,895	773,339	12,157	-	-
Апрель	17,692	0,416	8243,587	773,755	12,131	-	-
Май	18,495	0,431	8262,082	774,186	12,103	-	-
Июнь	17,238	1,246	8279,320	775,432	12,078	-	-
Июль	15,329	0,353	8294,649	775,785	12,056	-	-
Август	17,842	0,466	8312,491	776,251	12,030	57	57
Сентябрь	17,894	0,371	8330,385	776,622	12,004	минус 24	33
Октябрь	19,662	0,402	8350,047	777,024	11,976	минус 4	29
Ноябрь	17,421	0,366	8367,468	777,390	11,951	минус 26	3
Декабрь	19,589	0,498	8387,057	777,888	11,923	95	98
2027							
Январь	19,350	0,411	8406,407	778,299	11,896	11	109
Февраль	17,564	0,320	8423,971	778,619	11,871	минус 41	68
Март	19,731	0,387	8443,705	779,006	11,843	минус 10	58
Апрель	17,871	0,344	8461,576	779,350	11,818	минус 40	18
Май	18,459	0,518	8480,035	779,868	11,792	123	141
Июнь	16,464	0,809	8496,499	780,677	11,770	428	569
Июль	16,122	0,333	8512,621	781,010	11,747	минус 59	510
Август	15,734	0,337	8528,355	781,347	11,726	минус 48	462
Сентябрь	16,561	0,357	8544,916	781,704	11,703	минус 19	443
Октябрь	16,788	0,353	8561,704	782,057	11,680	минус 34	409
Ноябрь	19,181	0,493	8580,885	782,550	11,654	120	529
Декабрь	19,792	0,711	8600,677	783,261	11,627	327	856
2028							

Период	Месячная добыча, тыс. т		Накопленные отборы, тыс. т		Характеристика вытеснения по Камбарову		
	жидкость	нефть	жидкость	нефть	10 ⁵ /Q _ж	доп. добыча нефти, т	
						месячная	накопленная
Январь	19,466	0,841	8620,143	784,102	11,601	459	1315
Февраль	15,698	0,659	8635,841	784,761	11,580	315	1630
Март	18,882	0,849	8654,723	785,610	11,554	471	2101
Апрель	20,122	0,903	8674,845	786,513	11,528	537	2638
Май	19,614	0,861	8694,459	787,374	11,502	485	3123
Июнь	16,561	0,598	8711,020	787,972	11,480	235	3358
Июль	15,304	0,406	8726,324	788,378	11,460	33	3391
Август	16,081	0,535	8742,405	788,913	11,439	163	3554
Сентябрь	15,295	0,445	8757,700	789,358	11,419	87	3641
Октябрь	13,927	0,369	8771,627	789,727	11,400	62	3703
Ноябрь	11,007	0,192	8782,634	789,919	11,386	минус 94	3609
Декабрь	12,116	0,240	8794,750	790,159	11,370	минус 55	3554
2029							
Январь	12,468	0,287	8807,218	790,446	11,354	минус 6	3548

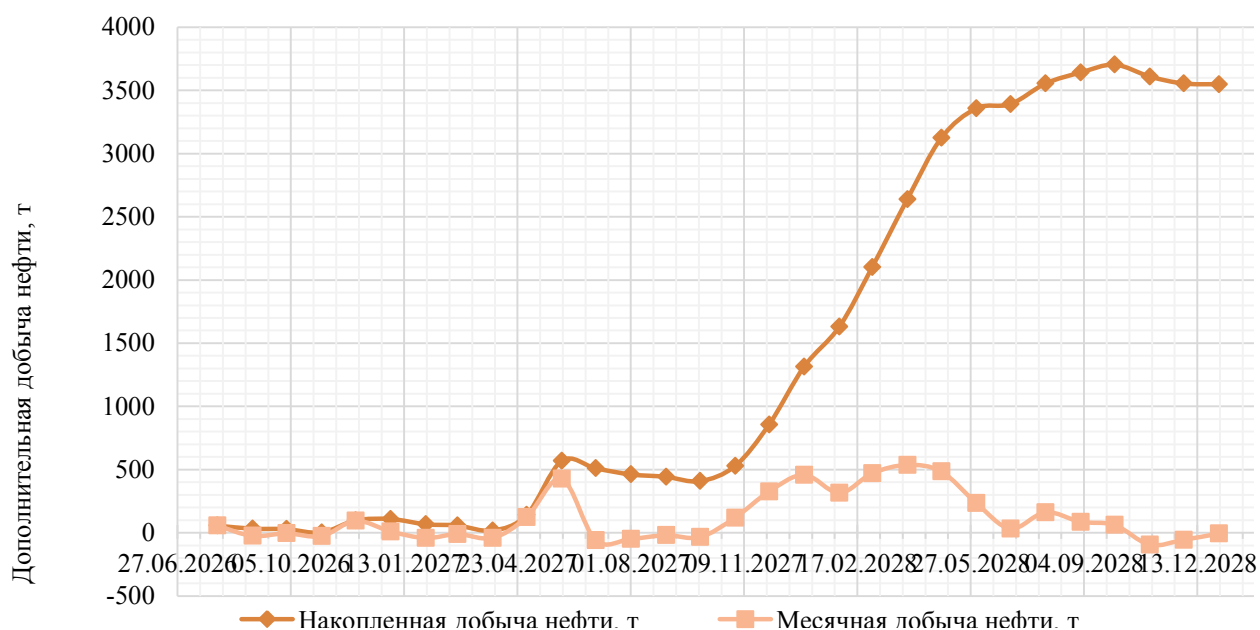


Рисунок 2 - Накопленная дополнительная добыча нефти по скважине № 351 Приобского месторождения

Таблица 2 - Проектируемые показатели скважины № 347 Приобского месторождения после внедрения микробиологического воздействия:

Период	Месячная добыча, тыс. т		Накопленные отборы, тыс. т		Характеристика вытеснения по Камбарову		
	жидкость	нефть	жидкость	нефть	10 ⁵ /Q _ж	доп. добыча нефти, т	
						месячная	накопленная
2026							
Ноябрь	-	-	9558,608	632,885	12,265	-	-
Декабрь	23,268	0,754	9581,876	633,639	12,236	-	-
Январь	19,919	0,781	9601,795	634,420	12,207	-	-
Февраль	18,607	0,620	9620,402	635,040	10,462	-	-
Март	19,681	0,533	9640,083	635,573	10,436	-	-
Апрель	18,212	0,414	9658,295	635,987	10,415	-	-
Май	18,535	0,391	9676,830	636,378	10,395	-	-
Июнь	18,932	0,403	9695,762	636,781	10,373	-	-
Июль	16,224	0,465	9711,986	637,246	10,354	-	-
Август	13,996	0,986	9725,982	638,232	10,334	694	694
Сентябрь	15,915	0,512	9741,897	638,744	10,314	144	838
Октябрь	16,205	0,531	9758,102	639,275	10,297	152	990
Ноябрь	18,835	0,586	9776,937	639,861	10,282	149	1139
Декабрь	18,919	0,597	9795,856	640,458	10,265	152	1291
2027							
Январь	21,066	0,747	9816,922	641,205	10,186	336	1627
Февраль	23,514	0,945	9840,436	642,150	10,162	514	2141
Март	23,651	0,967	9864,087	643,117	10,138	521	2662
Апрель	18,204	0,803	9882,291	643,920	10,119	429	3091
Май	21,553	1,747	9903,844	645,667	10,097	1305	4396

Период	Месячная добыча, тыс. т		Накопленные отборы, тыс. т		Характеристика вытеснения по Камбарову $10^5/Q_{ж}$	доп. добыча нефти, т	
	жидкость	нефть	жидкость	нефть		месячная	накопленная
Июнь	22,589	1,661	9926,433	647,328	10,074	1235	5631
Июль	25,226	1,582	9951,659	648,910	10,049	1144	6775
Август	20,033	1,071	9971,692	649,981	10,028	649	7424
Сентябрь	21,103	1,007	9992,795	650,988	10,007	572	7996
Октябрь	21,975	1,022	10014,770	652,010	9,985	589	8585
Ноябрь	21,838	0,723	10036,608	652,733	9,964	305	8890
Декабрь	19,182	0,589	10055,790	653,322	9,945	159	9049
2028							
Январь	20,457	0,555	10076,247	653,877	9,924	140	9189
Февраль	21,365	0,624	10097,612	654,501	9,903	198	9387
Март	21,398	0,560	10119,010	655,061	9,882	135	9522
Апрель	20,541	0,425	10139,551	655,486	9,862	42	9564
Май	21,481	0,389	10161,032	655,875	9,842	минус 32	9532
Июнь	22,022	0,374	10183,054	656,249	9,820	минус 33	9499
Июль	11,915	0,364	10194,969	656,613	9,809	минус 47	9452
Август	20,991	0,424	10215,960	657,037	9,789	20	9472
Сентябрь	21,818	0,384	10237,778	657,421	9,768	минус 31	9441
Октябрь	21,180	0,347	10258,958	657,768	9,748	минус 67	9374
Ноябрь	18,588	0,306	10277,546	658,074	9,730	минус 79	9295
Декабрь	19,141	0,314	10296,687	658,388	9,712	минус 97	9198
2029							
Январь	13,479	0,246	10310,166	658,634	9,699	минус 83	9115

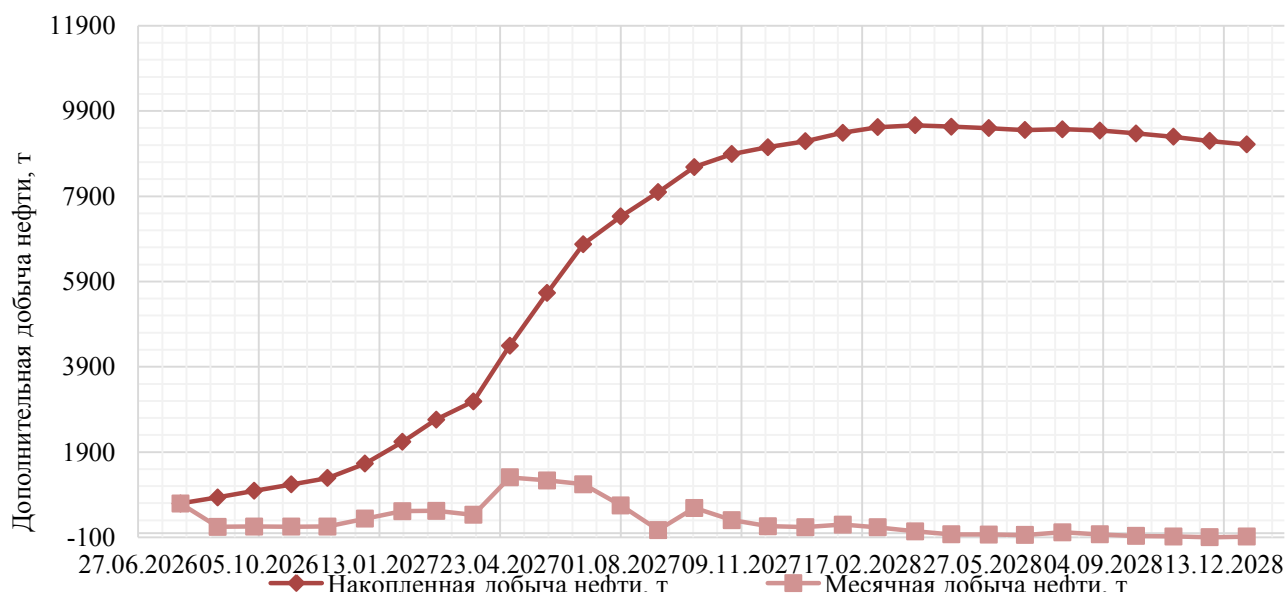
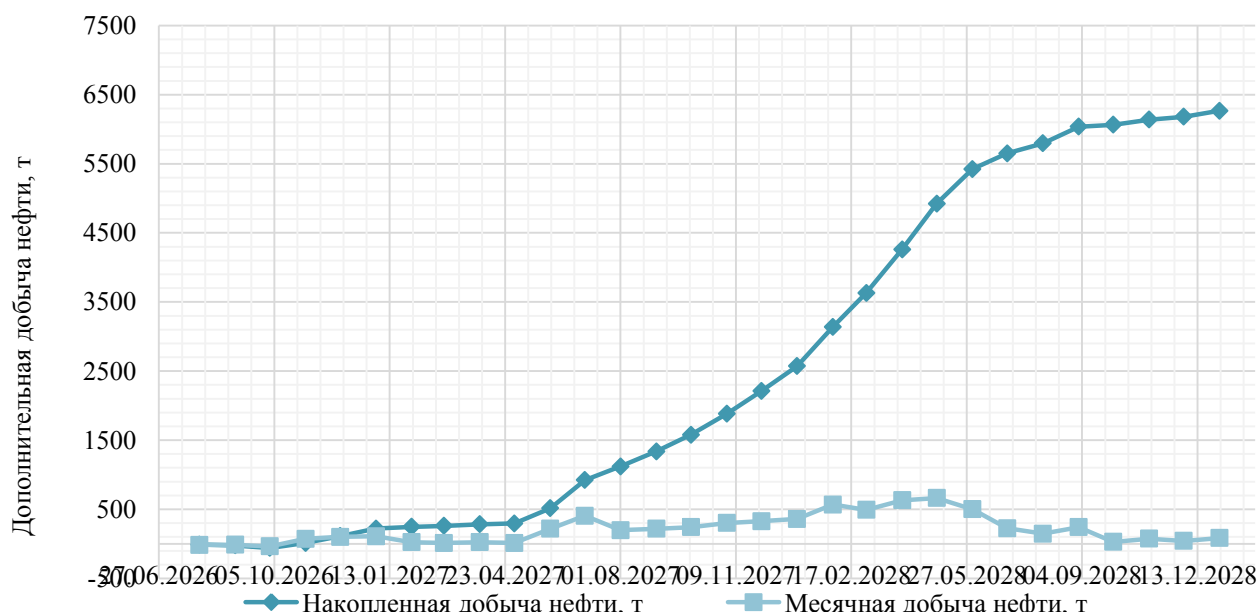


Рисунок 3 - Накопленная дополнительная добыча нефти по скважине № 347 Приобского месторождения

Таблица 3 - Проектируемые показатели скважины № 345 Приобского месторождения после внедрения микробиологического воздействия:

Период	Месячная добыча, тыс. т		Накопленные отборы, тыс. т		Характеристика вытеснения по Камбарову		
	жидкость	нефть	жидкость	нефть	10 ⁵ /Q _ж	доп. добыча нефти, т	
						месячная	накопленная
2026							
Ноябрь	-	-	5844,247	704,742	17,111	-	-
Декабрь	6,774	0,168	5851,021	704,910	17,091	-	-
Январь	5,073	0,086	5856,094	704,996	17,076	-	-
Февраль	3,479	0,055	5859,573	705,051	17,066	-	-
Март	14,465	0,328	5874,038	705,379	17,024	-	-
Апрель	17,365	0,276	5891,403	705,655	16,974	-	-
Май	17,047	0,270	5908,450	705,925	16,925	-	-
Июнь	15,249	0,264	5923,699	706,189	16,881	-	-
Июль	17,753	0,318	5941,452	706,507	16,831	5	5
Август	17,505	0,291	5958,957	706,798	16,781	минус 16	минус 11
Сентябрь	17,561	0,291	5976,518	707,089	16,732	минус 12	минус 23
Октябрь	17,120	0,279	5993,638	707,368	16,684	минус 36	минус 59
Ноябрь	14,934	0,324	6008,572	707,692	16,643	72	13

Период	Месячная добыча, тыс. т		Накопленные отборы, тыс. т		Характеристика вытеснения по Камбарову		
	жидкость	нефть	жидкость	нефть	$10^5/Q_{\text{ж}}$	доп. добыча нефти, т	
						месячная	накопленная
Декабрь	10,237	0,281	6018,809	707,973	16,615	100	113
2027							
Январь	13,150	0,331	6031,959	708,304	16,578	109	222
Февраль	12,497	0,248	6044,456	708,552	16,544	25	247
Март	12,600	0,215	6057,056	708,767	16,510	13	260
Апрель	14,275	0,246	6071,331	709,013	16,471	24	284
Май	13,267	0,226	6084,598	709,239	16,435	12	296
Июнь	13,980	0,439	6098,578	709,678	16,397	219	515
Июль	12,832	0,620	6111,410	710,298	16,363	407	922
Август	12,717	0,416	6124,127	710,714	16,329	198	1120
Сентябрь	12,470	0,435	6136,597	711,149	16,296	218	1338
Октябрь	12,146	0,451	6148,743	711,600	16,263	241	1579
Ноябрь	13,463	0,518	6162,206	712,118	16,228	303	1882
Декабрь	12,093	0,535	6174,299	712,653	16,196	328	2210
2028							
Январь	12,726	0,575	6187,025	713,228	16,163	361	2571
Февраль	11,505	0,769	6198,530	713,997	16,133	568	3139
Март	11,710	0,682	6210,240	714,679	16,102	491	3630
Апрель	13,678	0,840	6223,918	715,519	16,067	630	4260
Май	13,966	0,866	6237,884	716,385	16,031	663	4923
Июнь	14,217	0,711	6252,101	717,096	15,995	501	5424
Июль	13,989	0,427	6266,090	717,523	15,959	225	5649
Август	13,538	0,354	6279,628	717,877	15,925	147	5796
Сентябрь	13,198	0,448	6292,826	718,325	15,891	241	6037
Октябрь	12,141	0,227	6304,967	718,552	15,861	28	6065
Ноябрь	13,047	0,279	6318,014	718,831	15,828	74	6139
Декабрь	13,309	0,240	6331,323	719,071	15,794	42	6181
2029							
Январь	12,971	0,287	6344,294	719,358	15,762	84	6265



Риснуок 4 - Накопленная дополнительная добыча нефти по скважине № 345 Приобского месторождения

Выводы:

В результате проведения данного мероприятия технологический эффект был получен за счёт увеличения дебита скважин. Дополнительная добыча на скважинах реагирования составит в общей сложности 18 928 т. Отсюда следует вывод, что при применении рекомендуемой технологии на анализируемом месторождении можно повысить показатели добычи.

Список использованных источников:

1. Ибатуллин Р. Р. Применение современных микробиологических технологий увеличения нефтеотдачи / Р. Р. Ибатуллин, Р. С. Хисамов, Г. Ф. Кандаурова, С. С. Беляев / Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 42-45.
2. Ибатуллин Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахутдинов. – Москва: Недра, 2004. – 292 с.
3. Назина Т. Н. Микробиологические исследования карбонатного коллектора Ромашкинского нефтяного месторождения в связи с испытанием биотехнологии повышения нефтеотдачи / Т. Н. Назина, А. Е. Иванова, Г. Ф. Кандаурова // Микробиология. – 1998. – Т. 67. – № 5. – С. 701-709.
4. Обзор разработки Приобского нефтяного месторождения: отчёт. – Нефтеюганск: ЮганскНИПИнефть, 2021.
5. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
6. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
7. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
8. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
9. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
10. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
11. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
12. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д.

А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

13. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

14. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

15. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

16. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

УДК 622.276.53

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

А.Р. Мухтаров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-13)

О.А. Грезина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В процессе работы нефтяных скважин специалисты регулярно сталкиваются с появлением твердых включений в добываемом продукте, таких как песок, следы коррозии, соли и парафиновые отложения. Эти элементы создают значительные помехи в ходе эксплуатации, способствуя ускоренному износу механизмов и уменьшению финансовой выгоды. Перенос механических частиц отмечается на обширной территории месторождений, как в пределах России, так и за ее границами.

Ключевые слова. Механические примеси, насосное оборудование, нефтедобыча, фильтры, сепараторы, межремонтный период, скважины, пескопроявления.

UDC 622.276.53

IMPROVING METHODS FOR PROTECTING PUMPING EQUIPMENT FROM MECHANICAL IMPURITIES DURING OIL PRODUCTION

A.R. Mukhtarov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-13)*

O.A. Grezina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. During the operation of oil wells, engineers frequently encounter the accumulation of solid materials in the extracted product, including sand, corrosion residues, salts, and paraffin deposits. These components pose considerable challenges during extraction,

accelerating equipment wear and diminishing economic returns. The transport of mechanical particles is observed across a wide range of oil fields, both within Russia and internationally.

Key words. Solid contaminants, pump systems, oil extraction, filtering units, separators, maintenance interval, boreholes, sand manifestations.

Во время эксплуатации нефтяных скважин инженеры нередко сталкиваются с образованием твердых частиц в добываемой продукции, включая песок, коррозионные отложения, соли и парафиновые соединения. Эти элементы создают дополнительные трудности в процессе добычи, ускоряя износ оборудования и снижая экономическую эффективность. Проявление механических примесей фиксируется на множестве месторождений как в России, так и за ее пределами. Твердые частицы скапливаются в призабойной зоне, образуя пробки, которые препятствуют притоку флюидов. Кроме того, как абразив, они ускоряют эрозию стенок насосов, труб и другого оборудования, представленное на рисунке 1. [3]



Рисунок 1 – Результат воздействия механических примесей на НКТ

Мировая практика предлагает разделение методов борьбы с пескопроявлениями на технологические и механические. Технологические подходы учитывают свойства породы пласта и изменения в термогидродинамической системе при эксплуатации. К ним относятся контроль депрессии на пласт, ориентированная перфорация и холодная добыча высоковязкой нефти. Эти способы успешно применяются в отдельных регионах, но требуют тщательного анализа геологических условий. [2]

Механические методы включают установку фильтров на забое, хвостовиков, песочных якорей, завихрителей и устройств для гравитационной или центробежной сепарации. В России накоплен опыт защиты электроцентробежных насосов (ЭЦН), где доля добычи достигает 70 %. Перспективны центробежная сепарация и акустическая коагуляция мелких частиц. Однако традиционные сетчатые фильтры часто забиваются, снижая производительность.

Одним из ключевых осложнений для штанговых насосных установок (ШНУ) является трение, возникающее при попадании примесей между деталями. Это приводит к интенсивному износу плунжера, цилиндра и клапанов. Анализ показывает, что без защиты насосы выходят из строя в среднем через 80 суток, как в случае скважины 298 НГДУ

"Краснохолмскнефть". Проволочные фильтры не всегда справляются, поскольку их элементы быстро забиваются.

Для решения предлагается новая конструкция песочного фильтра, основанная на центробежной силе. Фильтр состоит из корпуса, шламоуловительной камеры, переходника, перфорированной трубы с входными патрубками, стержня и хвостовика. Пластовая жидкость поступает через патрубки, закручивается и поднимается, где твердые частицы под действием трения и гравитации осаждаются через отверстия в межтрубное пространство. Очищенная жидкость идет на прием насоса. Данная конструкция представлена на рисунке 2. [1]

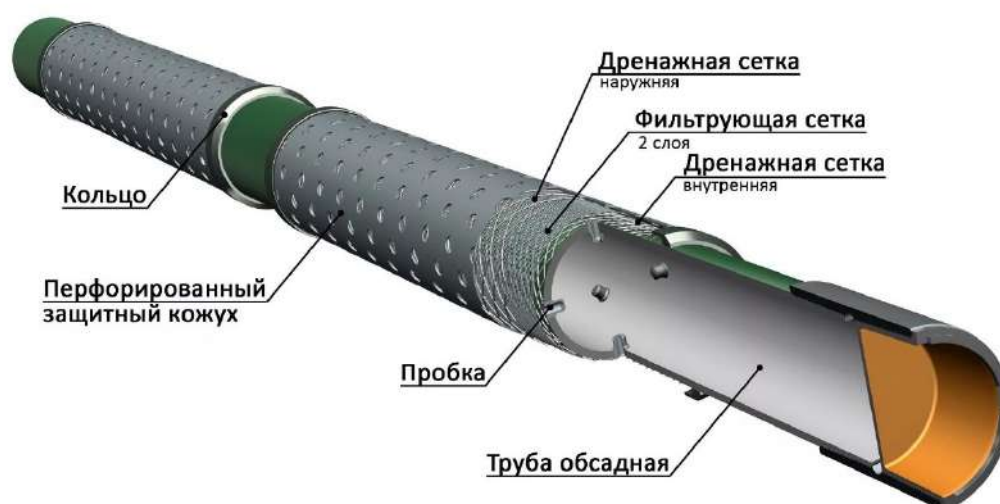


Рисунок 2 – Фильтр против механических примесей на приём ЭЦН

Расчет тонкости очистки учитывает радиальную и осевую скорости жидкости. Отверстия в трубе располагаются в шахматном порядке, их размер соответствует максимальным частицам примесей. Номограммы помогают определять диаметр патрубков и число отверстий с учетом дебита и вязкости.

Промысловые испытания фильтра в скважинах показали отсутствие отказов за год. Концентрация взвешенных частиц снизилась, исключив заклинивание и засорение. Межремонтный период вырос, что подтверждает эффективность.

Природа твердых частиц в оборудовании разнообразна: 50 – 60 % - пластового происхождения (минеральные частицы), 15 – 25 % - смешанного (продукты коррозии) и 10 – 20 % - поверхностного (обломки проппанта после ГРП). Классификация причин разрушения коллектора включает геологические (глубина залегания, цементированность), технологические (дебит, депрессия) и технические (конструкция забоя) факторы.

Разработан фильтр тонкой очистки для ШНУ со сменным картриджем из полимерного волокнисто-пористого материала (ПВПМ). Лабораторные эксперименты выявили высокую удерживающую способность: до 90 % частиц размером 0,2 - 0,3 мм. Промысловые тесты в скважинах с высокой обводненностью подтвердили рост дебита на 15 – 20 % и снижение простоев. [1,4]

Сравнение методов: сетчатые фильтры эффективны при низкой концентрации примесей, но требуют частой замены; центробежные - лучше для высоких дебитов; химические ингибиторы (как для АСПО) дополняют механику, снижая адгезию.

Совершенствование очистки насосов от механических примесей требует комплексного подхода. Предложенная конструкция фильтра повышает надежность оборудования, минимизируя затраты на ремонт. Дальнейшие исследования должны фокусироваться на адаптации методов к конкретным условиям месторождений.

Список использованных источников:

1. Хабибуллин М.Я. Совершенствование очистки насосов для добычи нефти от механических примесей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. с. 29-34.
2. Минеев А.В., Булчаев Н.Д., Кондрашов П.М. Методы защиты насосного оборудования при добыче пескосодержащей нефти // Территория Нефтегаз. – 2010. с. 82-85.
3. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Нефтегазовое дело. – 2012. с. 159-170.
4. Лебедев А.С., Новиков Е.Г. Применение полимерных материалов в фильтрах для нефтедобычи. - Казань: Казанский федеральный университет. – 2018. с. 33-40.

УДК 622.276.56

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Р. Н. Назмиев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-23-11)*

Аннотация: в статье проведен анализ современного состояния технологии одновременной-раздельной эксплуатации (ОРЭ) многопластовых нефтяных месторождений в России. Выявлены ключевые технологические и организационные ограничения, препятствующие широкому внедрению ОРЭ. На основе анализа отечественного и зарубежного опыта предложены направления совершенствования скважинного оборудования и методологии применения ОРЭ. Особое внимание уделено проблемам стандартизации и необходимости разработки отраслевой программы внедрения данной технологии.

Ключевые слова: многопластовые месторождения, одновременная-раздельная эксплуатация, скважинное оборудование, нефтеотдача.

UDC 622.276.56

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE TECHNOLOGY OF SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION IN THE OIL PRODUCTION INDUSTRY OF RUSSIA

R. N. Nazmiev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)*

Abstract: The article analyzes the current state of the technology of simultaneous-separate exploitation (SSE) of multilayer oil fields in Russia. Key technological and organizational limitations that hinder the widespread implementation of SSE are identified. Based on the analysis of domestic and foreign experience, directions for improving well equipment and SSE application methodology are proposed. Particular attention is paid to the problems of standardization and the need to develop an industry program for the implementation of this technology.

Keywords: multi-layer deposits, simultaneous-separate exploitation, well equipment, oil recovery

Месторождения России в основном находятся на поздней стадии разработки, для улучшения выработки запасов нефти применяются различные физико-химические и гидродинамические методы [1, 2, 3]. Проблема эффективной разработки многопластовых месторождений приобретает особую актуальность в условиях истощения традиционных нефтяных ресурсов. Технология одновременной-раздельной эксплуатации (ОРЭ) позволяет существенно повысить экономическую эффективность разработки за счет:

- сокращения капитальных затрат на бурение дополнительных скважин;
- оптимизации системы поддержания пластового давления;

- увеличения конечной нефтеотдачи.

Несмотря на подтвержденную эффективность (на примере ПАО «Татнефть»), технология ОРЭ не получила широкого распространения в российской нефтедобывающей отрасли. В данной работе систематизированы основные проблемы внедрения ОРЭ и предложены пути их решения.

Анализ применения одновременно-раздельного отбора показал, что это мероприятие оказалось достаточно эффективным, т.к. позволяет решать такие задачи, как сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины, эксплуатация объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами пластовых флюидов, повышение производительности скважины за счет оптимизации работы объектов, повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки, уменьшения отборов по интенсивно вырабатываемым и увеличения по низконапорным пластам, а также для отключения высокообводненных интервалов [4, 5, 6, 7].

Эффективность применения ОРЭ существенно зависит от геолого-физических характеристик месторождений, представленных в таблице:

Таблица 1 - Геолого-физические характеристики месторождений

Регион	Глубина скважин, м	Дебит, м ³ /сут	Применение ОРЭ
Татарстан	500-1200	5-15	широкое (ОРЭ-1ПГН)
Западная Сибирь	2500-3500	50-150	граничное
Восточная Сибирь	2000-3000	30-100	практически отсутствует

Как видно из таблицы, технология наиболее востребована на месторождениях с невысокими дебитами и умеренными глубинами.

Технические ограничения

Одна из задач исследования - определение основных проблем, препятствующих массовому применению ОРЭ на нефтяных промыслах России, разработка рекомендаций по их решению.

В последнее время интерес нефтяных компаний к внедрению оборудования для одновременно-раздельной разработки (ОРЭ) пластов на многопластовых нефтяных месторождениях значительно возрос. Что обусловлено выходом предприятий на сложнопостроенные низкопродуктивные залежи, разработка которых самостоятельными сетками скважин убыточна. В этом случае применение оборудования ОРЭ может обеспечить приемлемые финансовые затраты на освоения разработки многопластовых месторождений.

Основные проблемы современных систем ОРЭ:

- отсутствие надежного оборудования для скважин малого диаметра (менее 168 мм);
- несовершенство систем контроля и регулирования дебитов по отдельным пластам;
- ограниченный ресурс работы пакерных систем (менее 180 суток);
- сложность монтажа двухнасосных установок «тандем».

Нормативно-методические проблемы

Анализ проектной документации показал, что в 78 % случаев варианты ОРЭ не рассматриваются, из-за отсутствия у машиностроительных фирм перспективных оценок суммарных объемов производства оборудования ОРЭ[6-8].

Перспективные направления развития

Совершенствование скважинного оборудования

Наиболее перспективные разработки:

- модульные системы ОРЭ-УЭЦН с:
- малогабаритными насосными агрегатами;
- автоматизированными перепускными клапанами;

- датчиками контроля параметров по пластам.
- комбинированные установки (ЭЦН+ШГН) для раздельного подъема продукции.

Был рассмотрен опыт одновременно-раздельной эксплуатации трех пластов, два из которых допускают смешение своей продукции. Для этой цели разрабатывалась собственная установка НГДУ «Джалильнефть».

На сегодняшний день в НГДУ «Джалильнефть» при помощи однолифтовых установок типа ЭЦН-ШГН для одновременно-раздельно добычи (ОРД) эксплуатируется 51 скважина. Однолифтовая установка ОРД ЭЦН-ШГН представлена на рисунке 1.

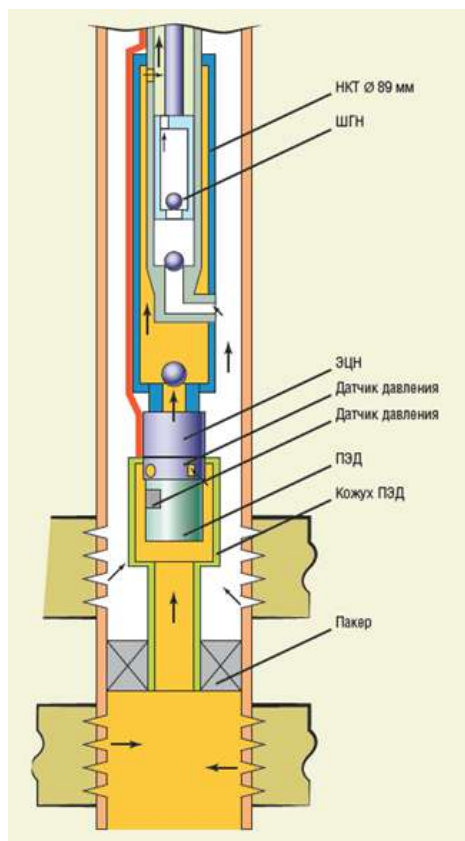


Рисунок 1 - Однолифтовая установка ОРД ЭЦН-ШГН

Необходимо разработать:

- унифицированную методику оценки эффективности ОРЭ;
- стандарты проектирования для различных типов месторождений;
- регламенты испытаний нового оборудования.

Организационные меры

Предлагается:

- создать отраслевую программу внедрения ОРЭ под эгидой Минэнерго РФ.
- организовать центр компетенций на базе успешных региональных практик (например, ТатНИПИнефть).

Выводы:

1. Технология ОРЭ обладает значительным потенциалом для повышения эффективности разработки многопластовых месторождений.
2. Основными ограничениями широкого внедрения являются технические проблемы оборудования и недостаточная методическая база.
3. Перспективным направлением является разработка модульных автоматизированных систем ОРЭ для скважин малого диаметра.

Для практической реализации этих направлений требуется консолидация усилий

нефтяных компаний, научных организаций и регуляторов отрасли.

Список использованных источников:

1. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080751>.
2. Якупов Р. Ф. Совершенствование выработки запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей Туймазинского месторождения: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Якупов Рустем Фазылович, 2021. – 132 с.
3. Якупов Р. Ф. Анализ качества крепления боковых стволов, пробуренных в Туймазинском УДНГ филиала ОАО «АНК Башнефть» «Башнефть-Уфа» / Р. В. Степанов, П. А. Ларин, Р. Ф. Якупов, Ш. Г. Мингулов // Актуальные проблемы нефтегазового дела: Сборник научных трудов, Октябрьский, 17-28 апреля 2006 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2006. – С. 142-146.
4. Тарифов К. М. Руководство по эксплуатации установки для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов: учебное пособие / К. М. Тарифов. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2005. – 20 с.
5. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш. Ф. Тахаутдинов, Н. Г. Ибрагимов, В. Г. Фадеев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 58-61.
6. Заббаров Р. Г., Фадеев В. Г., Ахметов Н. З., Ибатуллин Р. Р. Стратегия развития технологий одновременно-раздельной эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин в ОАО «Татнефть» – 2006.
7. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш. Ф. Тахаутдинов, Н. Г. Ибрагимов, В. Г. Фадеев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 58-61.
8. Кузьмин В. М. [и др.] Методические рекомендации по применению ОРЭ. – Москва: ВНИИ, 2018.
9. Патент RU № 2513608 «Установка для одновременной-раздельной эксплуатации трех пластов».
10. Тахаутдинов Ш. Ф. Современные технологии разработки многопластовых месторождений. – Уфа: УГНТУ, 2020.
11. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
12. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
13. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
14. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта

2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

15. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

16. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

17. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

18. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

19. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

20. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

21. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

УДК 622.276.56

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ЮЖНО-РОМАШКИНСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р. Н. Назмиев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв-23-11)*

Аннотация: В статье проведен анализ современного состояния технологии одновременной-раздельной закачки в условиях Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения. Совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к неравномерному вытеснению нефти водой, а именно к прорыву воды к забоям добывающих скважин по наиболее проницаемым пластам. Одним из способов регулирования распределения объемов закачки является создание различных давлений нагнетания или времени работы на каждый из эксплуатируемых пластов или групп пластов.

Ключевые слова: многопластовые месторождения, одновременная-раздельная закачка, дополнительная добыча, нефть.

UDC 622.276.56

EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGY OF SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION AT THE YUZHNO-ROMASHKINSKAYA AREA OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

R. N. Nazmiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)

Abstract: This article analyzes the current state of dual-injection technology in the Yuzhno-Romashkinskaya area of the Romashkino field. Co-injecting water into multiple formations with heterogeneous permeability leads to uneven oil displacement by water, specifically, water breakthrough to the bottomholes of production wells through the most permeable formations. One way to control the distribution of injection volumes is to create different injection pressures or operating times for each of the producing formations or groups of formations.

Keywords: multi-layer fields, simultaneous-separate injection, additional production, oil.

Ромашкинское месторождение, к которому относится Южно-Ромашкинская площадь является многопластовым объектом. При этом разработка пластов девонских горизонтов производится в основном единым фильтром, как обеспечение отборов, так и организация закачки вытесняющего агента через нагнетательный фонд скважин. На месторождениях Урало-Поволжья применяются различные технологии и методы увеличения нефтеотдачи [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7].

Совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к неравномерному вытеснению нефти водой, а именно к прорыву воды к забоям добывающих скважин по наиболее проницаемым пластам. В тоже время по менее проницаемым пластам необходимая компенсация закачкой не обеспечивается, что приводит к снижению пластового давления и соответственно, исключению данных пластов из разработки объекта. Таким образом, значительная доля обводненных скважин выводится из эксплуатации при наличии остаточных запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых пластах [8].

Целью исследования является оценка эффективности применения систем ОРЗ в условиях Ромашкинского месторождения. Для достижения цели поставлен ряд частных задач: выполнить оценку эффективности внедрения на участках месторождения путем оценки увеличения пластового давления, добычи жидкости и нефти.

Одним из способов регулирования распределения объемов закачки является создание различных давлений нагнетания или времени работы на каждый из эксплуатируемых пластов или групп пластов. Т.е. снижение давления нагнетания или времени закачки по более проницаемому пласту при сохранении возможных давлений и постоянной закачке по низкопроницаемым пластам.

На Южно-Ромашкинской площади установка одновременно-раздельной закачки (УЭОРЗ) внедрена на 10 участках нагнетательных скважин. Целью внедрения ОРЗ на данных объектах явилось разобщение закачки воды между пластами пашийского горизонта (1 скважина) и приобщение к закачке бобриковского горизонта (9 скважин) [9].

Таблица 1 - Показатели работы скважин с внедренными установками ОРЗ

Данные по нагнетательным скважинам с ОРЗ						Данные по реагирующим добывающим скважинам								
№	Приоритет объекта	Пласт	D,шт	Приемистость, м³/сут	Давление закачки, атм	Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, т/сут		% обв.		Р _{пл} , атм		добыча нефти, т
						до	после	до	после	до	после	до	после	
*533	основной	В Г ₂ Г ₃ +Д	2	200	110	6,3	8,75	110,2	128,6	91,80	92,1	134	147	6285,3

Данные по нагнетательным скважинам с ОРЗ						Данные по реагирующим добывающим скважинам								
№	Приоритет объекта	Пласт	D, шт	Приемистость, м³/сут	Давление закачки, атм	Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, т/сут		% обв.		Р _{пл} , атм		добыча нефти, т
						до	после	до	после	до	после	до	после	
	приобщенный	СБР-1+2 СБР-3	2	44	40	21,2	35,97	44,1	50	12,10	19,2	62	73	
*3595	приобщенный	СБР-3	4	43	130	5,5	9,34	38,8	50,5	64,50	78,6	165	166	2076,85
	основной	Б ₂ В Г ₂		14	110	3,8	5,65	18,7	22,8	48,00	44,2	72	76,8	
*2356	основной	Б ₁ Г ₁ Г ₂ Г ₃ +Д	3	190	108	4,4	5,81	77,4	87,6	95,00	92,2	155	167	1770,25
	приобщенный	СБР-3	4	60	47	3,11	6,55	36,6	41,4	84,00	82,4	78	82	
*885д	основной	Б ₁ Б ₂	10	250	120	2,4	3,23	25,7	33,8	85,00	89,1	137	146	667,95
	приобщенный	Г ₃ +Д	2	110	90	3	4	15,6	21	58,00	60	166	170	
*1873	основной	Б ₃ Г ₂ Г ₃ +Д	4	0	125	0,5	1,52	6,4	7,3	78,00	76,7	152	161	445,3
	приобщенный	СБР-3	3	50	60	0,1	0,3	1	1	62,00	60	80	107	
*919	основной	В Г ₂ Г ₃ +Д		62	150	2,1	5,69	75,6	87,5	91,20	92,5	110	150	2664,5
	приобщенный	СБР-3	3	60	85	7,4	11,11	11,8	14,2	5,00	12	60	80	
*1897	основной	А Б ₁ Б Б ₃		20	140	2,3	3,64	16,4	19,7	77,20	78,7	138	148	2259,35
	приобщенный	СБР-3	4	43	118	9,1	13,95	13,2	16,5	3,00	5,5	59	65	
*533	основной	СБР-3 СБР-4		48	150	3,9	7,06	54,1	61,6	85,00	86,7	120	135	1518,4
	приобщенный	Б ₁ Б ₃ В		50	130	11	12	66,8	70	48,20	57	155	158	
*249	основной	А	6	0	90	6,35	9,93	97,3	121,5	89,90	90,6	144	143	2069,55
	приобщенный	Б ₁ Б ₃ В СБР-3	3	50	83	3,12	5,21	6,5	7,6	19,50	22,4	82	86	
*3497	основной	А	4	80	75	8,85	14,12	184,2	233,1	88,20	93,1	145	154	1923,55
	приобщенный	СБР-1+2 СБР-3	3	60	60	9,67	13,35	32,8	50	68,00	70	84	93	

В результате внедрения ОРЗ дополнительная добыча нефти составила 31,681 тыс.т. Внедрение ОРЗ на данных участках Южно-Ромашкинской площади позволило организовать закачку по верхнележащему бобриковскому горизонту на 8 участках площади.

На 1 участке (скв. № 533) к ранее эксплуатирующемуся бобриковскому горизонту приобщили пашийский горизонт.

На 2 участке (скв. № 885д) до внедрения ОРЗ пласты «б1», «б2», «г3», «д» эксплуатировались общим фильтром, но так как фильтрационные характеристики нижних пластов («г3», «д») кратно выше, поэтому весь объем закачиваемой воды поглощался только данными пластами, а пласты «б1», «б2» оставались без воздействия. Внедрение ОРЗ на данном участке позволили снизить объемы закачки по нижним пластам и подключить в разработку ранее слабодренлируемые пласты «б1», «б2». Дополнительная добыча нефти на данном участке составила 667,95 тонн.

Успешность внедрения ОРЗ на участках Южно-Ромашкинской площади составила 100 %. По всем участкам наблюдается рост пластового давления, увеличение дебита нефти по участкам реагирующих скважин, как по основным объектам, так и по приобщенным.

Таким образом, можно сказать, что внедрение ОРЗ на участках Южно-Ромашкинской площади явилось эффективным методом для повышения выработки остаточных запасов нефти и увеличения коэффициента нефтяизвлечения как по пашийскому, так и по бобриковскому горизонтам [10].

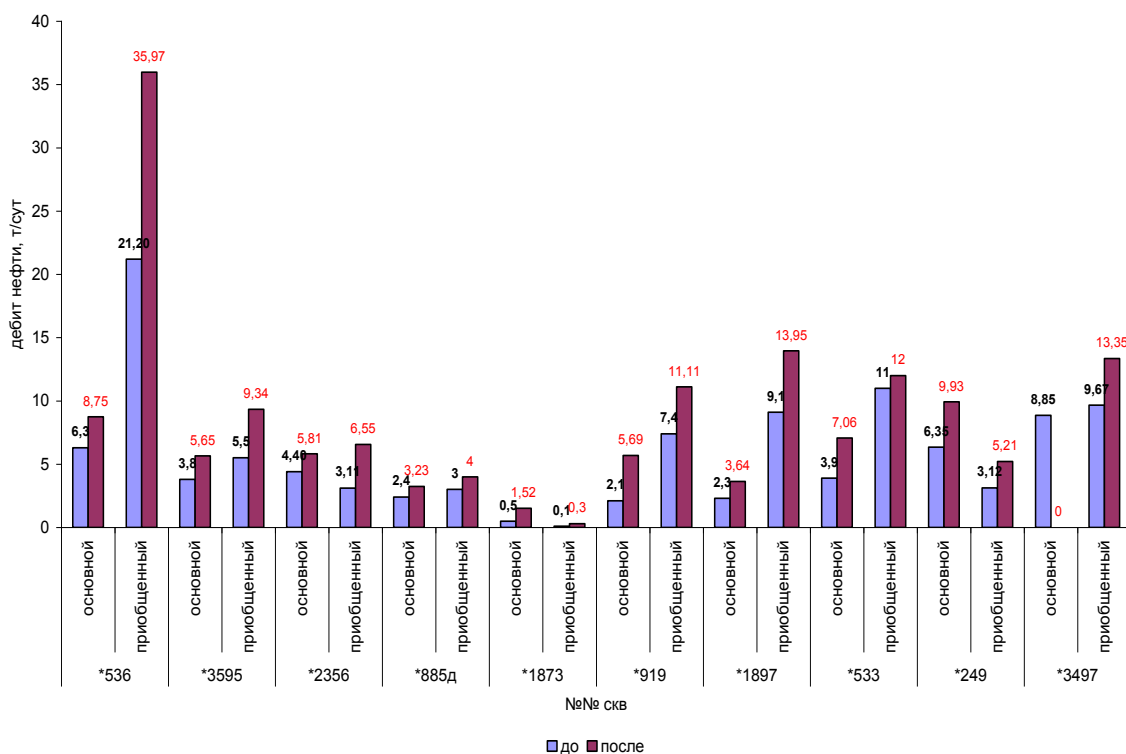


Рисунок 1 - Гистограмма изменения дебита нефти после внедрения УОРЗ на реагирующих добывающих скважинах Южно-Ромашкинской площади

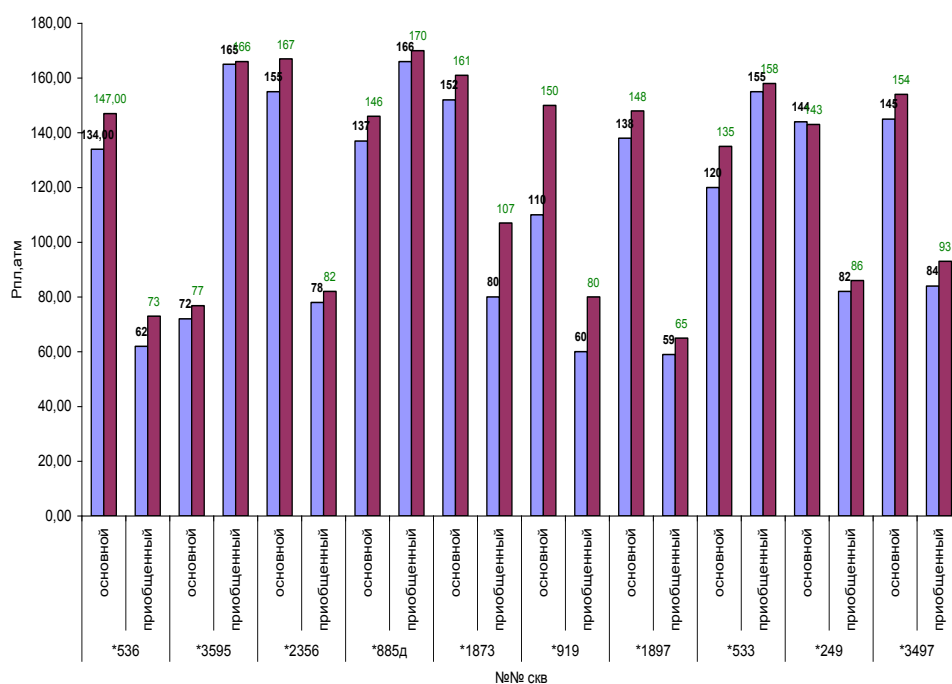


Рисунок 2 - Гистограмма изменения пластового давления после внедрения УОРЗ на нагнетательных скважинах Южно-Ромашкинской площади

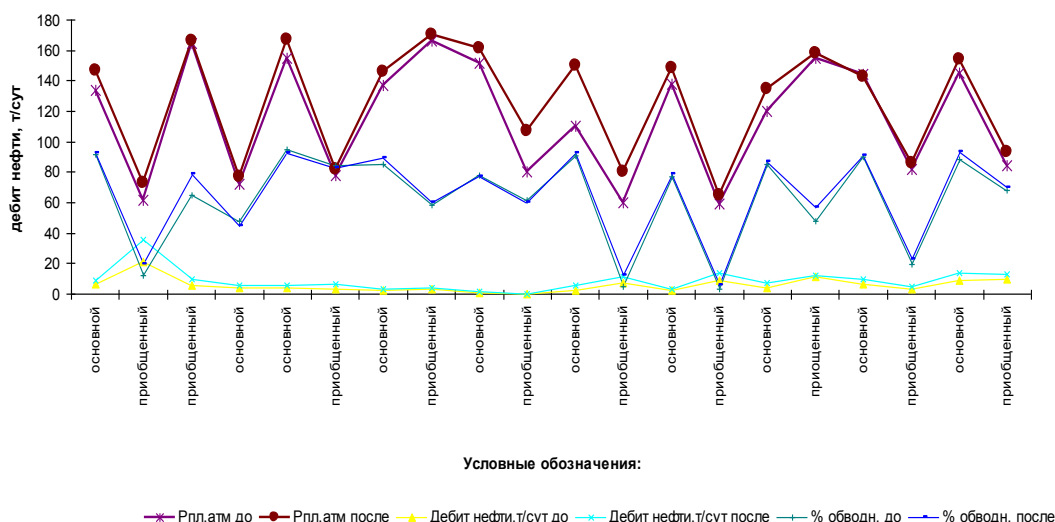


Рисунок 3 - Показатели работы скважины до и после внедрения ОРЗ:

Технология ОРЗ объектов месторождения является непрерывным процессом регулирования разработки и во многом зависит от выбора наиболее рациональной технологии с учетом конкретных геолого-физических условий и текущего состояния разработки эксплуатационного объекта [11].

Таким образом, технология является мощным и недорогим инструментом для увеличения выработки пластов и интенсификации добычи нефти. В то же время, в силу своей новизны, она является обширным полем деятельности для новых технологических и организационных решений, направленных на увеличение эффективности ОРЗ и расширение области ее применения.

Среди перспективных задач – применение двухпакерных систем для возможности внедрения ОРЗ на скважинах с низким допустимым давлением на эксплуатационную колонну. Предстоит также отработать методику проведения ремонта на скважинах, работающих по технологии ОРЗ, - исследование, обработка призабойных зон и пр. В том числе и без подъема НКТ. На анализируемых скважинах, оборудованных ОРЗ, ремонтов с момента внедрения метода одновременно раздельной закачки агента в пласты по текущий момент не было.

Продолжается исследования зависимости приемистости от давления, а также факторов, влияющих на это для разных групп пластов. Кроме того, намечено разработать комплекс регламентирующих документов, методик и инструкций, касающихся подбора скважин-кандидатов, внедрения ОРЗ.

Выводы

1. В результате внедрения ОРЗ дополнительная добыча нефти составила 31,681 тыс.т. Внедрение ОРЗ на данных участках Южно-Ромашкинской площади позволило организовать закачку по верхнележащему бобриковскому горизонту на 8 участках площади.
2. Технология позволяет исключать существенные затраты на строительство водоводов и оптимально использовать существующий фонд скважин.

Список использованных источников:

1. Об определении коэффициента эффективности закачки в карбонатных коллекторах месторождений Республики Башкортостан / М. Н. Харисов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 5. – С. 116-120. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120.
2. Анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин с использованием генетического алгоритма / В. А. Грищенко, М.

Н. Харисов, Р. Ф. Якупов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 8(356). – С. 36-41. – DOI 10.33285/2413-5011-2021-8(356)-36-41. – EDN DXQYMS.

3. Проблемы конусообразования в поздней стадии разработки на примере терригенных коллекторов девона Туймазинского месторождения / Р. Ф. Якупов // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском : Материалы в 2-х томах, Октябрьский, 29 апреля 2016 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 320-326. – EDN XFGYZL.

4. Мониторинг результатов бурения с учетом особенностей геологического строения каширо-подольских отложений Арланского месторождения / Р. Ф. Тимерханов, А. М. Вагизов, Н. Н. Швецова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 22-27. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-22-27.

5. Влияние особенностей строения ПЗП скважин на процесс проведения ско на турнейском ярусе месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А. Г. Малов, Л. С. Кулешова, Р. Ф. Якупов // Карбонатные отложения 2024 : Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, Казань, 14–15 августа 2024 года. – Новокузнецк: Издательство "Знание-М", 2024. – С. 247-251.

6. Развитие технологий ГРП для карбонатных отложений каширского и подольского горизонтов Арланского нефтяного месторождения / Я. Р. Исламов, Э. Р. Нурлыгаянова, А. М. Вагизов [и др.] // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 4. – С. 200-208. – DOI 10.18599/grs.2024.4.21.

7. Проблемы разработки горизонтальными скважинами карбонатных коллекторов / Р. Ф. Якупов, В. В. Мухаметшин, Б. М. Мухамадиев [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 4. – С. 133-141. – DOI 10.5510/ogp20230400926. – EDN QSWRAN.

8. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080751>.

9. Тарифов К. М. Руководство по эксплуатации установки для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов: учебное пособие / К. М. Тарифов. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2005. – 20 с.

10. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш. Ф. Тахаутдинов, Н. Г. Ибрагимов, В. Г. Фадеев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 58-61.

11. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш. Ф. Тахаутдинов, Н. Г. Ибрагимов, В. Г. Фадеев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 58-61.

12. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

13. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

14. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.

15. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
16. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
17. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
18. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
19. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
20. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
21. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
22. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
23. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
24. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
25. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. –

УДК 378

ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА

В.О. Никифоров, А.Д. Яканин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студенты группы ГР 21-11)

М.В Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

П.К. Кирсанова,

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

Аннотация. Статья посвящена изучению возможных осложнений, возникающих в процессе добычи газа. Рассматриваются экологические, технологические и экономические аспекты, а также влияние на местные экосистемы и здоровье населения. Анализируются меры по предотвращению и минимизации негативных последствий. В заключении подчеркивается необходимость внедрения устойчивых методов в добычу газа для снижения рисков и улучшения безопасности.

Ключевые слова: Добыча газа, экологические осложнения, технологические риски, здоровье населения, природный газ, метанол, нестабильный газовый конденсат, смесь жидких углеводородов (СЖУ).

UDC 378

JUSTIFICATION OF POSSIBLE COMPLICATIONS IN GAS PRODUCTION

V.O. Nikiforov, A.D. Yakanin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, students of group GR 21-1)*

P.K. Kirsanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-24-11)*

M.V Selivanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. The article focuses on the potential complications that arise during the gas extraction process. It explores the environmental, technological, and economic aspects, as well as the impact on local ecosystems and public health. The article also examines measures to prevent and minimize these negative consequences. Finally, it emphasizes the importance of implementing sustainable practices in gas extraction to reduce risks and improve safety.

Keywords: Gas production, environmental complications, technological risks, public health, natural gas, methanol, unstable gas condensate, a mixture of liquid hydrocarbons (LPG).

Добыча газа является важным компонентом энергетической отрасли и играет значительную роль в обеспечении мировых энергетических потребностей. Однако этот процесс сопряжен с множеством осложнений, которые имеют очень большое влияние на здоровье человека, природу. В данной статье рассмотрены ключевые осложнения, возникающие в ходе добычи газа, и предложены возможные пути их минимизации.

1. Environmental complications (Экологические осложнения)

1.1 Загрязнение воды

Одним из наиболее серьезных экологических рисков при добыче газа это загрязнение подземных вод. Процесс гидроразрыва(ГРП), используемый для увеличения добычи, может привести к утечкам химических веществ в водоносные горизонты. Что негативно сказывается на качестве питьевой воды и экосистемы.

1.2 Выбросы парниковых газов

Добыча и переработка газа сопровождаются выбросами метана, мощного парникового газа. Утечки метана могут происходить на разных этапах: от добычи до транспортировки. Такие выбросы требуют особой осторожности, так как способствует глобальному потеплению.

2. Technological complications (Технологические осложнения)

2.1 Аварии на месторождениях

На газовых месторождениях могут происходить такие несчастные случаи, как взрывы и утечки, которые приводят не только к материальному ущербу, но и представляют угрозу для жизни людей. Такие несчастные случаи требуют создания надежной системы безопасности и регулярного технического обслуживания оборудования.

2.2 Технические неполадки

Неполадки в оборудовании, используемом для добычи газа, могут привести к снижению производительности и вследствие этого увеличению затрат. Важно не только внедрять современные технологии, но и проводить обучение персонала для предотвращения таких ситуаций.



Рисунок 3 - Гидратообразование в трубопроводе

Транспортировка сырого газа по схеме: скважина-коллектор куста - шлейф-узел ввода шлейфа в ЗПА- цех очистки газа сопровождается потерями давления газа и температуры, что влечет за собой образование кристаллогидратов (комплексных соединений молекул углеводородов с молекулами воды), в результате чего осложняется эксплуатация скважин и установки осушки газа в целом. Для предупреждения гидратообразования предусмотрена комплексная автоматизированная система распределения и дозирования ингибитора гидратообразования (КАСРиДИГ).

Подача ингибитора гидратообразования (метанола) осуществляется в следующие точки технологической схемы:

- на кусты газовых скважин;
- в ЗПА перед входной запорной арматурой каждого узла ввода шлейфов.

Расход метанола определяется в зависимости от термодинамических условий в системе сбора газа в соответствии с расчетными нормами ингибирования.

3. Impact on public health (Влияние на здоровье населения)

Воздействие вредных веществ, применяемых в производстве, на организм человека зависит от токсических свойств вещества, его концентрации и продолжительности воздействия. Профессиональные отравления и заболевания возможны только в том случае, если концентрация токсичного вещества в воздухе рабочей зоны превышает определенный предел. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) - это такая концентрация вредного

вещества в воздухе рабочей зоны, которая может вызвать у работающих заболеваний и отклонений в состоянии здоровья.

Природный газ

Природный газ бесцветная смесь легких углеводородов, основной компонент – метан, молекулярная формула CH_4 , атомная масса – 16,04, легче воздуха. Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах: нижний – 4,4, верхний – 17. ПДК в воздухе производственных помещений – 0,7 % об., в пересчете на углеводород (С) – максимальная разовая предельно-допустимая концентрация составляет 900 мг/м³, среднесменная (среднесуточная) – 300 мг/м³. ПДК метана в воздухе рабочей зоны составляет 7000 мг/м³. Температура самовоспламенения – 537°C.

При больших концентрациях природный газ действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность.

При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован.

Клиническая картина острого отравления: возбуждение; учащение дыхания, сменяющееся судорогами, редким дыханием; головная боль, слабость, бледность кожных покровов, удушье.

Наиболее поражаемые – нервная, сердечно-сосудистая и дыхательная системы.

Метанол

Метанол (формула CH_3OH) бесцветная прозрачная легковоспламеняющаяся жидкость, с запахом этилового спирта. Смешивается с водой во всех отношениях.

Максимальная разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны – 15 мг/м³, среднесменная (среднесуточная) ПДК – 5 мг/м³. Метанол – сильный яд. Метанол представляет собой опасность, вплоть до смертельного исхода при поступлении через желудочно-кишечный тракт. При приеме внутрь 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г – смертельная доза. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами, общая слабость, раздражение слизистых оболочек. В тяжелых случаях это синюшность, дыхание глубокое и затрудненное, судороги, слабый учащенный пульс и потеря зрения.

Метанол обладает слабо выраженным воздействием на кожу, так же может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет 0,02 мг/см²).

Нестабильный газовый конденсат

Нестабильный газовый конденсат – конденсат газовый, содержащий в растворенном виде газообразные углеводороды и направляемый на переработку с целью выделения углеводородов группы C1-C4 и очистки от примесей (воды, хлористых солей, сернистых и других соединений).

Газовый конденсат – жидкая смесь, состоящая из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава, которая содержит также примеси неуглеводородных компонентов, получаемая в технологическом процессе вследствие разделения газоконденсатной смеси. Такая бесцветная жидкость, легче воды, с водой не смешивается, обладает высокой летучестью, легко воспламеняется.

ПДК паров в воздухе рабочей зоны: – в пересчете на углерод (С) – максимальная разовая – 900 мг/м³, среднесменная (среднесуточная) – 300 мг/м³. Пределы взрываемости в смеси с воздухом – нижний – 1,5 % объемных, верхний – 8,0 % объемных. Такое вдыхание паров газового конденсата проявляет наркотическое действие, что может привести к различным видам отравлений, которые вызывают раздражение слизистых оболочек и нарушение функционального нервного расстройства.

Смесь жидких углеводородов (СЖУ)

СЖУ – продукция, получаемая в результате сепарации продукции скважин при проведении комплекса газогидродинамических исследований с последующим выветриванием легких углеводородов при атмосферном давлении.

СЖУ относится к 4-му классу опасности что является малоопасным продуктом по степени воздействия на организм. Обладает наркотическим действием, также раздражает верхние дыхательные пути и слизистую оболочку, и кожу человека. Частый контакт с СЖУ может вызвать острые воспаления и хронические экземы.

Наличие СЖУ в питьевой воде недопустимо; определяется визуально (масляная пленка нефтепродукта на поверхности воды).

При загорании смеси жидких углеводородов применяют распыленную воду, пену, а при объемном тушении применяют углекислый газ и пар.

Добыча газа сопряжена с множеством осложнений, включая экологические, технологические, а также социальные риски. Устойчивый подход становится всё более важным для разработки и эксплуатации газовых месторождений. Внедрение новейших технологий и практик управления может понизить негативное воздействие на окружающую среду и здоровье населения. Важно, чтобы все заинтересованные стороны работали вместе для обеспечения безопасной и ответственной добычи газа в будущем. Использование закрытых технологий и внедрение устойчивых методов, таких как управление отходами, являются превентивными мерами, которые значительно снижают негативное воздействие на окружающую среду. Но это требует инвестиций и сотрудничества между государством, бизнесом и научными учреждениями. Создание систем мониторинга для отслеживания состояния окружающей среды и уровня выбросов также является важным шагом в предотвращении экологических осложнений. Регулярные проверки и контроль за соблюдением стандартов могут помочь избежать аварий и осложнений.

Список использованных источников:

1 Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела [Текст]: учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2007. – 528 с.: ил.

2 Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 3-е изд., стер. Перепечатка с изд. 1983 г. – М.: Альянс, 2009. – 510 с.

3 Гилязетдинов Р. А. Исследование работы газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации / Р. А. Гилязетдинов, Р. Ф. Хуснутдинов, Р. Р. Хуснутдинова, Л. В. Петрова, Н. М. Сайфуллин // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти - 2022 - - С. 11-16.

5 Ахиярова Л.У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков / Л.У. Ахиярова, А.Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 8-11.

6 Зарубина, Л.П. Защита зданий, сооружений, конструкций и оборудования от коррозии. Биологическая защита. Материалы, технологии, инструменты и оборудование. / Л.П. Зарубина. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. - 224 с.

7 Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений [Текст] / под. ред. В.Н. Никитина, И.П. Иночкина. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

УДК 622.279.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Ногманов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГРсЗ 21-14)*

Аннотация. Ромашкинское месторождение является одним из самых важных и крупных месторождений России, его эффективная эксплуатация напрямую влияет на экономику страны и ставит новые вызовы в отрасли. Цель статьи – технологическое и

экономическое обоснование мероприятий по повышению эффективности эксплуатации осложненного коррозией внутрискважинного оборудования в условиях Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: коррозия, ингибирование, увеличение межремонтного периода.

UDC 622.279.4

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATING THE COMPLICATED FUND OF WELLS AT THE ROMASHKINSKY DEPOSIT

R.I. Nogmanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ 21-41)

Abstract. The Romashkinskoye field is one of the most important and large fields in Russia, and its efficient operation has a direct impact on the country's economy and poses new challenges for the industry. The purpose of this article is to provide a technological and economic rationale for improving the efficiency of corrosion-prone downhole equipment in the conditions of the Romashkinskoye field.

Keywords: corrosion, inhibition, and increased maintenance intervals.

В статье проведён анализ осложненного фонда Ромашкинского месторождения в зависимости от вида осложнения по способам эксплуатации, согласно статистическим данным большая часть отказов глубинно-насосного оборудования произошли по причине коррозионного разрушения. Были оценены современные и наиболее эффективные методы борьбы с коррозионным разрушением.

В результате исследования найден наиболее эффективный способ борьбы с коррозией – непрерывное дозирование ингибитора коррозии в трубу с помощью инъекционного дозатора.

Степень внедрения – планируется провести мероприятие непрерывного дозирования ингибитора коррозии на приём насоса на скважинах Ромашкинского месторождения.

Эффективность применения дозаторных установок заключается в увеличении межремонтного периода скважин и как следствие получение дополнительной добычи нефти и прибыли. Также стоит обратить отдельное внимание на то, что процесс образования коррозии на внутрипромысловом оборудовании – одна из массовых причин образования разного рода утечек нефти.

Данный метод может быть использован на всех скважинах, осложнённых коррозией, со схожими пластовыми условиями.

При написании статьи применялись промысловые данные предоставленные НГДУ «Прикамнефть».

Важным вопросом становится подбор наиболее оптимальных методов предотвращения процессов коррозии.

Все методы защиты от коррозионных процессов условно делятся на четыре группы.

Защита трубопроводов и оборудования, находящегося в скважинах, от коррозии подразделяется на два типа: пассивные и активные методы.

Пассивные методы включают в себя изоляцию наружных поверхностей, чтобы предотвратить их контакт с агрессивными веществами. Это достигается с использованием диэлектрических антикоррозионных покрытий, обладающих высокой прочностью и водоотталкивающими свойствами. В процессе нанесения применяются покрытия на основе битума, полимеров и различных лаков.

Активные методы защиты оборудования в скважинах от коррозионных отложений основаны на создании электрического тока, в котором весь металлоконструкция выполняет роль катода. Анодом служит дополнительно установленный в грунте металлический элемент.

Так же имеется механический вариант защиты оборудования, который предполагает замену металлических труб на пластиковые, а именно полиэтиленовые (малого давления), поливинилхлоридные, полипропиленовые и т.д. или на стеклопластиковые (высокого давления). Такие трубы имеют повышенную гладкость, они имеют гораздо меньший вес, обладают более эластичными свойствами, в результате с ними удобнее обращаться. Но у них высокая впитывающая способность, в результате чего ухудшаются их прочностные характеристики. У стеклопластиковых труб прекрасные теплоизоляционные показатели.

Технологическая защита предполагает отдельную транспортировку газа, воды и нефти, чтобы не наблюдалось их смешения. Или возможно обеспечение такого варианта течения ГЖС, где не происходило бы её контакта с внутренней поверхностью труб.

Наиболее часто применяемыми очень эффективным способом борьбы с процессом коррозии является ингибиторная защита.

Ингибиторы образуют своего рода протекторную пленку на поверхности труб. И она, в свою очередь, не позволяет протекать реакции между металлом и средой.

Ингибиторы коррозии получили достаточно обширное использование в нефтегазовой индустрии. Они появились с целью обеспечения защиты оснастки скважин, трубопроводов и внутрискважинного глубинного оборудования от коррозионного влияния. Применение ингибиторов коррозии обязано удовлетворять всем необходимым условиям безопасности и иметь весьма значительные охранный эффект при наименьшей концентрации реагента, иметь в меру токсичный состав и не приносить ущерб окружающей среде. Кроме того, они не должны нести негативного влияния при разработке, добыче и транспортировке нефтепродуктов.

Ключевым аспектом, определяющим возможность использования реагента, является его высокая эффективность в борьбе с коррозионными повреждениями в агрессивных условиях. Основными ингибиторами являются растворы, содержащие азот, серу или метанол. Можно выделить два подхода к введению ингибитора: это либо добавление в извлекаемую или транспортируемую среду, либо периодическая очистка оборудования внутри скважины с помощью реагента.

Все без исключения ингибиторы не должны реагировать с окружающей средой, ингибирование обязано протекать лишь с поверхностью оборудования, в котором проходит очистка. В настоящее время механизм действия ингибиторов разъясняется адсорбционной и пленочной теориями.

Целесообразность использования ингибитора в значительной степени зависит от среды, в которой он взаимодействует. Это обстоятельство носит основополагающий характер, поэтому, на данный момент не представляется возможным спроектировать единый и пригодный для всех условий ингибитор коррозии.

К основным и важным факторам можно отнести температуру окружающей среды, уровень концентрации реагентов и кислотно-щелочной баланс среды. У многих ингибиторов наблюдается, что повышение температуры агрессивной среды приводит к улучшению их эффективности; однако, когда температура достигает критической отметки, защитные свойства ингибитора начинают резко ухудшаться.

Во многих органических соединений свойственно увеличение эффекта при повышении их концентрации до максимального значения, при последующем повышении концентрации эффективная способность ингибиторов остается неизменной.



Рисунок 1 – Общая коррозия металла

Используя ингибиторы коррозии, следует учитывать и рассматривать отдельные и конкретно проведенные на практике случаи. Так как, отдельные соединения могут предохранять определенную группу металлов, но при всем при этом разрушать другую.

На сегодняшний день известно более трех тысяч веществ, которые имеют ингибирующие свойства для металлических соединений. Однако, свое право на практическое использование нашли только несколько десятков. Этот факт объясняется высокими требованиями для ингибирующих композиций. Они должны иметь высокую устойчивость к окислению и быть стабильными к изменениям температуры, действовать незамедлительно в случае попадания в коррозионную среду и быть экономически оправданными.

Наибольшую ценность для технологов представляют особые органические соединения, способные в правильных пропорциях выступать основными ингибиторами коррозии.

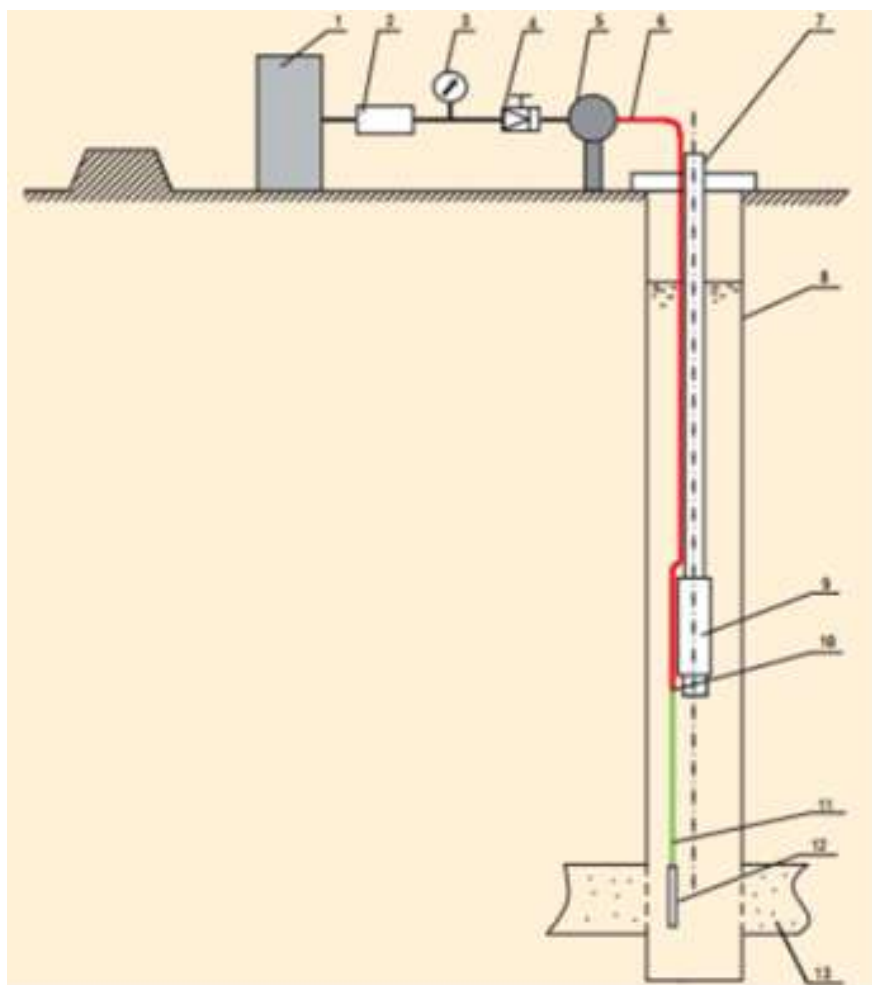
Однако вся проблема состоит в том, что подобные химические элементы и вещества стоят значительные финансовые средства.

Производителям приходится выбирать между периодической заменой различного оборудования из металла и применения подобных дорогостоящих веществ.

С одной стороны, выгоднее всего один раз заплатить для того, чтобы обеспечить себя запасным защитных веществ, позволяющих предупредить появление коррозии и замедлить ее развитие.

Если она уже появилась на стенках какой-либо поверхности, то со временем все равно придется обеспечить полноценную замену всего присутствующего на данной территории оборудования.

Поэтому ингибитор коррозии, применение которого так популярно среди большинства производителей, желающих сэкономить на замене некоторых деталей, уже пораженных коррозией, не применимо.



- 1 – емкость с ИК; 2 – насос-дозатор; 3 – манометр; 4 – регулировочный клапан;
 5 – клеммная коробка; 6 – кабель с капиллярной трубкой; 7 – колонна НКТ; 8 – ОК;
 9 – скважинный насос; 10 – соединительный ниппель; 11 – капиллярная трубка;
 12 – груз-форсунка; 13 – продуктивный пласт

Рисунок 2 – Принципиальная схема подачи ингибитора коррозии в скважину

Основные геолого-технические мероприятия на Ромашкинском месторождении направлены на интенсификацию притока, увеличении нефтеотдачи и стимуляцию работы осложненных скважин.

В цехах ПАО «Татнефть» для повышения эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования, осложненного коррозионными отложениями, применяется постоянная обработка ингибиторами коррозии без подъема глубинно-насосного оборудования через дозатор. Данная технология направлена не только на извлечение дополнительно добытой нефти, но и на увеличения сроков службы внутрискважинного оборудования.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что проведенные мероприятия по очистке внутрискважинного оборудования скважин Ромашкинского месторождения дали положительный результат.

Оценив методы борьбы с коррозионными осложнениями в скважинах Ромашкинского месторождения, в дипломной работе было предложено применение ингибитора коррозии СНПХ-6301 «кз» путём непрерывной закачки на приём насоса наземным дозатором.

Эффективность применения данного ингибитора коррозии подтверждена технологическими отчетами общества, основанными на первичных данных.

Список использованных источников:

1. Рахманкулов Д. Л. Ингибиторы коррозии / Д. Л. Рахманкулов, Д. Е. Бугай, М. В. Голубев, А. Б. Лаптев – Уфа: Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», 1997. – Т.1. – 29 с.
2. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений: учебник / В. Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2009. – 552 с.
3. Мальцева Г. Н. Коррозия и защита оборудования от коррозии: учебное пособие / Г. Н. Мальцева – Пенза: Пензенский государственный университет, 2001. – 211 с.
4. Улиг Г. Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику / Г. Г. Улиг, Р. У. Ревин – США: [б. и.], 1985. – 456 с.
5. Алцыбеева А. И. Ингибиторы коррозии металлов: справочник / А. И. Алцыбеева, С. З. Левин – Санкт-Петербург: Химия, 1968. – 264 с.
6. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
7. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
8. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
9. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
10. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaaleev, A. Minnivaaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
11. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
12. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
13. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
14. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

15. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
16. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
17. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
18. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
19. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
20. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
21. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
22. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
23. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

УДК 622.276.66.01

ПРИМЕНЕНИЕ КООРДИНАЦИОННЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

З.В. Нуруллаева,

(Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан, докторант PhD)

Б.З. Адизов,

(Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан, доктор технических наук, проф.)

Аннотация. В работе представлен обзор применения координационных соединений переходных металлов в качестве добавок для повышения нефтеотдачи тяжёлых нефтей.

Обобщены данные опубликованных исследований об их функциях и эффектах, таких как снижение вязкости и улучшение качества нефти при паротепловом воздействии. Кратко рассмотрены потенциальные преимущества и существующие трудности использования таких соединений в технологиях увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: комплексные соединения; увеличение нефтеотдачи; тяжёлая нефть; каталитический апгрейдинг; комплексы переходных металлов.

UDC 622.276.66.01

APPLICATION OF COORDINATION COMPOUNDS TO ENHANCE OIL RECOVERY FROM RESERVOIRS

Z.V.Nurullayeva,

(Institute of General and Inorganic Chemistry of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, PhD doctoral student)

B.Z. Adizov,

(Institute of General and Inorganic Chemistry of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, Doctor of Technical Sciences, Prof.)

Abstract. This paper provides an overview of the use of coordination (complex) compounds of transition metals as additives to improve oil recovery from heavy oil reservoirs. The article summarizes general information from published studies on their functions and observed effects, such as viscosity reduction and improvement of oil quality during steam-assisted recovery processes. The potential benefits and current challenges of using these compounds in enhanced oil recovery are briefly discussed.

Keywords: coordination compounds; enhanced oil recovery; heavy oil; catalytic upgrading; transition metal complexes.

Introduction. Enhanced oil recovery (EOR) methods are widely applied to increase hydrocarbon production from mature reservoirs. Conventional thermal EOR (steam flooding, cyclic steam stimulation) is often limited by high energy consumption and formation damage. Recently, the use of oil-soluble coordination compounds of transition metals has been proposed to catalyze in-situ upgrading reactions in heavy oil under steam conditions. These complexes decompose to nanosized catalysts inside the reservoir, promoting cracking, hydrogenation and desulfurization reactions that lower oil viscosity and improve mobility.

Table 1 presents the main types of transition metal coordination compounds used in enhanced oil recovery (EOR) processes, showing their functions and observed effects [1].

Table 1 - Coordination Compounds Used in EOR

Complex	Metal	Function	Observed effect
Molybdenum naphthenate	Mo	Decomposes to MoS ₂ nanoparticles	Up to 60% viscosity reduction
Nickel stearate	Ni	Catalyzes hydrogenation	Increases light fraction yield by 20–30%
Iron acetylacetonate	Fe	Promotes cracking and H-transfer	Reduces asphaltene content, suppresses coke
Cobalt octoate	Co	Accelerates desulfurization	Lowers sulfur content in produced oil

For example, Zhang et al. showed that combining bentonite with Ni and Zn complexes at 200 °C led to a >70% reduction in oil viscosity and improved SARA composition of the crude [2].

Using coordination compounds as catalytic EOR additives offers several advantages:

- Enhanced recovery from heavy oil reservoirs;
- Reduced steam requirements (lower energy input);
- Improved quality of produced oil (less sulfur, lower viscosity);
- Compatibility with existing steam injection infrastructure.

Challenges include the cost of metal complexes, possible formation damage, and the need to ensure uniform distribution of catalysts in the reservoir.

Future research should focus on improving the stability and dispersibility of metal coordination compounds under reservoir conditions. Developing ligands that can protect the active metal centers from deactivation while ensuring their gradual release could increase the efficiency of catalytic EOR. Another promising direction is the use of bimetallic or mixed-ligand complexes that combine the catalytic properties of different metals, potentially enhancing both cracking and hydrogenation reactions during aquathermolysis. Pilot-scale field tests are also essential to evaluate the environmental impact and long-term economic benefits of these approaches under real reservoir conditions.

In addition to technical performance, the application of coordination compounds must be evaluated in terms of environmental safety and cost-effectiveness. The use of transition metals raises concerns about possible contamination, so the development of low-toxicity and easily degradable complexes is crucial. At the same time, reducing steam consumption through catalytic upgrading can significantly lower greenhouse gas emissions and operational costs. Balancing catalytic efficiency with environmental responsibility will be a key factor for the practical implementation of these technologies in the oil industry.

Coordination compounds represent a promising approach to increase oil recovery by enabling in-situ catalytic upgrading. Their use aligns with the goals of sustainable reservoir development by improving efficiency and reducing environmental impact. Further pilot field tests are needed to confirm laboratory results and optimize dosages for industrial application.

References:

1. Malinowski J., Zych D., Jacewicz D., Gawdzik B., Drzeżdżon J. Application of Coordination Compounds with Transition Metal Ions in the Chemical Industry – A Review. *Int. J. Mol. Sci.* 21(15), 5443 (2020). DOI: 10.3390/ijms21155443.
2. Zhang W., Li Q., Li Y. et al. Viscosity Reduction and Mechanism of Aquathermolysis of Heavy Oil Co-Catalyzed by Bentonite and Transition Metal Complexes. *Catalysts* 12(11), 1383 (2022). DOI: 10.3390/catal12111383.

УДК 665.632:316.422: 622.276.8

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА АЛДАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

М.Н. Осокин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

А.Г. Миннуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Работа посвящена определению возможности повышения эффективности утилизации попутного нефтяного газа при разработке Алданского месторождения, расположенного в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Рассматриваемый объект находится на начальной стадии разработки и на текущий момент осуществляются работы по строительству новых скважин. Анализ работ, связанных с утилизацией попутного нефтяного газа на месторождениях, показывает, что в современных условиях данная проблема является актуальной и требует применения современных подходов, базирующихся на комбинировании высокотехнологических инженерных решений. Одним из таких является внедрение газопоршневой установки контейнерного типа, которая позволяет за короткий промежуток времени осуществить пуск в эксплуатацию данного оборудования. Среди преимуществ газопоршневой установки можно выделить наличие автоматизации процессов, в частности, выгрузка отчетов и контроль в режиме реального времени технологических параметров. Данная установка успешно используется в пределах

Алданского месторождения, и накопленный опыт ее эксплуатации может быть тиражирован в других малых нефтяных компаниях.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, Алданское месторождение, газопоршневая установка, газотурбинная установка, разработка нефтяных месторождений, автоматизация технологических процессов.

UDC 665.632:316.422: 622.276.8

UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS AT THE ALDAN FIELD USING HIGH-TECH EQUIPMENT

M.N. Osokin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student of group GR-20-11)*

A.G. Minnullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. The work is devoted to determining the possibility of increasing the efficiency of associated petroleum gas utilization during the development of the Aldan field located within the Volga-Ural oil and gas province. The facility in question is at the initial stage of development and work is currently underway on the construction of new wells. An analysis of the work related to the utilization of associated petroleum gas in the fields shows that in modern conditions this problem is urgent and requires the use of modern approaches based on a combination of high-tech engineering solutions. One of these is the introduction of a container-type gas piston unit, which makes it possible to put this equipment into operation in a short period of time. Among the advantages of a gas piston installation, it is possible to highlight the automation of processes, in particular, the unloading of reports and real-time monitoring of technological parameters. This installation is successfully used within the Aldan field, and the accumulated experience of its operation can be replicated in other small oil companies.

Keywords: associated petroleum gas, Aldan field, gas piston unit, gas turbine unit, development of oil fields, automation of technological processes.

На текущий момент одной из ключевых проблем недропользователей, осуществляющих разведку и разработку месторождений, является необходимость создания оптимальных условий для рентабельной утилизации попутного нефтяного газа, который образуется в результате эксплуатации скважин. В условиях роста количества малых нефтяных компаний в регионах, расположенных в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, данный вопрос значительно актуализируется, так как использование установок, распространенных на территориях других объектов добычи нефти, требует существенных капитальных затрат. Исходя из этого, важнейшим направлением для повышения технико-экономических показателей отбора остаточных запасов нефти является создание малогабаритного и высокоэффективного оборудования.

Отметим, что проблема утилизации попутного нефтяного газа актуальна для всех нефтяных компаний: с 2012 года Правительство Российской Федерации ввело жесткий показатель в размере 5% для сжигания ПНГ с использованием факелов и актуализировала проверку соблюдения данных требований в значительных масштабах, что сформировало проблему для малых нефтяных компаний, а именно, из-за высокой стоимости установок для сбора, подготовки и утилизации ПНГ [1]. На Алданском месторождении используются малогабаритные блочные сепарационно-наливные установки, предназначенные для различных целей, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой добываемых ресурсов, однако, несмотря на положительный опыт ее применения, вопрос утилизации ПНГ остается острым и требует применения современных подходов.

Одним из возможных вариантов решения задачи повышения эффективности утилизации ПНГ в условиях разработки месторождений малыми нефтяными компаниями

является внедрение газопоршневых установок (ГПУ). Они представляют собой комбинирование газопоршневого двигателя и генератора переменного тока. За счет наличия последнего элемента у нефтяных компаний появляется возможность вырабатывать электричество и использовать его, например, при эксплуатации скважин механизированным способом [2-4].

Работа ГПУ регулируется при помощи автоматизированной системы управления, позволяющей в режиме реального времени осуществлять контроль технологического процесса и определять эффективность утилизации ПНГ. Формат программного обеспечения представлен на рисунке 1.

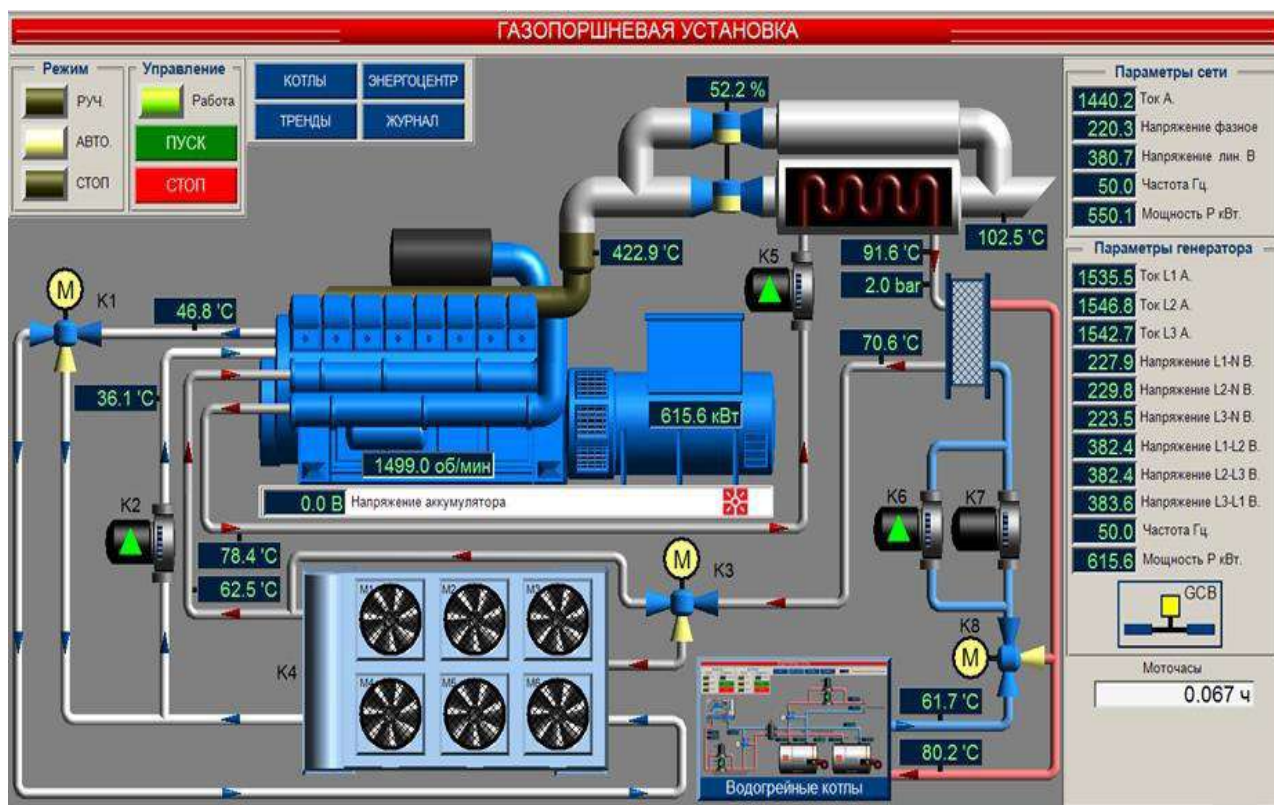
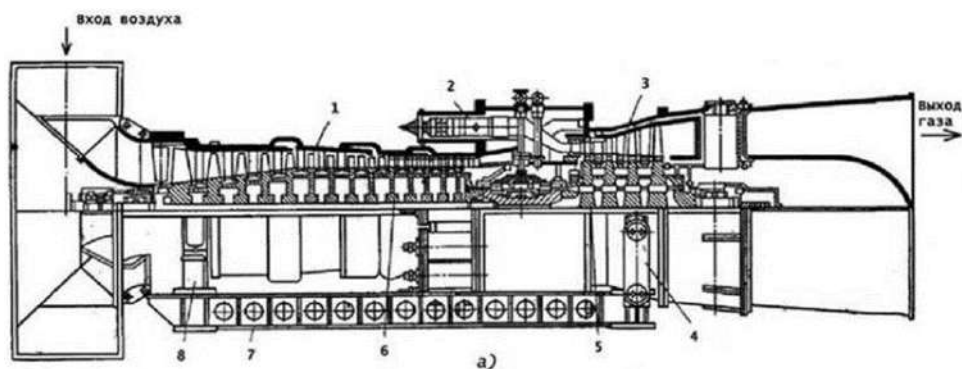


Рисунок 1 – Система контроля технологического процесса работы газопоршневой установки на Алданском месторождении

Производимая энергия используется для тригенерации, что позволяет поддерживать оптимальный температурный диапазон в установке. Преимуществом когенерационной системы является как ее высокий коэффициент полезного действия, так и автономная работа, что не требует использования сложных систем контроля и управления. Осуществление тригенерации приводит к эффективному использованию энергии и повышению параметров, характеризующих рекуперацию тепла. Внедрение вышерассмотренных процессов в производственный цикл работы ГПУ положительно сказывается на межремонтном периоде оборудования. В условиях активной разработки Алданского месторождения применение системы позволит сократить сроки ввода новых скважин, что приведет к увеличению технико-экономических показателей разработки [5]. Анализ различных работ, посвященных вопросам снижения стоимости операции по утилизации попутного нефтяного газа, показывает, что также возможным вариантов для реализации на объектах может стать применение газотурбинных установок (рисунок 2) [6-8].



1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4,8 – опоры; 5 – роторы турбины; 6 – ротор компрессора; 7 – рама

Рисунок 2 – Газотурбинная установка (ГТУ)

Проведем комплексное сравнение результативности использования ГПУ и ГТУ в условиях рассматриваемого объекта. Важнейшим показателем является время подготовки оборудования к эксплуатации. Для ГПУ данный параметр в среднем на 25-35% ниже по сравнению с ГТУ, что позволяет использовать ГПУ без необходимости дополнительных затрат различных ресурсов. Из-за конструктивных особенностей ревизию газотурбинной установки необходимо проводить чаще, и это сказывается на межремонтном периоде оборудования [9-10].

В случае применения ГПУ для управления процессами не требуется специальных знаний, так как данное оборудование имеет минимальное количество узлов. Для объектов, расположенных на территориях Крайнего Севера, использование ГТУ ограничено из-за температурных условий и высокого риска заклинивания турбины при повышенных нагрузках или резких остановках. К тому же, при непостоянной нагрузке происходит расслоение опорных частей турбины, которое приводит к снижению коэффициента полезного действия агрегата. На рисунке 3 представлено ГПУ в формате контейнерного исполнения, при котором оборудование занимает примерно на 40% меньше площади и может быть использовано на удаленных объектах.

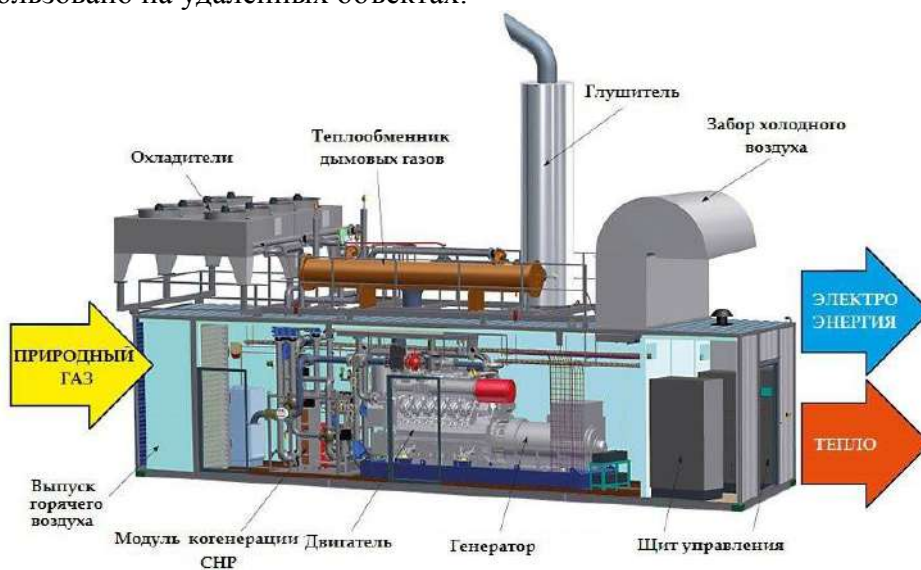


Рисунок 3 – Составные элементы ГПУ

Процесс наладки и пусковых работ ГПУ заключается в проведении серии испытаний, позволяющих проверить эффективность эксплуатации различных элементов оборудования и

настроить один из важнейших элементов, обеспечивающий безопасность работ – оповещение об отклонениях в работе. Уведомления в режиме реального времени передаются на диспетчерские пункты, которые затем обрабатываются оператором. На Алданском месторождении для утилизации ПНГ используется ГПУ производства ООО «Тимсервис». Номинальная электрическая мощность установки составляет 200 кВт при суммарном коэффициенте полезного действия электростанции более 90%.

Таким образом, в результате проведенных исследований получены следующие выводы и результаты:

- проблема утилизации ПНГ является актуальной для недропользователей, осуществляющих добычу жидких углеводородов;
- в условиях эксплуатации месторождений малыми нефтяными компаниями реализация сложных и габаритных установок требует значительных экономических ресурсов;
- применение ГПУ позволяет снизить риск неполной утилизации ПНГ и увеличить рентабельность разработки нефтяных месторождений.

Положительный опыт использования данного оборудования на Алданском месторождении демонстрирует возможность тиражирования данной практики и на объектах, расположенных в сложных климатических условиях без потери коэффициента полезного действия и производительности соответственно.

Список использованных источников:

1. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 13.12.2019 г. № 1667) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: www.garant.ru (дата обращения 11.01.2024).
2. Гурьянов, Н. А. Утилизация ПНГ на нефтегазовых месторождениях при помощи ТОТЭ / Н. А. Гурьянов // Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе : материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 29 ноября 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2024. – С. 265-267.
3. Голованова, А. Е. Использование попутного нефтяного газа в РФ / А. Е. Голованова, Г. Б. Полаева, В. М. Власов // Экономика строительства. – 2024. – № 10. – С. 167-169.
4. Царев, А. М. методика выбора способа утилизации попутного нефтяного газа / А. М. Царев, Л. Н. Иконникова // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 3. – С. 103-112. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-3-103-112.
5. Технологический регламент технологического процесса на объектах добычи нефти «Фонд скважин Алданского месторождения нефти»: технологический регламент / сост. А.Г. Миннуллин, И.И. Литвинов. – Бавлы: эксплуатирующая организация ЗАО «Алойл», 2022. – 13 с.
6. Системы автономного электроснабжения: монография / О.В. Григораш, Н.И. Богатырев, Н.Н. Курзин: под ред. Н.И. Богатырева. – Краснодар: Б/И, 2001. – 333 с.
7. Автоматизированная система управления мощностью газопоршневой электростанции // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: www.project-p.ru (дата обращения: 13.02.2024).
8. Гудков С.А. Когенерация, использование когенерационных установок / С.А. Гудков, Е.А. Лебедева. – Нижний Новгород: Изд-во ННГАСУ, 2006. – 21 с.
9. Зозуля, А. В. Опыт применения малой турбодетандерной установки для утилизации попутного нефтяного газа / А. В. Зозуля, К. Ю. Рубан, А. Р. Аблаев // PRОнефть.

Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8, № 1(27). – С. 114-122. – DOI 10.51890/2587-7399-2023-8-1-114-122.

10. Карманова, О. Н. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа при добыче нефти / О. Н. Карманова // Экология и управление природопользованием. Экологическая безопасность территорий (проблемы и пути решения) : сборник научных трудов IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Томск, 27 ноября 2020 года. Том Выпуск 4. – Томск: Общество с ограниченной ответственностью "Литературное бюро", 2021. – С. 44-46.

11. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

12. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

13. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

14. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

15. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

16. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

17. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

УДК 622.276.63

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ N

Е.В. Петрова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация. Применение зарезки боковых стволов (ЗБС) носит выборочную направленность, что позволяет осуществлять оперативное вовлечение запасов в активную разработку зон, непосредственно после выработки запасов основным стволом добывающей скважины. ЗБС позволяет сократить сроки разработки залежей нефти и повысить

коэффициент извлечения нефти (КИН). Наилучший сценарий дальнейшей разработки месторождения характеризуется оптимальными технико-экономическими показателями.

Ключевые слова: отложения, скважина, добыча, зарезка, боковые стволы, объект.

UDC 622.276.63

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF SIDETRACKING IN AN OIL FIELD N

E.V. Petrova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky. student of group MGR12dv-23-11)

Abstract. Sidetracking is a selective approach, allowing for the rapid integration of reserves into active development immediately after the main production wellbore has depleted them. Sidetracking reduces the development time of oil deposits and increases oil recovery. The best-case scenario for further field development is characterized by optimal technical and economic indicators.

Keywords: deposits, well, production, sidetracking, object.

Применение технологии ЗБС на месторождениях, уже введенных в промышленную разработку, используется для довыработки запасов нефти [1]. Этот метод, при котором в уже пробуренной скважине, бурят дополнительный ствол, чтобы вовлечь в разработку ранее не задействованные зоны пласта и/или малодоступные зоны с запасами нефти. ЗБС позволяет сократить сроки вовлечения запасов в разработку и увеличить КИН продуктивного горизонта [2]. На примере нефтяного месторождения N, открытого в 2003 г и введенного в промышленную разработку в 2009 г, рассмотрим различные сценарии дальнейшей разработки.

Нефтеносность установлена на терригенных отложениях кыновского горизонта D3f верхнего девона. По величине запасов нефти месторождение является очень мелким [3]. Геологические запасы составляют 157 тыс.т. Пробуренный фонд месторождения составляет две добывающие действующие. На месторождении отобрано 48 тыс.т нефти, жидкости – 80 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,306. Отбор от НИЗ нефти составил 64 % при средней обводненности добываемой продукции 31,5 %. Водонефтяной фактор 0,7. Распределение действующего фонда скважин по накопленной добыче нефти и жидкости приведено на рисунке 1. Распределение действующего фонда скважин кыновского горизонта по дебитам нефти, жидкости и обводненности приведено на рисунке 2.

Распределение фонда скважин по накопленной добыче нефти



Распределение фонда скважин по накопленной добыче жидкости



Рисунок 1 – Распределение действующего фонда скважин кыновского объекта по накопленной добыче нефти и жидкости

Основная часть добычи нефти 45 тыс. т (94 %) добыто скважиной № 1. На текущий момент скважина № 1 имеет дебит по нефти 14,1 т/сут, по жидкости – 18,9 т/сут, при обводненности продукции 25,8 %. За период разработки месторождения пластовое давление

по скважине №1 снизилось незначительно. Текущее значение пластового давления составило 14,6 МПа, что ниже начального на 13 %. Скважина № 2 отобрала 3,0 тыс. т (6 % от общей накопленной добычи). На текущий момент скважина № 2 имеет дебит по нефти – 0,2 т/сут, по жидкости – 1,1 т/сут, при обводненности продукции 79,4 %. За период разработки месторождения пластовое давление по скважине №2 также снизилось незначительно. Текущее значение пластового давления составило 14,4 МПа, что ниже начального на 13,7 %. На рисунке 3 представлена карта изобар кыновского объекта [4].

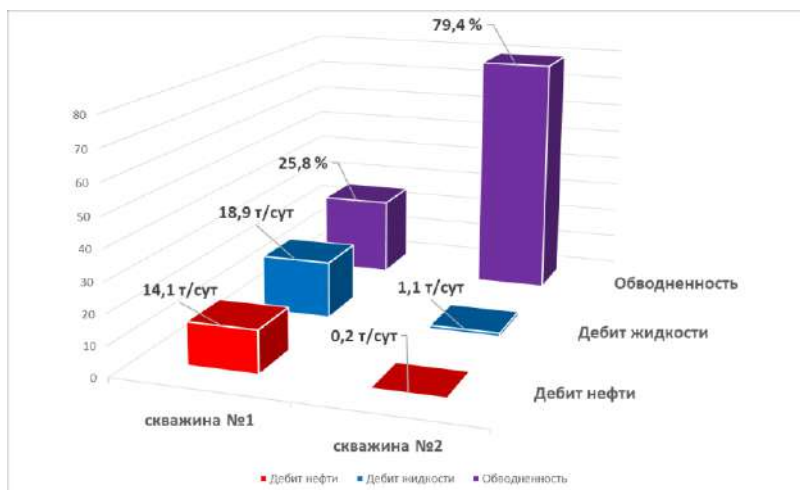


Рисунок 2 – Распределение действующего фонда скважин кыновского объекта по дебитам нефти, жидкости и обводненности

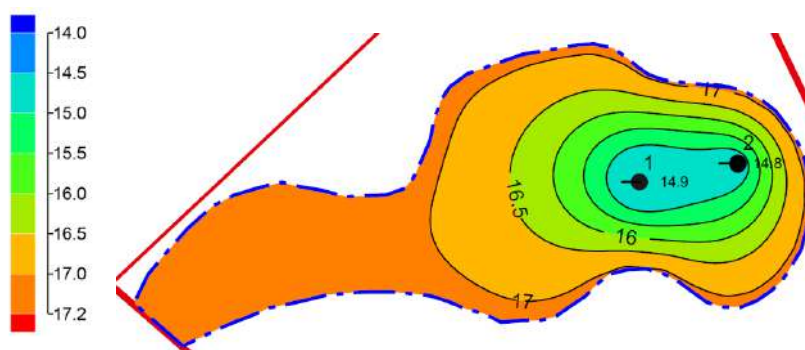


Рисунок 3 – Карта изобар кыновского объекта

Для расчета технологических показателей разработки по месторождению N рассмотрено три сценария разработки. **Сценарий 1** предусматривает разработку существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки по состоянию на 01.01.2025 г. Накопленная добыча нефти – 70,8 тыс. т., достигаемый КИН – 0,451. **Сценарий 2** предусматривает бурение одного бокового ствола из скважины № 2. Накопленная добыча нефти – 74,3 тыс. т., достигаемый КИН – 0,473. **Сценарий 3** предусматривает бурение боковых стволов из скважины № 1 и из скважины № 2. Накопленная добыча нефти – 77,2 тыс. т, достигаемый КИН – 0,492 (рис.3).

Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки месторождения N представлена в таблице 1. Наилучший сценарий дальнейшей разработки месторождения характеризуется оптимальными технико-экономическими показателями [5].

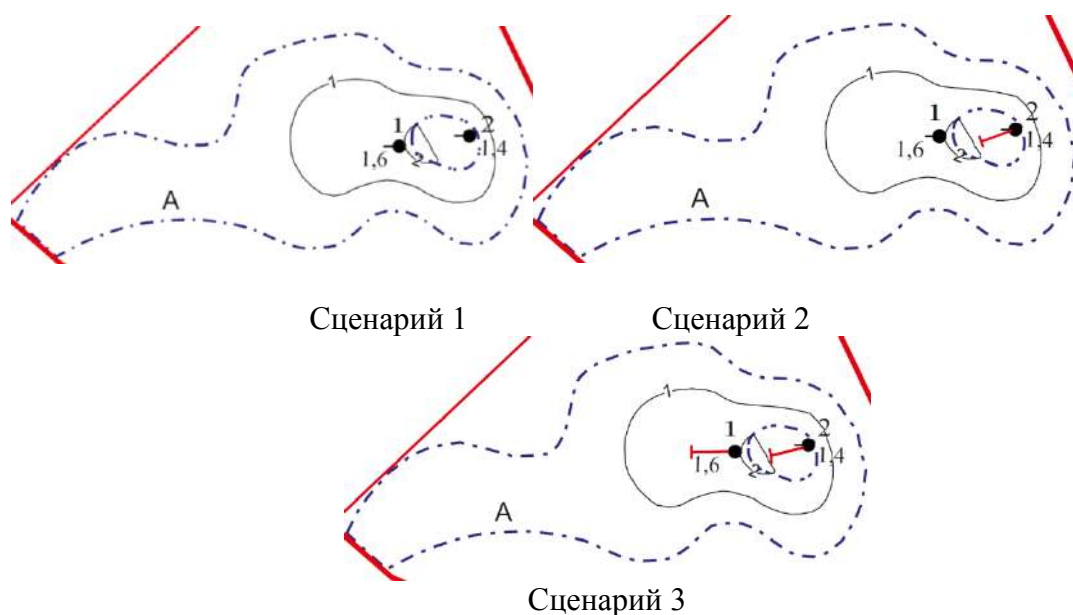


Рисунок 3 – Карта с мероприятиями сценарии 1,2,3

Таблица 1 – Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки месторождения N

Параметр	Ед.изм.	кыновский объект		
		сценарий 1	сценарий 2	сценарий 3
Система разработки				
Вид воздействия		Естеств, МУН	Естеств, МУН	Естеств, МУН
Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.	78,2	52,1	39,1
Проектный срок разработки	годы	19	17	16
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т	70,8	74,3	77,2
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,451	0,473	0,492
Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	159,7	186,1	198,3
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	2	2	2
в том числе: добывающих нефтяных	шт.	2	2	2
Бурение бокового ствола	шт.		1	2
Экономические показатели эффективности вариантов разработки (при различной величине дисконта)				
Капитальные вложения на освоение месторождения	млн руб.	3	21	37
Эксплуатационные затраты	млн руб.	51	72	90
Доход государства	млн руб.	478	492	518

Применение ЗБС носит выборочную направленность, что позволяет осуществлять оперативное вовлечение запасов в активную разработку зон, непосредственно после выработки запасов основным стволом добывающей скважины. Дополнительная добыча нефти за счёт зарезки одного бокового ствола по сценарию 2 составит 3,5 тыс.т (относительно сценария 1). По сценарию 3 за счёт зарезки двух боковых стволов дополнительная добыча нефти составит 6,4 тыс.т (относительно сценария 1). На месторождении N наилучшим сценарием разработки является сценарий 3, характеризующийся оптимальными технико-экономическими показателями.

Список использованных источников:

1. Кудинов В.И. Новые технологии повышения добычи нефти / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков. – Самара: «Кн. Изд-во», 1998. – 368 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учеб. пособие. –Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

3. Бжицких Т.Г. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа. –Томск: «ТПУ», 2011. – 263 с.
4. Еленец А.А. Прогнозирование эффективности эксплуатации боковых стволов / А.А. Еленец, В.А. Коротенко // Наука и ТЭК. – 2012. – №6. –С. 25-34.
5. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: «ВНИИнефть», 2007. – 96 с.
6. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
7. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
8. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
9. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

УДК 622.276.63

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ N

Е.В. Петрова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация. На месторождении планируется применение групп технологий увеличения и восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта и ограничения водопритока в добывающие скважины. В статье приведены результаты расчета ожидаемой дополнительной добычи нефти от применения предлагаемых технологий. Критерии применимости и эффективность технологий приняты неизменными для всех вариантов разработки рассматриваемого месторождения. Для стимуляции отбора нефти через скважины, разрабатывающие терригенные коллектора рекомендуется проведение химического воздействия.

Ключевые слова: пласт, скважина, воздействие, водоприток, коллектор.

UDC 622.276.63

FORECAST ASSESSMENT OF THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF EOR METHODS AT AN OIL FIELD N

E.V. Petrova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student of group MGR12dv- 23-11)*

Abstract. At an oil field, a series of technologies are planned for increasing and restoring the permeability of the near-wellbore formation zone and limiting water influx into production

wells. This article presents the results of calculating the expected additional oil production from the proposed technologies. The applicability criteria and technology effectiveness are assumed to be consistent across all development options for the field under consideration. Chemical stimulation is recommended to stimulate oil production through wells developing terrigenous reservoirs.

Keywords: formation, well, impact, water inflow, reservoir.

В административном отношении нефтяное месторождение N расположено на территории на территории Воткинского и Шарканского районов Удмуртской Республики, северо-западнее г. Воткинска и в 47 км северо-восточнее г. Ижевска.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы кристаллического фундамента, на эродированной поверхности которого залегают отложения осадочного чехла от верхнедевонских, каменноугольных, пермских до неоген-четвертичных. На месторождении закартирована одна залежь в пласте Д0 кыновского горизонта верхнего девона. Месторождение N однопластовое, сложное по строению, обусловленное наличием тектонических нарушений. Продуктивными являются терригенные отложения кыновского горизонта (пласт Д0) верхнего девона.

В течение проектного срока рекомендуется применение групп технологий увеличения и восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта и ограничения водопритока в добывающие скважины.

Степень применения передовых производственных технологий на кыновском объекте рассчитывалась репродуцированием планово-расчётных показателей. Для эффективного применения физико-химических методов увеличения коэффициента извлечения нефти необходимо многоаспектное решение [1]. Адаптируемость предлагаемых технологий принята для всех вариантов дальнейшей разработки кыновского объекта. В каждом варианте планируется применять один и тот же перечень технологий в разном объеме.

Для стимуляции отбора нефти через скважины, разрабатывающие терригенные коллектора рекомендуется проведение механического и химического воздействия (на примере технологий газодинамического разрыва пласта (ГДРП) и глинокислотной обработки (ГКО)). В скважину спускают генераторы, работающие на твердом топливе [2]. В процессе обработки призабойной зоны скважин пласт подвергается различным видам воздействия – механическому, термическому и химическому. При механическом нестационарном воздействии достигается максимальный эффект. Таким образом, после применения ГДРП высокая макронеоднородность продуктивного пласта оказывает меньшее негативное влияние на выработку запасов, а также улучшается гидродинамическая связь между трещинами.

Глинокислотная обработка предназначена для очистки забоев и восстановления проницаемости в терригенных коллекторах, в составе которых обломки кварца, полевых шпатов глинистого и карбонатного цемента. Для обработки призабойной зоны (ПЗП) терригенных пластов используется смесь соляной и плавиковой кислот (глинокислота). Чтобы не произошло образования студнеобразного геля, применяется смесь соляной и плавиковой кислот, за счёт чего поддерживается определенный диапазон кислотности.

Используемые в статье значения ожидаемой эффективности технологий увеличения и восстановления проницаемости в таблице 1.

Таблица 1 - Ожидаемая эффективность применения технологий увеличения и восстановления проницаемости на объектах месторождения N

Технология	Фонд	Ожидаемая дополнительная добыча, т	Продолжительность эффекта, мес.
Кыновский объект			
Газодинамический разрыв пласта ГДРП	добывающий	500	18

Технология	Фонд	Ожидаемая дополнительная добыча, т	Продолжительность эффекта, мес.
Глинокислотная обработка	добывающий	400	24
Реагент СНПХ-9633	добывающий	500	24

Также на месторождении предлагается применять технологию с использованием реагента СНПХ-9633. Предлагаемая технология предназначена для уменьшения доли воды в добываемой жидкости из кыновского пласта, а также для прироста дебита нефти. [5]. Эффективность воздействия технологии СНПХ-9633 зависит от геолого-физических характеристик пласта, т.е. зависит от свойств пластовых флюидов и коллектора.

Все предлагаемые на месторождении физико-химические методы позволяют увеличить текущий КИН и повысить темп отбора от начальных извлекаемых запасов. В сводной таблице, в динамике по годам, показано количество обработок в год и дополнительная добыча за счет применения технологий МУН.

Результаты расчета ожидаемой дополнительной добычи нефти от применения предлагаемых технологий по трем вариантам представлены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Проектные показатели применения МУН 1 вариант

год	Всего		Назначение технологий					
			добывающий фонд скважин					
			увеличение и восстановление проницаемости ПЗП				ограничение водопритока	
			ГДРП		ГКО		СНПХ-9633	
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2029	1	0,3	1	0,3				
2030	1	0,5	1	0,5				
2031	1	0,4		0,2	1	0,2		
2032	1	0,5				0,2	1	0,3
2033	1	0,4					1	0,4
2034		0,3						0,3
	5	2,4	2	1,0	1	0,4	2	1,0

Таблица 3 - Проектные показатели применения МУН 2 вариант

год	Всего		Назначение технологий					
			добывающий фонд скважин					
			увеличение и восстановление проницаемости ПЗП				ограничение водопритока	
			ГДРП		ГКО		СНПХ-9633	
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2029	2	0,5	1	0,3	1	0,2		
2030	1	0,7	1	0,5		0,2		
2031	1	0,5		0,2			1	0,3
2032	1	0,4			1	0,2		0,2
2033		0,2				0,2		
2034	1	0,3					1	0,3
2035		0,2						0,2
	6	2,8	2	1,0	2	0,8	2	1,0

Таблица 4 - Проектные показатели применения МУН 3 вариант

год	Всего		Назначение технологий					
			добывающий фонд скважин					
			увеличение и восстановление проницаемости			ограничение водопритока		
			ПЗП			СНПХ-9633		
	количество мероприятий в год	доп. добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп. добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп. добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп. добыча нефти тыс.т/год
2029	2	0,6	1	0,3			1	0,3
2030	2	0,9	1	0,5	1	0,2		0,2
2031	1	0,6		0,2	1	0,4		
2032	1	0,5				0,2	1	0,3
2033		0,2						0,2
2034	1	0,3					1	0,3
2035		0,2						0,2
	7	3,3	2	1,0	2	0,8	3	1,5

Применение групп технологий увеличения и восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта и ограничения водопритока в добывающие скважины позволит дополнительно добыть 2,4 тыс.т нефти по 1 варианту, 2,8 тыс.т нефти по 2 варианту, 3,3 тыс.т нефти по 3 варианту. Ожидаемая эффективность применения проектируемых МУН зависит от особенностей геологического строения месторождения и применяемых методов.

Список использованных источников:

1. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / ВНИИнефть. – М., 1993. – 76 с.
2. Корженевский А.Г. Инструкция по технологии газодинамического разрыва продуктивного пласта. – Бугульма, 2009. – 29с.
3. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины М. Недра, 1976.
4. Собанова О.Б., Фридман Г.Б., И.Л. Федорова И.Л. «Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов» Нефтяное хозяйство, 2000.- № 11.
5. Интенсификация добычи нефти из высокообводненных карбонатных пластов/ Антипин Ю.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2007. №5. С. 96-98
6. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
7. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
8. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные

технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

11. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

12. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

13. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

14. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

УДК 622.267

ПРИНЦИПЫ И ТЕХНОЛОГИИ СБАЛАНСИРОВАННОГО ОСВОЕНИЯ НЕДР

В.А.Плещинская, А.К.Мурадян

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студенты группы ГР 21-11)

П.К. Кирсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

М.В Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются комплексные принципы и технологии, обеспечивающие сбалансированное освоение нефтяных месторождений. На примере программы доразведки и исследовательских работ Комсомольского месторождения показан интегрированный подход, включающий доразведку, детальное изучение керна, расширенный комплекс геофизических исследований, мониторинг фильтрационно-емкостных свойств и контроль за разработкой. Применение такого подхода позволяет минимизировать риски, повысить коэффициент извлечения нефти и обеспечить рентабельность освоения месторождения на всех этапах.

Ключевые слова: Сбалансированное освоение недр, доразведка, геофизические исследования скважин (ГИС), керн, промыслово-геофизические исследования (ПГИ), гидродинамический контроль, фильтрационно-емкостные свойства.

UDC 622.267

PRINCIPLES AND TECHNOLOGIES FOR BALANCED DEVELOPMENT OF MINERAL RESOURCES

V.A. Pleschinskaya, A. K. Muradyan

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students of group GR 21-11)

P.K. Kirsanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky of group SGR 24-11)

M.V Selivanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article discusses comprehensive principles and technologies that ensure the

balanced development of oil fields. Using the example of the Komsomolskoye field's exploration and research program, the article demonstrates an integrated approach that includes exploration, detailed core analysis, an expanded range of geophysical studies, monitoring of reservoir properties, and development control. This approach minimizes risks, increases oil recovery rates, and ensures the profitability of field development at all stages.

Keywords: Balanced development of subsurface resources, additional exploration, geophysical well surveys (GIS), core, field and geophysical surveys (PHI), hydrodynamic control, filtration and capacitance properties.

Понятие сбалансированного освоения недр подразумевает оптимальное сочетание интенсивности отбора полезных ископаемых с необходимостью поддержания пластовой энергии и максимально полного извлечения запасов при минимальных экономических и экологических издержках. Эта стратегия основывается на непрерывном процессе получения, интерпретации и применения актуальных геолого-геофизических и промысловых данных. Достижение этого баланса невозможно без создания надежной информационной модели месторождения и непрерывного мониторинга его состояния. Программа доразведки и исследовательских работ служит наглядным примером реализации данного подхода, направленного на уточнение геологического строения, свойств коллекторов и контроль за процессом разработки.

Основой для сбалансированного освоения месторождений является комплексная программа исследований, которая включает несколько ключевых направлений.

Первым направлением является доразведка и уточнение модели месторождения. Для уменьшения геологических неопределенностей запланировано бурение новых разведочных скважин, и переиспытание существующих. Это позволит уточнить структурный план, положение водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), а также перевести запасы категории C_2 в промышленные, что является фундаментом для оптимизации всех добывающих скважин.

Так же важно выделить детальное изучение керна. Отбор и всестороннее исследование керна являются критически важными для понимания свойств пород-коллекторов. Программа включает более 25 видов исследований, таких как:

- Определение стандартных петрофизических свойств (пористость, проницаемость) в пластовых условиях.
- Изучение фазовых проницаемостей в системах нефть-вода-газ.
- Снятие капиллярных давлений и построение номограмм распределения водонасыщенности.
- Определение упругих свойств пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона).
- Исследование минералогического состава и смачиваемости.
- Полученные данные используются для калибровки геофизических методов и построения высокоточных геологических и гидродинамических моделей.

Так же, немаловажным является расширенный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС). При бурении новых скважин применяется расширенный комплекс ГИС, включающий электрические, радиоактивные, акустические и ядерно-магнитные методы. Это позволяет проводить литологическое расчленение, выделять коллекторы, определять характер их насыщенности, оценивать фильтрационно-емкостные и механические свойства пород, а также определять пластовые давления.

Следующим по значимости идет система промыслового и гидродинамического контроля. Для оперативного управления разработкой реализуется программа регулярного мониторинга, которая включает:

- Промыслово-геофизические исследования (ПГИ): Определение профиля притока в добывающих скважинах и профиля приемистости в нагнетательных, выявление интервалов обводнения и заколонных перетоков. Особое внимание уделяется скважинам с высокой обводненностью, для которых составляется индивидуальный график исследований.

- Гидродинамические исследования (ГДИ): Замеры пластовых, забойных и устьевых давлений, исследований на неустановившихся режимах, гидропрослушивание. Контроль газового фактора в скважинах, эксплуатирующихся в подгазовых зонах, является обязательным.

- Специальные методы: для контроля за положением ВНК и ГНК в обсаженных скважинах применяются импульсные нейтронные и углерод-кислородные методы каротажа.

- Физико-химические свойства флюидов пласта. Отбор и PVT-анализ глубинных проб нефти и газа необходимы для понимания фазового поведения в пластовых условиях, что критически важно для расчета запасов и проектирования систем поддержания пластового давления.

Для корректного подсчета запасов и проектирования системы разработки необходимо провести отбор глубинных проб нефти и газа с последующими PVT-исследованиями (однократное и дифференциальное разгазирование). Регулярный мониторинг химического состава пластовой и закачиваемой воды необходим для контроля обводнения и коррозии оборудования.

Рассмотрим таблицу приведенную выше таблицу. Она представляет собой регламентированный минимальный перечень видов и периодичности проведения исследований скважин, необходимых для эффективного контроля за разработкой нефтяного месторождения. Это своего рода "инструкция по мониторингу", обеспечивающая сбор критически важной информации о состоянии пласта и работе скважинного оборудования.

Таблица является операционным планом, который обеспечивает сбор необходимого минимума данных для поддержания контроля над процессом разработки и принятия обоснованных технологических решений, направленных на максимальное извлечение запасов. [7].

Схема конкретизирует, какие именно данные, с какой периодичностью и для каких типов скважин (добывающие с разным видом эксплуатации, нагнетательные, пьезометрические) необходимо получать для эффективного контроля за разработкой месторождения. Этот системный подход обеспечивает непрерывный мониторинг ключевых параметров, таких как профиль притока, пластовое давление, температура и характер насыщения пластов, [8]. что напрямую соотносится с задачей управления энергетическим состоянием залежи.

Ключевым принципом является дифференцированный и целенаправленный мониторинг. Для каждого типа скважин определен свой набор методов и периодичность исследований, что оптимизирует ресурсы и фокусируется на получении релевантной информации, например, регулярный 100% охват исследований пьезометрических скважин направлен на точную оценку пластового давления, в то время как исследования в нагнетательных скважинах сфокусированы на контроле за распределением закачиваемой воды. [9]. Это наглядно иллюстрирует технологическую составляющую сбалансированного подхода, где решения основываются не на предположениях, а на данных регулярного и регламентированного контроля. [10].

На примере программы доразведки и исследовательских работ Комсомольского месторождения показано, что такой подход включает в себя:

1. доразведку и уточнение геологической модели;
2. детальное изучение керна для определения фильтрационно-емкостных и механических свойств пород;
3. расширенный комплекс геофизических исследований скважин;
4. систему промыслового и гидродинамического контроля;

Таблица 1 – Минимальный комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений.

[illegible]

а) Исследования рекомендуется проводить со следующим процентом охвата указанной категории скважин: 1 – 100%, 2 – 50%, 3 – 3–5%.

б) Рекомендации в числителе относятся к начальной стадии разработки – стадии слабой изученности залежи, а в знаменателе – стадии достаточной изученности, стадии возможного сокращения объемов.

5. мониторинг физико-химических свойств пластовых флюидов.

Реализация предложенных принципов и технологий обеспечивает рентабельность и устойчивость освоения месторождения на всех этапах, что делает такой подход перспективным для применения на других объектах нефтедобычи.

1. Храмов Д. Г. Право пользования недрами в Российской Федерации автореферат дис. ... кандидата юридических наук: 12.00.06 / Ин-т государства и права РАН. Москва, 2004. 24 с.
2. Комиссаренко В.С. Правовое регулирование охраны недр и окружающей среды при освоении месторождений нефти и газа: дис. ... канд. юрид. наук. М.. 2004.
3. Башмаков Г.С., Краснов Н.И., Каверин А.М. Законодательство о недрах. - Москва : Юрид. лит., 1976. - 80 с.
4. Навроцкая Л. Г. Теоретические вопросы правового регулирования горных отношений в СССР: дис., 1976.
5. Сучков, Б. М. Причины снижения производительности скважин / Б. М. Сучков // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №5.
6. Гимазтдинова, Э. А. Описание долат PDC. ООО НПП "БУРИНТЕХ" / Э. А. Гимазтдинова, А. Б. Пулатов, М. В. Селиванова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-806.
7. Насосные станции управления / М. В. Селиванова, Э. А. Гимазтдинова, Р. А. Игошин, К. П. Потапова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых,

аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 891-896. – EDN UDFRKC.

8. Разработка учебно-лабораторного комплекса для изучения основ радиотехники и электроники / К. Т. Тынчеров, Г. Р. Игтисамова, М. В. Селиванова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1006-1009.

9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022666061 Российская Федерация. Симулятор электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта на языке программирования Delphi : № 2022665500 : заявл. 17.08.2022 : опубл. 24.08.2022 / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, Ю. В. Варламова, Р. Д. Ганиева ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

УДК 622

МЕТОД ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ, ВЫДЕЛЯЮЩЕЙСЯ ПРИ РЕАКЦИИ МАГНИЯ И СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

Приданников Д.В.

(НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро, зам. начальника отдела)

Аннотация. В докладе приведен механизм расхода теплоты, получаемая в результате реакции порошка магния с соляной кислотой. Показан, что полученное тепло нагревает растворитель, и в конечном счете, фильтрация пласта увеличивается и приводит к увеличению скорости потока флюида. В работе предложены катализаторы, которые могут увеличить скорость реакции соляной кислоты и магния, уменьшить время проведения обработки.

Ключевые слова: получаемая теплота, суспензия нефти, дизельное топливо, порошок магния, количество теплоты, депарафинизация, концентрация, водородный газ, твердые частицы, время обработки, карбонат натрия, соляная кислота.

UDC 622

A METHOD OF USING THE HEAT RELEASED DURING THE REACTION OF MAGNESIUM AND HYDROCHLORIC ACID

Pridannikov D.V.

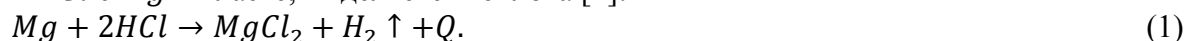
(NIPImorneftegaz JV "Vietsovpetro, Deputy head of department)

Abstract. The report shows the mechanism of heat consumption resulting from the reaction of magnesium powder with hydrochloric acid. It is shown that the resulting heat heats the solvent, and ultimately, reservoir filtration increases and leads to an increase in the fluid flow rate. The work suggests catalysts that can increase the reaction rate of hydrochloric acid and magnesium, and reduce the processing time.

Keywords: heat received, oil suspension, diesel fuel, magnesium powder, amount of heat, dewaxing, concentration, hydrogen gas, solid particles, processing time, sodium carbonate, hydrochloric acid.

Американский автор J.T. Rollin был первым, кто с целью растворения осадков органических и неорганических веществ в призабойной зоне скважин использовал тепло,

выделяющееся в результате реакции порошка магния с соляной кислотой [2, 3]. Вначале закачивают суспензию нефти (или дизельного топлива) с содержанием Mg (размером 20-60 меш (838-234 мкм)) в продуктивный пласт, затем - HCl с концентрацией 15%. В результате реакции HCl с Mg в пласте, выделяется теплота [2]:



Количество теплоты, высвобождаемое по расчету, составляет 18,8 МДж/кг магния, температура призабойной зоны увеличивается до 250-300°C.

Теплота, получаемая в результате реакции, нагревает растворитель (нефть или дизельное топливо), происходит быстрая депарафинизация, а избыточное количество кислоты будет растворять осадки на поверхности каналов в продуктивной зоне, при этом также выделяется теплота. В конечном счете, фильтрация пласта увеличивается и приводит к увеличению скорости потока флюида.

Количество теплоты, высвобождаемое в результате взаимодействия HCl с концентрацией 15 % с Mg и карбонатными породами, доломитами, приведено в Таблице 1. Из таблицы видно, что количество теплоты, высвобождаемое в результате взаимодействия соляной кислоты с магнием, достаточно большое [2, 3].

Таблица 1 - Количество теплоты высвобождаемое в результате действия соляной кислоты с концентрацией 15%

Материал	Высвобождаемая теплота на 0,454 кг, кДж	Высвобождаемая теплота, в результате действия соляной кислоты*, кДж	Прирост температуры, °С
Карбонат	197,5	334,4	45,0
Доломит	197,5	334,4	45,0
Магний	8,700	4200,0	600,0

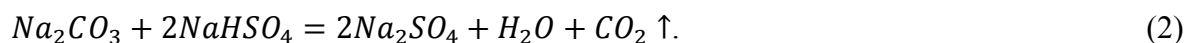
*Расчет на основании полного расхода соляной кислоты

Соотношение соляной кислоты и магния при реакции составляло: 15,14 л HCl с концентрацией 15 % на 0,454 кг Mg или 33,36 л HCl (15 %) на 1 кг Mg . При таком соотношении, количество кислоты не только удовлетворяет требованию реакции с Mg , но и остается около 76 % для реакции с неорганическими отложениями в ПЗС [2].

Кроме преимущества большого выделения тепла, реакция выделяет большой объем водородного газа, который создает вихревые потоки в капиллярах, за счет которых ускоряется процесс вымывания твердых частиц, отложенных на капиллярной поверхности. Во время обработки в зависимости от условий нужно добавлять некоторые вспомогательные реагенты (термоустойчивые ингибиторы, поверхностно-активные вещества), которые увеличивают способность проникновения кислоты в породу, демульгаторы для предупреждения образования эмульсии нефти, воды, щелочных соединений и предупреждения выпадения в осадок соединений железа [2].

В работах [4, 5] авторы предлагают катализаторы, которые могут увеличить скорость реакции соляной кислоты и магния, уменьшить время проведения обработки. Этими катализаторами являются смеси металлов, в основном алюминия и других металлов, в малой дозе, такие как кремний, медь, цинк. Сумма этих добавок не превышает 1-2 % относительно веса магния.

Кроме этого авторы предлагают применить буферную жидкость, которая состоит из раствора гидросульфата натрия - $NaHSO_4$ (кислая соль натрия и серной кислоты, бесцветные кристаллы), концентрацией 11 % и раствора карбоната натрия - Na_2CO_3 (средняя соль натрия и угольной кислоты, бесцветные кристаллы или белый порошок, гигроскопична, хорошо растворима в воде), с концентрацией 5 %. После закачки в призабойную зону в условиях высокой пластовой температуры данная буферная жидкость освобождает углекислый газ по следующей реакции [1, 2]:



Из-за образования огромного объема углекислого газа, давление в призабойной зоне резко увеличивается, что приводит к колюматации призабойной зоны скважины. По расчету, при реакции 106 кг карбоната натрия (Na_2CO_3) взаимодействующего с 270 кг гидросульфата натрия ($NaHSO_4$) освобождается углекислый газ объемом 985 м³.

Технология производства этого метода такова [1, 2]:

1. В цилиндр с отверстиями помещается магний в малом объеме вместе с катализатором (1-2 %) и спускается на НКТ в призабойную зону.
2. В затрубное пространство закачивается растворитель и деэмульгатор.
3. Затем в призабойную зону постепенно закачивается раствор соляной кислоты (15 %) и происходит реакция магния и соляной кислоты.
4. После окончания реакции магния и соляной кислоты по очереди закачивается раствор кристаллогидрата ($NaHSO_4 \cdot 2H_2O$) с концентрацией 11 % и раствор Na_2CO_3 с концентрацией 5 %. Из-за образования теплоты в результате реакции соляной кислоты и магния, пластовая температура призабойной зоны увеличивается на 100°C. При этой температуре растворитель может растворять полностью парафиновые отложения и асфальтены. Одновременно освобождается углекислый газ в результате взаимодействия $NaHSO_4$ и Na_2CO_3 , что приводит к увеличению давления.

Таким образом, горячий растворитель, вместе с растворенными органическими веществами и частью нерастворенных неорганических веществ, выносится на устье скважины. Происходит очистка ПЗС, улучшается фильтрация, размеры каналов расширяются, скорость потока нефти увеличивается.

Список использованных источников:

1. Велиев М.М. Научно-практические аспекты технологий селективной изоляции водопритоков разработке каверно-трещиноватых коллекторов гранитного фундамента: дисс. ... докт. техн. наук: 25.00.17 / Велиев Мубариз Мустафа оглы // Уфа, 2013. – 339 с.
2. Велиев М.М., Мухаметшин В.В., Приданников Д.В. и др. Некоторые аспекты применения термохимического метода обработки призабойных зон скважин месторождения «Белый Тигр» / М.М. Велиев, В.В. Мухаметшин, Д.В. Приданников // SOCAR Proceedings. - Baku, 2023 № 3, С. 93-101.
3. Кузнецов А.И., Мухаметдинов Н.Н. Термоимплозионный метод обработки призабойной зоны нефтяного пласта / А.И. Кузнецов, Н.Н. Мухаметдинов // Каротажник. - 1997. - Вып. 40. - Стр. 81-85.
4. Каменщиков Ф.А., Сабиров Г.И., Богомольный Е.И., Садчиков Г.С. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта / Ф.А. Каменщиков, Г.И. Сабиров, Е.И., Богомольный, Г.С. Садчиков // Авторское свидетельство СССР, 1991, № 16576288.
5. Пат. РФ № 95101814. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта / Г.В. Плюснин, П.М. Южанинов, Н.И. Кобяков // Патент РФ, 1997, № 95101814.

УДК 622

КЛАССИФИКАЦИЯ ЭКЗОТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ В УСЛОВИЯХ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»

Д.В. Приданников

(НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро, зам. начальника отдела)

Аннотация. В докладе приведены область применения термохимического метода обработки призабойных зон скважин. Рассмотрена классификация термических методов и их эффективность, различные виды термического воздействия на пласт. Подробно рассмотрена физико-химическая сущность термохимического воздействия с целью обработки призабойной зоны скважин месторождения «Белый Тигр».

Ключевые слова: призабойная зона, термохимическая реакция, проницаемость пласта, высокая температура, способ доставки, химическая реакция, продукты реакции,

вязкость нефти.

UDC 622

CLASSIFICATION OF EXOTHERMIC METHODS AND THEIR EFFECTIVENESS IN THE CONDITIONS OF VIETSOVPETRO JOINT VENTURE

D.V. Pridannikov

(NIPImorneftegaz JV "Vietsovpetro, Deputy head of department)

Abstract. The report describes the scope of the thermochemical method of treatment of bottomhole zones of wells. The classification of thermal methods and their effectiveness, as well as various types of thermal effects on the reservoir are considered. The physico-chemical essence of the thermochemical effect for the purpose of processing the bottomhole zone of the wells of the White Tiger deposit is considered in detail.

Keywords: bottomhole zone, thermochemical reaction, reservoir permeability, high temperature, delivery method, chemical reaction, reaction products, oil viscosity.

Одним из перспективных направлений повышения производительности добывающих скважин месторождения «Белый Тигр» является применение методов термохимических реакций. Сущность термохимического метода обработки призабойной зоны скважин заключается в использовании выделенной теплоты термохимической реакции между порошком магния и соляной кислотой для целенаправленного воздействия на факторы, способствующие восстановлению и повышению проницаемости ПЗС и снижения гидравлического сопротивления движения пластовых флюидов к скважине [1, 2, 3, 4].

Результаты базовых исследований в области термообработки ПЗС показывают, что основные факторы, способствующие восстановлению и повышению проницаемости пласта состоят из:

- очистки асфальтосмолистых отложений и веществ с большой молекулярной массой, накопленных в ПЗС. В результате воздействия высокой температуры, намного выше пластовой, асфальтены плавятся и затем растворяются в закачиваемых растворителях. В последствии, продукты реакции выносятся с пластовым флюидом при освоении скважины. Результаты, проведенных исследований показывают, что при повышении температуры на 10°C растворимость органических отложений увеличивается в 4 раза [5];
- изменения смачиваемости поверхности породы ПЗС в направлении повышения проницаемости по нефтяной фазе;
- термоудара, способствующего отслоению неорганических отложений от поверхности загрязненных капилляров, тем самым способствует выносу их от призабойной зоны пласта;
- разрушение блокирующих пробок воды и водонефтяной эмульсии, которые являются причиной снижения проницаемости;
- обезвоживание глин (снижение набухания глин, тем самым увеличение проницаемости призабойной зоны пласта);
- создания новых микротрещин;
- снижения вязкости нефти (это способствует выносу нерастворенных твердых частиц на поверхность при освоении).

Методы термического воздействия на ПЗС разнообразны, их можно классифицировать по двум способам: способ доставки тепла в ПЗС и по природе источника используемого тепла.

По способу доставки тепла термические методы обработки ПЗС делятся на две группы [3]:

- доставка тепла при помощи разогретых жидкостей или газов (доставка в ПЗС разогретого газа, горячей воды, горячей нефти);
- методы с использованием источника тепла из соседних скважин, соседних залежей (горячая нефть и горячая вода).

По природе источника используемого тепла методы обработки ПЗС можно разделить на три группы:

- электрический метод (получение тепла в ПЗС при помощи электрического нагревателя);
- метод самосгорающей смеси (получение тепла в ПЗС в результате сгорания топлива, или топлива в сочетании с химическими реагентами, доставляемого (закачиваемого) с поверхности);
- термохимический метод (получение тепла в ПЗС в результате экзотермической реакции).

Теплоту, которая выделяется в результате экзотермической реакции, можно использовать для тепловой обработки призабойной зоны. Однако по многим причинам, как техническим, так и экономическим, только некоторые экзотермические реакции применяются на практике. Химические реакции, которые используются для ПЗС, следующие [3]:

- реакция карбида кальция (CaC_2) с водой;
- реакция безводных щелочей с водой;
- реакция щелочей и алюминия;
- реакция смеси щелочных и щелочноземельных металлов, алюминия, кремния с водой;
- реакция алюминия, магния с соляной кислотой.

Список использованных источников:

1. Алекперзаде М.А. Применение термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта / М.А. Алекперзаде // М.: Нефтяное хозяйство. - 1981. - № 3.
2. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Зунг Л.В. и др. Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро» / М.М. Велиев, В.А. Бондаренко, Л.В. Зунг Л.В. и др. // Санкт-Петербург: Недра. – 2019. – 512 с.
3. Велиев М.М., Мухаметшин В.В., Приданников Д.В. и др. Некоторые аспекты применения термохимического метода обработки призабойных зон скважин месторождения «Белый Тигр» / М.М. Велиев, В.В. Мухаметшин, Д.В. Приданников // SOCAR Proceedings. - Baku, 2023 № 3, С. 93-101.
4. Приданников Д.В., Велиев М.М. Способы проведения термохимической обработки призабойной зоны скважин месторождения «Белый Тигр» / Д.В. Приданников, М.М. Велиев // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции, посвященной 30-летию факультета нефтегазовой инженерии СКФУ / под. общ. ред. Верисокина А.Е., Керимова А.-Г.Г., Гунькиной Т.А. и др. / Издательство: «Бюро новостей», Ставрополь. – 2023. - Стр. 313-315.
5. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М., Ле Вьет Хай, Иванов А.Н. Разработка шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» / Т.Т. Нгиа, М.М. Велиев, Л.В. Хай, А.Н. Иванов // СПб.: Т.Т. Нгиа, М.М. Велиев, Л.В. Хай // Санкт-Петербург. - Недра, 2017. – 386с.

УДК 622.276

НЕЛИНЕЙНЫЙ АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ (МЕТОДЫ DATA MINING)

И.А. Рыков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.
МГР12дв-23-11)

Аннотация: В современной научной и инженерной практике при оценке результативности процессов БС и ГРП значительное внимание уделяется применению методов интеллектуального анализа данных (Data mining), которые ориентированы на построение прогностических моделей исследуемых явлений через выявление статистически

устойчивых зависимостей между совокупностями входных параметров и откликами системы. В рамках системной парадигмы анализа эффективности подобных технологических мероприятий акцент делается не только на идентификацию исходных и результирующих характеристик, но и на априорное формулирование функциональных взаимосвязей между ними, которые в дальнейшем имплементируются в структуру статистической модели. Подобная стратегия регуляризации математического описания исследуемого процесса обеспечивает возможность осуществления прогностических расчётов эффективности БС и ГРП даже при наличии относительно ограниченных объёмов эмпирических данных, что существенно отличает её от традиционных подходов, базирующихся исключительно на объёмной статистике.

Ключевые слова: боковой ствол, разработка запасов, коэффициент нефтеотдачи, геологическая неоднородность, объект разработки.

UDC 622.276

NON-LINEAR ANALYSIS AND FORECASTING OF THE EFFECTIVENESS OF LATERAL TRUNK APPLICATION (DATA MINING METHODS)

I.A. Rykov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)

Abstract: Among the developed approaches to analyzing the effectiveness of BS and hydraulic fracturing, "Data mining" methods are widely used, the essence of which is to build a model of the process under study based on statistical patterns between input and output characteristics. In a systematic approach to analyzing the effectiveness of these measures, not only input and output parameters are determined, but also functional relationships between them are established a priori, which must be taken into account in statistical models. This regularization makes it possible to predict the effectiveness of BS and hydraulic fracturing with significantly smaller sample sizes than required by the conventional statistical approach.

Keywords: side well, reservoir development, oil recovery factor, geological heterogeneity, and development object.

В рамках анализа прикладных аспектов методов Data mining особое внимание традиционно уделяется двум их фундаментальным представителям - подходам, основанным на алгоритмах деревьев решений, и технологиям самоорганизующихся карт Кохонена (СОК), которые позволяют по-разному интерпретировать структуру закономерностей в данных.

Механизм построения деревьев решений заключается в иерархической организации правил классификации, где каждая наблюдаемая сущность получает однозначное соответствие с конечным узлом дерева (листом), определяющим принадлежность этого примера к определённому классу. Под термином «правило» в данном контексте понимается логико-структурная конструкция условного типа «если... то...», на основании которой осуществляется отнесение объекта к конкретной категории. В качестве зависимой переменной выступает характеристика, определяющая класс исследуемого объекта. Наиболее известной реализацией данного подхода является классификационный алгоритм построения деревьев решений, впервые предложенный Россом Куинленом, который впоследствии лёг в основу целого ряда современных методов машинного обучения.

Метод СОК представляет собой альтернативный подход, нацеленный на выявление скрытых закономерностей между входными и выходными параметрами в глобальной постановке задачи анализа данных. В отличие от деревьев решений, СОК опираются на принципы самоорганизации и соревновательного обучения без учителя, что позволяет им формировать топологически согласованное отображение из пространства высокой размерности в двумерную структуру нейронной карты. Сохранение топологии в данном случае подразумевает, что объекты, обладающие сходными свойствами во входном пространстве, проецируются в соседние нейроны на карте, формируя таким образом

естественные кластеры данных.

В качестве основного критерия результативности функционирования БС в данном исследовании был принят параметр «входного» дебита нефти, измеряемый сразу после ввода системы в эксплуатацию. Для объектов с горизонтальным окончанием этот показатель составил порядка 23 т/сут, тогда как для систем с наклонным окончанием – около 6 т/сут. Пороговые значения дебитов определялись на основе ретроспективного анализа фактических показателей добычи, что позволило учитывать реальные эксплуатационные условия и вариации производственных характеристик.

На первом этапе исследования был реализован алгоритм построения деревьев решений как один из базовых инструментов методов Data mining. На следующем этапе была проведена апробация метода СОК. Обе методики обучались на эмпирических данных по БС, введённым в эксплуатацию в период с 1997 по 2007 годы. Обучающая выборка для модели деревьев решений включала 56 реализованных мероприятий, что обеспечило достаточный объём данных для корректной настройки классификационной модели.

В процессе экспериментальной части исследования рассматривались различные конфигурации входных параметров. По итогам статистического анализа наибольшее влияние на результирующую переменную оказывали три показателя: плотность остаточных геологических запасов по участку с БС (тыс. т/га), величина остаточных извлекаемых запасов по участку (тыс. т) и среднесуточный дебит нефти на участке с БС (т/сут).

При построении СОК также было проведено несколько серий экспериментов с варьированием входных признаков. Наиболее значимыми среди них оказались: среднесуточный дебит нефти скважин участка с БС (т/сут), накопленный объём добычи нефти на дату ввода БС (т), эффективная нефтенасыщенная толщина (м), показатель песчанистости, величина остаточных извлекаемых запасов (тыс. т) и плотность остаточных геологических запасов (тыс. т/га). Такая конфигурация параметров позволила модели адекватно отражать многомерную структуру данных и обеспечила высокую точность кластеризации.

Результаты, полученные на основе анализа таблицы сопряжённости, показали, что для фактически эффективных БС метод позволил корректно идентифицировать успешные случаи в 58,6 % наблюдений. Среди объектов, предсказанных как неэффективные при использовании СОК, в действительности неэффективными оказались 88,8 % систем, что свидетельствует о высокой специфичности модели. При применении методов Data mining, включая деревья решений и СОК, в контексте оценки выработанности запасов нефти дополнительно использовался метод характеристик вытеснения, позволяющий повысить достоверность интерпретации процессов разработки.

Следует отметить, что для 11 исследованных участков с БС не удалось надёжно установить степень выработанности запасов нефти на момент ввода системы в эксплуатацию. Основной причиной этого явления явилась высокая интенсивность обводнения продукции добывающих скважин, существенно искажавшая диагностические данные.

Особое внимание заслуживает тот факт, что значительная часть некондиционных БС продемонстрировала положительную результативность. Исключение данных объектов из расчётов способно привести к искажению оценки прогнозной эффективности новых систем, планируемых к реализации в зонах с аналогичными геолого-промысловыми характеристиками. Кроме того, эффективность прогнозирования значений «входного» дебита нефти для успешных БС при использовании деревьев решений составила 78,6 %, тогда как для СОК данный показатель достигал 58,6 %. Несмотря на это, полученные значения всё ещё считаются недостаточными с точки зрения высокой капиталоемкости строительства БС, что обуславливает необходимость проведения дополнительных исследований, включающих расширение обучающих выборок и интеграцию более сложных методов интеллектуального анализа данных.

Список используемых источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
10. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
11. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

12. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
13. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
14. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
15. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
16. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
17. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
18. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
19. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТВолоВ

И.А. Рыков

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация: Объём остаточных запасов, которые не были охвачены текущей разработкой, как правило, невелик, однако их включение в эксплуатацию позволяет значительно продлить период рентабельной добычи на поздних стадиях работы месторождения. Эти запасы чаще всего локализованы в зонах структурных осложнений и областях с высокой геологической неоднородностью, что требует дифференцированного подхода к их освоению. Указанные особенности создают предпосылки для формирования

новых стратегий управления разработкой, направленных на повышение её общей эффективности. Одним из наиболее эффективных современных методов увеличения извлечения нефти на поздних стадиях эксплуатации является бурение боковых стволов (БС), позволяющее вовлечь ранее недоступные участки пласта.

Ключевые слова: боковой ствол, разработка запасов, коэффициент нефтеотдачи, геологическая неоднородность, объект разработки.

UDC 622.276

FEATURES OF LATERAL TRUNK PLANNING

I.A. Rykov

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11))

Abstract: The total volume of reserves not covered by the development is small, their involvement in the development makes it possible to extend the economically profitable operation of deposits at a late stage of development. The remaining reserves not covered by the development can be attributed to local complications in the structure of the development facility and, to a large extent, to areas with high geological heterogeneity. All this necessitates the development of a new strategy for improving the efficiency of oil field operations. Currently, drilling of side shafts (BS) is one of the ways to solve the problem of increasing the efficiency of oil field development at a late stage.

Keywords: side well, reservoir development, oil recovery factor, geological heterogeneity, and development object.

Определение зон и участков залежей, оптимальных для бурения боковых стволов (БС), проводится на основе актуализированных геолого-гидродинамических моделей действующих месторождений. Объем бурения и прогнозируемая эффективность эксплуатации БС оцениваются посредством моделирования процессов выработки запасов нефти, включающего следующие этапы: выявление аварийных, низкодебитных и высокообводнённых скважин, реконструкция которых возможна исключительно через БС; анализ характера выработки запасов по выделенным скважинам-кандидатам; выбор оптимальной точки вскрытия пласта и направления трассировки горизонтальных или пологих участков БС; определение интервалов вторичного вскрытия с учётом допустимого уровня депрессии; оценка возможности применения методов воздействия на пласт, включая гидравлический разрыв пласта; изучение влияния интерференции БС на производительность окружающих скважин; технико-экономическая оценка строительства и эксплуатации БС.

Рекомендации по проводке БС формируются с учётом геологического строения пласта и характера выработки запасов. Существуют три основных подхода к проходке ствола: вертикально-наклонная, горизонтальная и пологая. Вертикально-наклонная трассировка предпочтительна в монолитных нефтяных зонах с низкой обводнённостью и высокой проницаемостью коллекторов. Горизонтальная проходка наиболее эффективна в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных интервалах, при этом забой БС следует располагать не ближе 3–4 м от контактных границ фаз.

В высокозаводнённых нефтяных зонах рекомендуется горизонтальная проходка по интервалам с минимальной выработкой. Если точное распределение запасов по интервалам определить невозможно, применяется предварительная пилотная вертикальная или наклонная проходка. Для сохранения фильтрационных характеристик коллекторов первичное вскрытие следует выполнять при депрессии или равновесном давлении, с обсадкой интервала щелевым фильтром без цементирования.

Для снижения влияния интерференции забой БС должен располагаться не ближе 200 м от забоев соседних добывающих скважин; в низкопродуктивных пластах допустимо сокращение до 250 м, в высокопродуктивных - до 350 м. Трассировка горизонтальных и пологих участков должна предусматривать возможность последующего бурения БС из

других скважин. Азимут и профиль горизонтального участка выбираются с учётом зональной и послойной выработки запасов, текущей продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти в зонах дренирования.

Определение оптимальной траектории скважины в пространстве продуктивного пласта базируется на совокупности гидродинамических и геологических факторов. К гидродинамическим параметрам относятся характер распределения пластового давления, скорости фильтрации и насыщенности компонентов, которые определяют эффективность дренажного воздействия скважины. Геологические условия включают пространственную неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, конфигурацию продуктивного пласта, наличие трещин и структурных особенностей, оказывающих влияние на прохождение ствола.

При проектировании горизонтального участка БС критически важно учитывать потенциальный дебит нефти без примеси воды и газа. Важным аспектом является также ориентация ствола с учётом направления сноса осадочного материала. Размещение горизонтального участка перпендикулярно линии сноса позволяет максимально повысить продуктивность и технологическую эффективность скважины, оптимизируя дренаж и снижая потери добываемого ресурса.

Список используемых источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
10. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
11. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
12. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
13. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
14. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
15. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
16. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
17. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

18. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

19. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

УДК 622.26

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Салахов А.В.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-14)

Аннотация. В статье рассматриваются современные подходы к оптимизации процессов бурения боковых стволов на Самотлорском месторождении с целью увеличения дебита скважин. Приводятся результаты анализа геолого-технических условий, методики выбора оптимальных параметров бурения, а также практические рекомендации по применению технологий для повышения эффективности разработки. Как один из факторов увеличения дебита скважины рассмотрим бурение боковых стволов (БС) скважины. На сегодняшний день в России этот метод является одним из самых эффективных для извлечения остаточных углеводородов из зон продуктивных нефтяных пластов, в которых альтернативные методы повышения нефтеотдачи пластов неприменимы.

Ключевые слова. боковой ствол, Самотлорское месторождение, оптимизация бурения, цифровые технологии, дебит скважин, коэффициент нефтеотдачи.

UDC 622.26

OPTIMIZATION OF SIDETRACK DRILLING PROCESSES TO INCREASE WELL PRODUCTION RATES AT THE SAMOTLOR OIL FIELD

Salakhov A.V.

*Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. GRsZ-21-14)*

Abstract. This article examines modern approaches to optimizing sidetracking at the Samotlor field to increase well flow rates. It presents the results of an analysis of geological and technical conditions, methods for selecting optimal drilling parameters, and practical recommendations for the application of technologies to improve development efficiency. Sidetracking (SS) is considered as a factor in increasing well flow rates. In Russia, this method is currently one of the most effective for extracting residual hydrocarbons from productive oil reservoirs where alternative enhanced oil recovery methods are not applicable.

Keywords: sidetrack, Samotlor oil field, drilling optimization, digital technologies, well production rate, oil recovery factor.

Самотлорское месторождение является крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире. Основной проблемой в процессе его эксплуатации является падение дебита скважин вследствие истощения пластов и ухудшения коллекторских свойств. В этих условиях актуальной задачей становится бурение боковых стволов с целью вовлечения в разработку оставшихся запасов нефти и повышения коэффициента нефтеотдачи. Во многих случаях применение традиционных технологий и технических средств может оказаться неэффективным или нецелесообразным. В старых скважинах бурение боковых стволов можно считать наилучшим техническим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом. Бурение боковых стволов из существующих скважин дешевле, чем строительство новых скважин. Кроме того,

траектория бокового ствола проходит вблизи старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов [1].

Однако практика применения бурения боковых стволов на Самотлорском месторождении показывает, что их эффективность варьируется в широких пределах. Низкий дебит новых стволов и их быстрое обводнение часто связаны с устаревшими технологическими решениями: неточным вскрытием целевого пласта, неоптимальной длиной горизонтального участка, повреждением призабойной зоны пласта (ПЗП) и неэффективным заканчиванием. Таким образом, актуальной задачей является не просто применение БС, а комплексная оптимизация всего технологического цикла их строительства для конкретных геологических условий Самотлорского месторождения.

Коллекторы Самотлора характеризуются высокой неоднородностью, наличием обводнённых зон и сложной структурой залежей. Значительная часть фонда скважин находится на поздней стадии разработки, что требует индивидуального подхода к выбору мест бурения боковых стволов. Для принятия решений применяются 3D гидродинамические модели, результаты, геофизические исследования скважин и сейсморазведки.

Оптимизация бурения боковых стволов включает несколько последовательных этапов, начиная с выбора скважин-кандидатов на основе анализа текущих показателей дебита, обводненности и выявления зон с высоким остаточным насыщением нефтью. При этом проводится экономическая оценка целесообразности бурения. На втором этапе выполняется проектирование забурки боковых стволов в скважинах, оставшихся в списке после выполнения указанных ранее действий на основе моделирования (компьютерного или экспертного). В результате этого для каждой скважины определяются тип и профиль бокового ствола, азимут, расстояние точки входа в пласт в плане от основного ствола, расстояние в плане точки забоя от основного ствола (их разница дает в плане длину ствола), необходимый отступ начала коридора проходки от кровли пласта, место установки цементной муфты (ориентировочно), ожидаемые абсолютные отметки точки входа в пласт. Так же при этом оцениваются ожидаемый режим работы скважины при пуске в работу (дебит нефти и жидкости, обводненность) и минимальная ожидаемая добыча нефти на эту скважину за весь оставшийся период разработки и ближайший год [2].

Важную роль играет применение современных систем направленного бурения и технологий MWD/LWD, которые обеспечивают точное позиционирование ствола. Дополнительно моделируется напряженно-деформированное состояние пород, чтобы исключить возможные аварийные ситуации и заранее скорректировать параметры бурения.

Внедрение систем цифрового двойника скважины позволяет прогнозировать результаты бурения и корректировать траекторию в реальном времени. Использование машинного обучения для анализа больших данных по фонду скважин ускоряет процесс подбора скважин - кандидатов и оптимальных режимов работы.

Пилотные проекты на Самотлорском месторождении показали увеличение среднесуточного дебита на 15–25% по сравнению с традиционными подходами. Сократилось время бурения на 8–12% за счет применения систем автоматического управления режимами бурения. Оптимизация процессов бурения боковых стволов является ключевым фактором повышения эффективности разработки Самотлорского месторождения. Комплексный подход, включающий анализ геолого-технических условий, использование цифровых технологий и современных методов направленного бурения, позволяет существенно увеличить дебит скважин и продлить срок их эффективной эксплуатации. Соответственно, на этих объектах отмечены максимальные отборы от начальных извлекаемых запасов (более 80 %) [3].

Подготовка скважины к бурению боковых стволов может включать такие работы, как монтаж установки для капремонта, подъем НКТ с внутрискважинным оборудованием, задавка цемента в зону перфорации, чтобы безопасно провести очистку скважины от

посторонних предметов и каротаж для оценки состояния обсадной колонны и привязки к геологическому разрезу за колонной [4].

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации планового профиля БС скважины с учетом беспрепятственного прохождения их в различных интервалах ствола скважины [5].

Список использованных источников:

1. Воробьева Л. В. Основы нефтегазового дела: учебное пособие / Л. В. Воробьева – Томск: ТПУ, 2017. – 135 с.
2. Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2024: материалы VIII Международной научно-практической конференции (26-27 апреля 2024 года): материалы конференции / ответственный редактор С. Н. Нагаева. – Тюмень: ТИУ, 2024. – URL: <https://e.lanbook.com/book/461846> (дата обращения: 20.09.2025).
3. Халилов Н.Г. Выработка запасов нефти и газа самотлорского месторождения / Н.Г. Халилов // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. 2 с. 7
4. Левинсон Л. М. Управление искривлением наклонно-направленных и горизонтальных скважин: учебное пособие / Л. М. Левинсон, Ф. Х. Мухаметов. – Уфа: УГНТУ, 2019. – 40 с. 4
5. Крапивина Т. Н. Техника, технология и технические средства, применяемые при реконструкции скважин строительством боковых (дополнительных) стволов: учебное пособие / Т. Н. Крапивина, Н. И. Крысин, С. Е. Чернышов. – Пермь: ПНИПУ, 2012. – 26 с.
6. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
7. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
8. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
9. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гизатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
10. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
11. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
12. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A.

Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.

13. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.

14. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

15. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

16. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

17. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

18. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

19. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

20. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

УДК 622.276.53:621.34

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ПРИВодОВ ШСНУ

Т.В. Самарин

(ГАОУВО Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» в г. Альметьевск, аспирант гр. 93-41)

Аннотация. На сегодняшний день значительная часть фонда нефтяных скважин во многих регионах эксплуатируется штанговыми глубинными насосами с наземным приводом станка-качалки. Во многих случаях оборудование сильно изношено и подвержено частым выходам из строя. Поэтому вопросы, связанные с автоматизацией контроля работы привода ШЧНУ, остаются весьма актуальными.

Ключевые слова: штанговые глубинные насосы, привод, станок-качалка, искусственный интеллект.

UDC 622.276.53:621.34

DEVELOPMENT OF AN EFFECTIVE DIAGNOSTIC SYSTEM FOR SSNU DRIVES

T.V. Samarin

(Almetyevsk State University of Technology "Higher School of Petroleum" in Almetyevsk, graduate student gr. 93-41)

Abstract. Today, a significant part of the oil well stock in many regions is operated by deep-sea rod pumps with a ground-based rocking machine. In many cases, the equipment is severely worn out and prone to frequent failures. Therefore, the issues related to the automation of the control of the operation of the SSNU drive remain very relevant.

Keywords: Rod depth pumps, drive, rocking machine, artificial intelligence.

Привод станка-качалки - важный компонент штанговой скважинной насосной установки, предназначенной для подъёма пластовой жидкости из скважин. Поздняя стадия разработки ряда нефтяных месторождений характеризуется уменьшением дебитов по нефти добывающих скважин. Из года в год доля таких скважин увеличивается, в связи с чем и растёт парк эксплуатационного оборудования завышенной производительности. В нефтедобывающей отрасли России насчитывается более 100 тыс. станков-качалок.[7]

К основным достоинствам ШЧНУ с механическим приводом следует отнести длительные периоды эксплуатации, простоту устройства и обслуживания, а также возможность использования штанговых насосов на малодебитных скважинах при осложнённых геологических условиях (высокая обводненность, значительное содержание абразива, серы, парафина в пластовой жидкости и т.д.). Перспективным направлением повышения эффективности нефтедобычи в настоящее время стал переход на внедрение интеллектуальных технологии путём создания и внедрения в технологический процесс экспериментальных приборов диагностики.

Среди основных причин, обуславливающих возникновение внезапных отказов станка-качалки названы: превышение нормативных нагрузок, низкий уровень обслуживания и усталость металла, а также лавинообразное разрушение всего привода [1, 6].

Аварийность установок определяется совокупностью технологических факторов, оказывающих влияние на частоту отказов станка-качалки. Признаками неполадок в станке-качалке являются стук, ненормальный шум, перегрев, вибрация и др. Своевременное обнаружение и устранение этих неполадок могут предотвратить аварии. Несвоевременная остановка станка-качалки может стать причиной вывода из строя всей конструкции механизма [4].

Для решения вышеперечисленных причин отказов станка-качалки предлагается разработать комплекс предупреждения аварийных отказов штанговой скважинной насосной установки. Работа комплексного устройства заключается в следующем: датчик усилия размещается между траверсами подвески станка-качалки и посредством кабеля подключается к блоку питания и модулю сбора информации, устройство с датчиком противоаварийной защиты станка-качалки жёстко закрепляется на балансира в зоне близкой к оси качания. Датчик противоаварийной защиты монтируется на теле балансира и контролирует выход значений углов положения балансира за границы допусковой зоны. В станции управления станка-качалки монтируется блок управления, который обменивается

данными с устройством через радиоканал с заданной периодичностью [2]. В случае выхода контролируемого параметра за установленные пределы, блок управления отключает электродвигатель станка-качалки.

В блоке управления предусмотрена передача информационных сообщений при отключении станка-качалки по GSM каналу связи на компьютер и телефон в диспетчерской сервисного предприятия [3]. Также основной функцией данного комплекса будет являться отслеживание наработки часов узлов и при помощи настроенного алгоритма заблаговременно предупреждать о необходимости замены того или иного узла ШСНУ. Предлагаемая система позволит автоматизировать учёт времени работы оборудования, что в свою очередь позволит правильно планировать техническое обслуживание, капитальный ремонт и даст возможность анализировать эффективность использования ШСНУ [5].

Ожидаемые результаты от внедрения устройства противоаварийной защиты:

- исключение случаев лавинообразного разрушения узлов станка-качалки;
- увеличение оперативности устранения отказа и сокращение недоборов нефти за счёт системы оповещения.
- ввод и хранение данных о каждом станке-качалке (тип, модель, серийный номер, заводской номер, прежнее место установки, дату ввода в эксплуатацию, дату вывода оборудования в консервацию, данные о проведённых технических обслуживаниях, данные о заменённых узлах и узлах, часто выходящих из строя)
- учёт времени работы (ведение реестра начала и завершения работы оборудования, автоматический или ручной ввод данных о включении/ выключении)
- автоматический сбор данных с датчиков установленных на ШСНУ
- отчёт и аналитика по результатам работы ШСНУ за определённый период
- управление доступом и безопасностью (ограничение прав пользователей, автоматическое отключение при несанкционированном подключении)

Список использованных источников:

1. Аренсон Р.И. Нефтепромысловые механизмы и машины. – М: Гостоптехиздат 2012. – 435с.
2. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. - М.: Недра. 2011. - 265 с.
3. Вдовина Е.Ю. Инновационная система противоаварийной защиты и диагностики станков-качалок / Е.Ю. Вдовина, Д.Ф. Дорохов // Бурение и нефть. - 2019. - №11. - С. 35-36.
4. ГОСТ 27609-88. Расчёт и испытания на прочность в машиностроении. Основные положения и требования к проведению и нормативно-техническому обеспечению
5. Википедия – свободная энциклопедия: [сайт]. URL: <https://ru.wikipedia.org/>(дата обращения: 25.09.2025).
6. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учеб. Для вузов. – 2-2 изд., испр. и доп. – М.: Альянс. 2010. - 588 с.
7. Софьина Н.Н. Способ контроля параметров работы и технического состояния штанговых скважинных насосных установок/Н.Н. Софьина Д.И. Шишлянников, К.А. Корнилов, Е.О. Вагин// Бурение и нефть. – 2016. – № 2. – С. 103-108.

УДК 622.276

ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А. Н. Сафина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр.БГРС-22-11)

П.К. Кирсанова, П.А. Щепотьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

М.В Селиванова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: Статья посвящается газлифтному способу добычи нефти. Газлифтный способ добычи нефти в настоящее время является одним из самых распространенных способов эксплуатации при недостаточном энергии пласта. В современном мире применяется на месторождениях с высоким дебитом скважины и значительным пластовым давлением.

Ключевые слова: газлифт, компрессорный, бескомпрессорный, нефть, НКТ.

UDC 622.276

GAS LIFT METHOD OF OIL PRODUCTION

A. N. Safina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGRs-22-11)

P.K. Kirsanova, P.A. Shchepotyeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-24-11)

M.V Selivanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract: The article is devoted to the gas lift method of oil production. The gas lift method of oil production is currently one of the most common methods of operation with insufficient reservoir energy. In the modern world, it is used in fields with high well flow and significant reservoir pressure.

Keywords: gas lift, compressor, non-compressor, oil, tubing.

Газлифт является одним из важнейших способов эксплуатации глубоких и многодебитных скважин. За счет энергии сжатого газа нефть поднимется на поверхность. Впервые был осуществлен в Венгрии при осушении затопленной шахты. Основоположником газлифта в СССР является инженер Шухов Александр Григорьевич. Газлифт широко применялся в 1897 году в Бакинском районе.

Газлифтный способ добычи нефти, используется после фонтанной, когда пластовой энергии недостаточно для подъема жидкости и создается искусственным путем. Такой способ оправдывает себя благодаря высокой производительности, но требует дополнительные решения в плане безопасности.

Условия предпочтительного применения газлифтного способа:

- при больших газовых факторах и большого давления;
- сильно искривлённые скважины, горизонтальные скважины;
- высокодебитные скважины.

На устье газлифтной скважины монтируется специальная арматура, которая герметизирует, а также служит для подвешивания труб для подъёма нефти.

Устье скважины оснащается регулирующим клапаном, который поддерживает правильное давление внутри и контролирует давление газа, используемого для нагнетания.

Подземное оборудование газлифтной скважины состоит из:

- НКТ, которая состоит из труб длиной 5-10м, соединённых между собой резьбовым муфтами;
- скважинные камеры;
- газлифтные клапаны, которые делятся на пусковые и рабочие клапаны. Пусковые клапаны предназначены для газирования жидкости в лифте в период пуска скважины, а рабочие - регулируют расход рабочего агента в процессе эксплуатации;
- верхний и нижний ниппели;
- гидравлический пакер;
- башмачную воронку;

- глубинный предохранительный клапан-отсекатель, срабатывает от перепада давления при достижении предельной производительности.

Рассмотрим принцип действия газлифта. По колонне труб газ с поверхности подаётся к башмаку и смешивается с жидкостью. После поднимается по подъемным трубам на поверхность. Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости, и образуется ГЖС. В итоге давление на забое скважины будет достаточно чтобы поднять жидкость на поверхность.

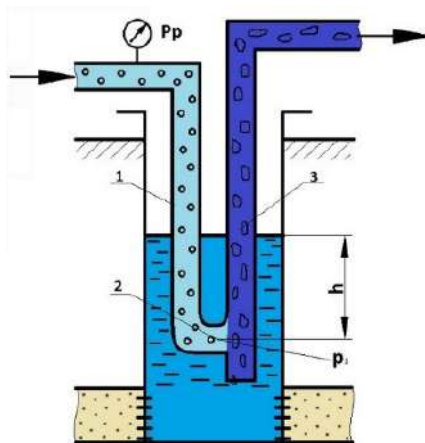


Рисунок 1 - схема газлифта (1-колонна труб;2-башмак;3-подземная труба)

Для подъема жидкости с сжатым газом используют подъемники, которые отличаются числом рядов спускаемых в скважину колонн труб, их расположением и направлением движения рабочего агента газонефтяной смеси: [9]

- Однорядный подъёмник. Используется при эксплуатации скважин с нормальными условиями;
- Двухрядный подъёмник. Используют при осложнениях пескообразования и коррозии.
- Полуторарядный подъёмник.
- Кольцевой подъемник, газ подается в межтрубное пространство, используют в малодобитных скважинах.
- Центральный, газ подается по колонне НКТ, используют при высокодебитных скважинах.

Газлифтный способ добычи нефти делится на:

- Компрессорный;
- Бескомпрессорный:
- Внутрискважинном бескомпрессорный.

Для компрессорной добычи нефти строятся специальные компрессорные станции. Газ закачивают в затрубное пространство скважины и вытесняет нефть в подъемную трубу. Газ и нефть смешиваются и снижается плотность, что и позволяет ей подниматься на поверхность.

Существует два метода компрессорного газлифта (от используемого газа):

- Газлифт - используется природный газ.
- Эрлифт - используется воздух (реже применяется из-за окисления нефти при контакте с воздухом). [5]

При бескомпрессорном способе добычи нефти подается в пласт газ, уже находящегося под высоким давлением, с ближайшего месторождения.

Принцип работы: в скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают газ. Наружную трубу называют воздушной, а внутреннюю, по которой нефть в смеси с газом или воздухом

поднимается на поверхность, - подъёмной. В результате данной работы смешивания газа с пластовой жидкостью и образует газожидкостную смесь пониженной плотности, что снижает давление на забое скважины и обеспечивает приток продукции из пласта и подъём смеси на поверхность. [6].

Внутрискважинный бескомпрессорный газлифт при данном способе газ поступает из вышележащих или нижележащих газового пласта, которую вскрывает эта же скважина.

Газлифтные системы могут быть непрерывными и периодическими:

- Непрерывный газлифт: газ постоянно подаётся в скважину.
- Периодический газлифт: подача газа периодически прерывается для накопления жидкости.

Существует два вида газлифтных установок - это открытый и закрытый. При открытом виде колонна НКТ спускается без пакера, а при закрытом виде используют пакер для предотвращения утечки жидкости обратно в пласт при периодическом нагнетании газа.

При работе газлифтных скважин могут образоваться различные осложнения:

- Песчаные пробки, образуются в скважинах на забое. Чтобы устранить данную проблему, спускают НКТ ниже перфорации, увеличивают скорость потока и улучшают вынос песка на поверхность; [7].

- Соль откладывается из-за термохимической нестабильности пластовой воды. Для устранения данной проблемы применяются химические реагенты.

- Отложения парафинов происходит из-за понижения температуры в ПЗП или в стволе скважины. Устраняют горячей обработкой (промывают горячей жидкостью); [8]

- Образование гидратов происходит из-за утечки газа через резьбовое соединение. Для исключения образования гидрата применяют теплообменники, в которой газ подогревается до 30-45 градусов.

Преимуществом газлифтного способа добычи является:

- Простота обслуживания и проведения ремонтных работ;
- Возможность отбора больших объемов жидкости из скважины;
- Отсутствия влияния высоких давлений, температур и различных примесей(пески).
- Возможность контроля процесса отложений парафина и слей;
- Возможность работать сильно искривленным стволом скважины.

Недостатки применения газлифтного способа добычи нефти:

- Большое начальные капитальные вложения в строительстве компрессорных станций;
- Низкий КПД газлифтной системы;
- Повышение требований безопасности из-за газа.

Газлифтный способ добычи рентабельно использовать после работы фонтанирования на крупных месторождениях с большим дебитом и высоким забойным давлением. Возможность использовать в скважинах с большим количеством примесей, отложений парафина, солей, газогидрата и возможность работать в сильно искривленном стволе скважины. Газлифтным способом в России добывается не более 5% нефти. [10].

Список используемых источников:

1. https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Salimov/Salimov_1.pdf
2. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Газлифт_\(нефтедобыча\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Газлифт_(нефтедобыча))
3. https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KR_NAS_SH/Ycheb_metod/Tab3/Posobie_ONGPD.pdf
4. <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-teoriyaipraktikagazlifita.pdf>
5. Гимазтдинова, Э. А. Описание долот PDC. ООО НПП "БУРИНТЕХ" / Э. А. Гимазтдинова, А. Б. Пулатов, М. В. Селиванова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-806.

6. Насосные станции управления / М. В. Селиванова, Э. А. Гимазтдинова, Р. А. Игошин, К. П. Потапова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 891-896.

7. Разработка учебно-лабораторного комплекса для изучения основ радиотехники и электроники / К. Т. Тынчеров, Г. Р. Игтисамова, М. В. Селиванова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1006-1009.

8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022666061 Российская Федерация. Симулятор электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта на языке программирования Delphi : № 2022665500 : заявл. 17.08.2022 : опубл. 24.08.2022 / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, Ю. В. Варламова, Р. Д. Ганиева ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

10. Селиванова, М. В. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого асфальтосмолопарафиновыми отложениями фонда скважин Восточно-Перевального месторождения / М. В. Селиванова, Р. И. Шарафутдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 312-315.

УДК 622.279.4

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ МЕТОДОМ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА РАБОТУ ГНО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН АЛЕКСЕЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Сибгатуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.. ГРсЗ 21-11)

Аннотация. В статье предлагается к оценке и изучению применение технологии откачки попутного нефтяного газа из затубного пространства добывающих скважин. Технология разделена на два блока. Работа представляет собой принудительную откачку газа с применением компрессорного оборудования российского производства для сохранения необходимого коэффициента подачи ШГН. В статье описаны также и результаты применения технологии откачки ПНГ на месторождении и перспектива использования технологии в рамках разработки других месторождений нефтегазодобывающих компаний отрасли.

Ключевые слова: откачка попутного нефтяного газа, повышение рентабельности, увеличение коэффициента подачи.

UDC 622.279.4

INCREASING THE OIL RECOVERY FACTOR BY REDUCING THE NEGATIVE IMPACT OF FRACTIONAL OIL GAS ON THE OPERATION OF THE ALEKSEYEVSKY OIL FIELD

Abstract. The article proposes the use of associated petroleum gas pumping technology from the annular space of production wells for evaluation and study. The technology is divided into two blocks. The work involves the forced pumping of gas using Russian-made compressor equipment to maintain the required flow rate of the gas-pumping unit. The article also describes the results of using the associated petroleum gas pumping technology at the field and the potential for its application in other oil and gas fields.

Keywords: pumping out associated petroleum gas, increasing profitability, and increasing the flow rate.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин предприятия нередко сталкиваются с ростом давления в затрубном пространстве. Эта проблема имеет высокую значимость, особенно в текущих условиях постоянного снижения рентабельности добычи нефти и истощения старых запасов нефтяных залежей. Эксплуатация скважин с недостаточным коэффициентом подачи приводит к её срыву и постоянным недоборам нефти. Любое значение затрубного давления выше давления коллекторного приводит к образованию газовой шапки в затрубном пространстве.

Существующие, простые методы, такие как установка газоперепускных клапанов не позволяют эффективно избавляться от образующихся газовых шапок.

Снижение коэффициента наполнения насоса зачастую приводит к тому, что клапанная пара начинает работать с большим объемом газа, чем с объемом жидкости. В связи с этим фактическая подача насоса становится кратно меньше теоретической.

Существует несколько решений проблемы снижения рентабельности добычи нефти. Уплотнение сетки скважин, применение нового глубинно насосного оборудования, различные методы увеличения нефтеотдачи. Однако все эти методы требуют высоких людских и материальных затрат. Поэтому метод принудительной откачки газа является наиболее выгодным с экономической точки зрения, так как требует меньшего количества капитальных затрат.

Материалы и методы

При написании данной статьи был проведен анализ базовых и текущих промысловых данных, полученных в ходе реальной эксплуатации технологии.

Результаты

Для снижения газового давления в затрубе используются компрессорные установки, что эффективно повышает нефтедобычу, а также обосновано экономически.

Метод заключается в принудительном отборе газа из затрубного пространства скважин с помощью специальных компрессорных установок:

- внутрискважинных;
- поверхностных;
- подвесных;
- стационарных;
- передвижных и т.д.

В ЗАО «Алойл» успешно провело испытания мобильной скважинной компрессорной установки (МСКУ-10.5), производства ООО «ЗАМАН» и внедрило их в промышленную эксплуатацию на своих месторождениях.

МСКУ предназначена для откачки газа из затрубного пространства скважин с любым типом насосного оборудования, а также для компримирования и транспортировки газа с нефтепродуктами по линии сбора продукции.

Технические характеристики МСКУ производства ООО «Заман» представлены в таблице 1.

Установка состоит из двух компрессоров с тремя ступенями сжатия с электрическими приводами

Таблица №1- Технические характеристики МСКУ производства ООО «Заман»

Характеристики	Параметры
Производительность, $\text{м}^3/\text{час}$	28
Максимальное рабочее давление, МПа	4,0
Мощность электроприводов, кВт	7,5
Напряжение питания, В	380
Давление на входе, минимум, МПа	0,05
Давление на входе, максимум, МПа	4,0
Габаритные размеры: ДхШхВ, мм	2200х1500х2000
Вес в сборе, кг	1090

Основным элементом МСКУ-10.5 является компрессор импортного производства всего с двумя ступенями сжатия вместо трех ступеней в серийном оборудовании. Такой подход позволил снизить фактическое электропотребление компрессорной установки на 65%, тем самым снизив нагрузку на электрические сети предприятия.

В процессе проведения опытных испытаний одной единицы компрессорного оборудования успешно подтверждена возможность решения следующих производственных задач:

- плавный пуск компрессорной установки;
- поддержание Р затрубного в необходимом диапазоне давлений;
- увеличение объёма добываемой продукции.

Установка для откачки газа испытывалась на одном из кустов скважин Алексеевского нефтяного месторождения. За время испытаний уровень обводненности продукции не изменился, при этом существенно вырос динамический уровень в скважинах и их дебит.

Планируемые результаты добычи нефти из испытываемых скважин приведены в таблице №2 . Итоговые результаты приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Планируемые результаты добычи нефти из испытываемых скважин

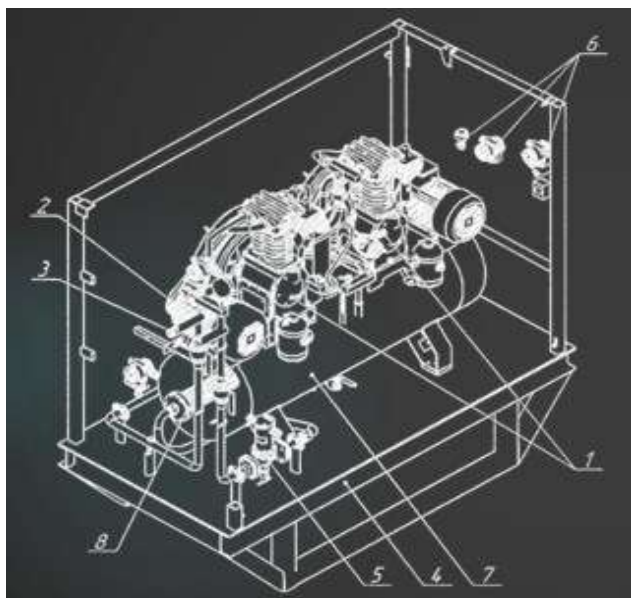
253				
	6107	6108	6109	6110
Дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$ (ожидаемый)	1 (1,1)	3,1 (3,41)	2,1 (2,31)	2,3 (2,53)
Дебит нефти, т/сут (ожидаемый)	0,86 (0,946)	2,64 (2,904)	1,81(1,991)	1,98 (2,178)
Динамический уровень, м	1318	1290	1312	1314
Глубина спуска ГНО, м	1401	1401	1396	1386
Итого ожидаемый прирост дебита нефти, т/сут				0,73

Таблица 3 - . Итоговые результаты

Параметр	Показатели до внедрения СКУ	Показатели после внедрения СКУ	Показатели на 13.04.2021	Разница показателей	
скв. №6107					
Динамический уровень, м	1325	1241	1267	-58 м	4%
Дебит по нефти т/сут	0,86	1,4	1,52	0,66 т	77%

Параметр	Показатели до внедрения СКУ	Показатели после внедрения СКУ	Показатели на 13.04.2021	Разница показателей	
Давление затрубное, МПа	0,8	0,1 – 0,4	0,2	-	
скв. №6108					
Динамический уровень, м	1295	1292	1268	-27 м	2%
Дебит нефти т/сут	2,58	2,7	2,87	0,29 т	11%
Давление затрубное, МПа	0,9	0,1-0,4	0,2	-	
скв. №6109					
Динамический уровень, м	1315	1295	1249	-66 м	5%
Дебит нефти т/сут	1,72	2,5	2,27	0,55 т	32%
Давление затрубное, МПа	1,1	0,1 – 0,4	0,2	-	
скв. №6110					
Динамический уровень, м	1320	1249	1056	-264 м	20%
Дебит нефти т/сут	1,98	2,6	2,5	0,52 т	26%
Давление затрубное, МПа	1,1	0,1 – 0,4	0,2	-	

На рисунке 1. Представлена технологическая схема компрессорной установки.



1 – компрессор, 2 – электрический привод, 3 – рамный блок;
4 – электромагнитный клапан; 5 – датчик КИПиА, 6 – ёмкость для сбора конденсата,
7 – фильтр-каплеуловитель

Рисунок 1 – технологическая схема МСКУ.

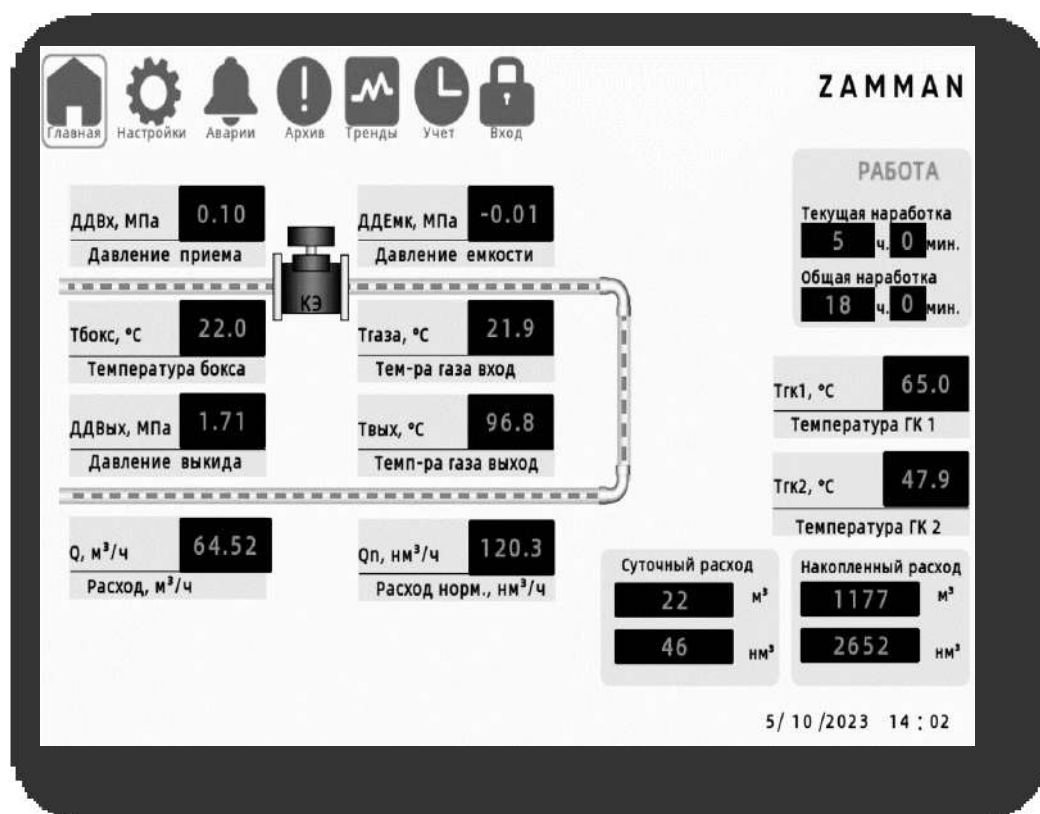


Рисунок 2 – Интерфейс программного обеспечения

Выводы

В качестве заключения можно сделать следующие основные выводы:

- Установка МСКУ-10.5 более простая в техническом наполнении чем серийная МСКУ-10, что снижает затраты на её обслуживание, а также упрощает её возможный ремонт.
- Данный тип компрессорной установки имеет низкий показатель потребления электроэнергии, за счёт единого электродвигателя мощность 7,5 кВт.
- Удельное потребление электроустановки составляет 0,7 кВт на 1 нм³ откачиваемого объема ПНГ.

Подтверждения

Эффективность применения технологии доказана, что подтверждают утвержденные компанией Заказчиком акты проведения опытно-промышленных испытаний.

Список использованных источников:

1. Глушков А.А. Увеличение коэффициента извлечения нефти на осложненных ПНГ фонде скважин / А.А. Глушков // Нефтегазовое дело – 2017. – № 8. – С. 24-27.
2. ООО «Заман». URL: <https://zaman.ru> (дата обращения 03.04.2025г.)
3. Исследования разработки Ромашкинского месторождения, 2017-2021. – 308 с.
4. Технологическая схема разработки Ромашкинского месторождения: Татарстан, НИПИнефть, Бугульма, 2021.
5. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов / В. И. Щуров. – Санкт-Петербург: Недра, 2018. – 210 с.
6. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

7. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
8. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
9. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
10. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
11. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
12. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
13. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
14. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
15. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
16. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
17. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17

апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

18. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

19. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

УДК 622.276.63: 004.032.26

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.А. Смагин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.МГР12-24-11)

Аннотация. Работа посвящена разработке алгоритма на основе элементов нейросетевого моделирования, позволяющего формировать комплекс разноуровневых моделей для оценки эффективности реализации соляно-кислотных обработок. Объектом исследования выступают залежи карбонатных коллекторов, расположенных в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На основе обобщения опыта разработки рассмотрены модели машинного обучения, используемые на текущий момент в рассматриваемых горно-геологических условиях и осуществлена их оценка на качественном уровне. С использованием выборки исходных данных (количество скважин более 1000 единиц) проведено экспериментальное внедрение алгоритма в реальный производственный процесс и определены параметры, оказывающие наибольшее влияние на устойчивость моделей. Сделан вывод о необходимости апробации данной методики для низкопродуктивных объектов, составляющих ключевой резерв добычи нефти в регионе.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, нейросетевое моделирование, низкопродуктивные залежи, алгоритм градиентного бустинга, нагнетание соляно-кислотных составов.

UDC 622.276.63: 004.032.26

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS OF WELLS USING NEURAL NETWORK MODELING

A.A. Smagin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. The work is devoted to the development of an algorithm based on elements of neural network modeling, which makes it possible to form a complex of multi-level models for evaluating the effectiveness of hydrochloric acid treatments. The object of the study is the deposits of carbonate reservoirs located within the Volga-Ural oil and gas province. Based on the generalization of the development experience, the machine learning models currently used in the mining and geological conditions under consideration are considered and evaluated at a qualitative level. Using a sample of initial data (the number of wells is more than 1,000 units), an experimental implementation of the algorithm into the real production process was carried out and the parameters that have the greatest impact on the stability of the models were determined. It is concluded that it is necessary to test this technique for low-yield facilities that make up the key reserve of oil production in the region.

Keywords: development of oil fields, neural network modeling, low-yield deposits, gradient boosting algorithm, injection of hydrochloric acid compounds.

В современных геолого-технологических условиях разработки месторождений одним из ключевых вопросов является повышение эффективности реализации мероприятий, направленных на увеличение производительности скважин [1-4]. В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции широкое распространение получили методы, связанные с нагнетанием различных соляно-кислотных составов в пласт, применение которых положительно сказывается на технологических показателях эксплуатации скважин. Отметим, что существующий опыт использования различных агентов в пределах рассматриваемой территории неоднозначен как из-за особенностей геологического строения объектов, так и по комплексу причин объективного и субъективного характеров, оказывающих значительное влияние на эффективность скважинных операций. Помимо этого, наличие значительного объема геолого-промысловых данных вынуждает недропользователей внедрять различные подходы, позволяющие устанавливать скрытые закономерности изменения показателей в режиме реального времени, однако несмотря на их достаточно большое количество релевантность применения методических основ варьируется в широких пределах. Так, по залежам карбонатных коллекторов турнейского яруса установлено, что увеличением объемов закачки приводит к перенасыщению порового пространства и снижению проницаемости призабойной зоны пласта в связи с закупориванием каналов непрореагировавшим составом. Несмотря на это, в пределах некоторых объектов Волго-Уральского региона формирование текущей стратегии извлечения остаточных запасов нефти происходит с учетом массового применения соляно-кислотных обработок, поэтому решение вопросов, связанных с повышением эффективности реализации данного вида воздействия, требует осуществления адресного и комплексного подхода [5].

Одним из возможных вариантов является интеграция методов нейросетевого моделирования в производственный процесс, базирующихся на применение различных методик и алгоритмов, обеспечивающих единство и целостность формирования дизайна обработки призабойной зоны пласта соляно-кислотными составами. В таблице 1 представлены обобщенные данные применения алгоритмов машинного обучения на выборке данных, полученной в результате анализа геолого-промысловых данных эксплуатации более чем 1000 скважин различного назначения.

Таблица 1 – Характеристики моделей машинного обучения, применяемых в условиях рассматриваемых объектов.

Модель машинного обучения	Качественные показатели
Регрессия	Уравнения, позволяющие осуществлять верхнеуровневый прогноз
Классификация	Распределение объектов по группам в зависимости от фактора
Снижение размерности данных	Выделение главных компонент
Кластеризация данных	Поиск скрытых закономерностей

Как показывает практика, использование существующих моделей машинного обучения хоть и позволяет снизить риски принятия низкоэффективных управленческих решений, но, с другой стороны, не обеспечивает высокого качества обработки геолого-промысловых данных, что приводит к возникновению различного рода неопределенности. Так, при использовании классификации на объектах Туймазинского месторождения установлено, что объем закачанного состава тесно коррелирует с фильтрационно-емкостными показателями, однако на практике данная взаимосвязь не находит явного подтверждения: из 15 обработанных скважин только лишь на 2 зарегистрировано увеличение дебита нефти на 15-20%, однако продолжительность эффекта варьируется от 3 до 6 месяцев, в среднем составляя 4,5 месяца. Аналогичная ситуация прослеживается и с показателем давления нагнетания соляно-кислотного состава. В схожих геолого-технологических

условиях разработки применение повышенных давлений нагнетания приводит к образованию трещин в пористых средах и значительно увеличивает глубину проникновения состава в пласт. Исходя из вышесказанного, для обоснованного проведения эффективных соляно-кислотных обработок предложим метод обработки информации, основанный на комплексном учете различных факторов, оказывающих влияние на результативность проникновения соляно-кислотного состава в пласт [6].

Для этого разделим исходную выборку данных на группы в зависимости от двух показателей: величины текущего дебита нефти и проницаемости горных пород. Последний параметр в свою очередь играет существенное значение при разработке дизайна соляно-кислотных обработок. После создания ранжированной базы произведем повторное разделение объектов на группы с использованием кластерного анализа, позволяющего установить объекты-аналоги с учетом заданных условий. По результатам расчетов установлено, что количество выделенных групп объектов в случае реализации разделения по технологическим критериям больше на 3 единицы по сравнению с разделением объектов на группы при помощи кластерного анализа. Данный факт еще раз подчеркивает необходимость реализации комплексного подхода к процессу моделирования. На следующем этапе каждая из выделенных групп объектов становится тестовой выборкой, после чего при помощи алгоритма градиентного бустинга определяются параметры, оказывающие наибольшее влияние на показатель эффективности закачки соляно-кислотных составов. При этом, рассматриваются две модели расчета и оценки результативности закачки: величина прироста дебита нефти (I) и удельное изменение объемов добываемой продукции за период эффекта (II), определяемое как отношение накопленной добычи нефти к времени достижения минимально рентабельного показателя извлечения остаточных запасов нефти. После последовательного повторения данной процедуры образуются комплекс базовых моделей, достоверность которых по коэффициенту детерминации варьируется от 0,075 до 0,574, которые позволяют повысить эффективность планирования соляно-кислотных обработок за счет определения параметров, оказывающих наибольшее влияние на показатели, характеризующие эффективность воздействия [7,8]. На рисунке 1 представлена методология предлагаемого алгоритма, базирующегося на методе градиентного бустинга.

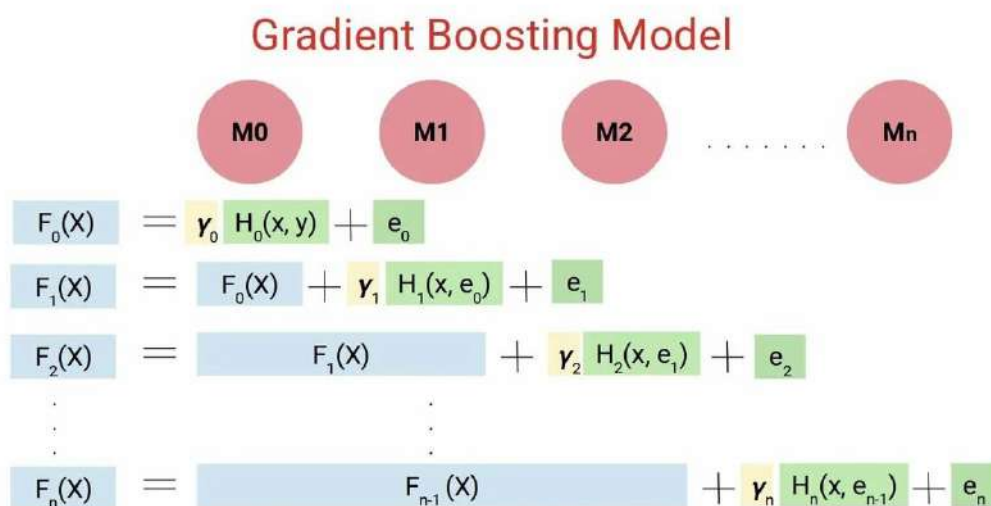


Рисунок 1 – Математическое описание модели градиентного бустинга.

Так, в случае использования в качестве параметра эффективности воздействия величины прироста дебита нефти количество прогностических моделей составляет 27 единиц при максимальном значении коэффициента детерминации 0,457, а в случае

внедрения удельного значения – 31 единица и 0,574 соответственно. Отметим, что 80% моделей для варианта I представлены в виде линейных уравнений и лишь 20% описаны экспоненциальной функцией. В случае интерпретации варианта II 95% моделей описаны экспоненциальной функцией, которая по опыту моделирования в большей мере характеризует реальный тренд изменения показателей, в частности, отражающих фильтрационно-емкостные характеристики горных пород.

Таким образом, в результате проведения исследования получены следующие выводы и результаты:

- соляно-кислотные обработки позволяют значительно увеличить производительность скважин и в различных геолого-технологических условиях эксплуатации имеют разную эффективность, которая зависит от значительного количества факторов;
- применение различных моделей машинного обучения позволяет снизить риски принятия низкоэффективных решений в области оптимизации процессов добычи нефти;
- предложенный алгоритм базируется на алгоритме градиентного бустинга и направлен на исключение параметров, оказывающих наибольшее влияние на устойчивость моделей.

В дальнейших работах будет рассмотрен опыт применения данной методики в случае разработки низкопроницаемых коллекторов со сложным геологическим строением объектов, имеющих значительный резерв остаточных запасов нефти.

Список использованных источников:

1. Гараева, Т. В. Результаты применения соляно-кислотной обработки скважин для увеличения их производительности на этапе геологического изучения Царевского месторождения подземных вод в Республике Татарстан / Т. В. Гараева, А. Б. Ракунов // Разведка и охрана недр. – 2025. – № 2. – С. 103-108. – DOI 10.53085/0034-026X_2025_2_103.
2. Гасумов, Р. А. К вопросу об определении положения водонефтяного контакта при освоении малых месторождений (на примере Журавско-Воробьевского нефтяного месторождения) / Р. А. Гасумов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-1. – С. 131-136.
3. Бандах, Х. Х. Х. Е. Комбинирование методов интенсификации добычи нефти в малопроницаемых коллекторах / Х. Х. Х. Е. Бандах, А. Я. Хавкин // Естественные и технические науки. – 2025. – № 7(206). – С. 176-179.
4. Мухаметшин, В. Ш. Анализ эффективности физико-химических методов воздействия на призабойную зону скважин на примере Покамасовского месторождения / В. Ш. Мухаметшин, А. И. Фаттахова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 493-498. – EDN NKZVKN.
5. Китель, А. В. Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 % / А. В. Китель, И. Р. Халиуллов // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2024. – № 1. – С. 21-26. – DOI 10.24143/1812-9498-2024-1-21-26.
6. Склюев, П. В. Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) как эффективный метод увеличения продуктивности скважин / П. В. Склюев, Н. М. Данилова, В. П. Асланян // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 343-347. – EDN OAFOLV.
7. Табаков, М. А. Рекомендуемые методы воздействия при дальнейшей разработке пластов Баклановского месторождения / М. А. Табаков, А. М. Зиновьев // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 182-183.
8. Сентемов, А. А. Исследование влияния загущающих добавок на эффективность соляно-кислотной обработки карбонатных коллекторов / А. А. Сентемов, М. Б. Дорфман //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 3(363). – С. 60-65. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-60-65.

9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

10. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

11. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

12. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

13. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliye, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

14. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

15. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

16. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

17. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.

18. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

19. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

20. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

21. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

22. Атажонов, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

УДК 622.276.63

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

А.А. Смагин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

К.Р. Сайфуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. Работа посвящена разработке алгоритма оценки эффективности соляно-кислотного воздействия на пласт с учетом технологии эксплуатации скважин. Объектом исследования выступает месторождение, расположенное на территории Республики Башкортостан и находящееся на заключительной стадии эксплуатации. С использованием комплексного анализа временных рядов получена методика, с использованием которой в режиме реального времени представляется возможным определять минимальный рентабельный дебит работы скважины после закачки соляно-кислотного состава. Данный подход может быть использован как на других объектах за счет высокого уровня адаптируемости, так и в совокупности с иными подходами к оценке результативности нагнетания кислотных систем в пласт.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, эксплуатация скважин, геолого-физические условия залегания продуктивных пластов, моделирование.

UDC 622.276.63

WAYS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF PRODUCTIVE FORMATIONS

A.A. Smagin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Sayfullina K.R.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)

Abstract. The work is devoted to the development of an algorithm for evaluating the effectiveness of hydrochloric acid effects on the reservoir, taking into account the technology of well operation. The object of the study is a deposit located on the territory of the Republic of Bashkortostan and is in the final stage of operation. Using a comprehensive time series analysis, a technique has been obtained that makes it possible to determine the minimum cost-effective flow rate of a well after injection of hydrochloric acid composition in real time. This approach can be

used both at other facilities due to its high level of adaptability, and in combination with other approaches to evaluating the effectiveness of injecting acid systems into the reservoir.

Keywords: hydrochloric acid treatment, well operation, geological and physical conditions of occurrence of productive formations, modeling.

На текущий момент одной из ключевых проблем недропользователей является низкая эффективность проведения соляно-кислотных обработок несмотря на накопленный опыт их реализации в различных горно-геологических условиях залегания продуктивных пластов [1]. Механизмы взаимодействия закачиваемых составов с горными породами освещены в значительном количестве работ [2-4], однако не существует единого подхода к процессу учета данного фактора при построении различных динамических моделей, характеризующих эффективность обработки призабойной зоны пласта. Исходя из этого, для оперативного извлечения остаточных запасов нефти ключевым вопросом является определение возможностей увеличения количественно-качественных характеристик мероприятий по соляно-кислотным обработкам скважин с использованием передовых подходов, базирующихся на внедрение систем компьютерного моделирования и проектирования.

Отметим, что на результативность закачки кислотных систем в пласт оказывают влияние большое количество факторов, идентификация которых осложнена наличием тесной взаимосвязи между различными параметрами и проявлением мультиколлинеарности. Последняя в свою очередь приводит к увеличению показателей абсолютной и относительных погрешностей, а также способствует кратному повышению рисков принятия управленческих решений. В условиях истощения длительно разрабатываемых объектов совершенствование технологий соляно-кислотного воздействия на пласт позволяет повысить технико-экономические показатели разработки месторождений. Анализ литературных источников, посвященных проблемам проведения обработок призабойной зоны пласта в различных геолого-физических условиях разработки залежей, позволил выделить следующие причины недостижения прогнозных показателей [5-6]:

- сложное геологическое строение объектов, заключающееся в нелинейном распределении пород-коллекторов в общей толщине пласта;
- отсутствие единой методологии выбора скважин-кандидатов и технологии доставки состава в целевой интервал;
- преобладание коллекторов с пористо-трещиноватой структурой, в которой распределение соляно-кислотных составов осуществляется неравномерно;
- снижение скорости реакции взаимодействия кислоты с горными породами в результате изменения пластовых условий;
- повышенные значения вязкости нефти, оказывающие негативное влияние на скорость нейтрализации кислоты;
- наличие большого количества литологических разностей карбонатных пород, выделяющихся в пределах той или иной тектонико-стратиграфической единицы.

Вышесказанное в полной мере подтверждает необходимость повышения эффективности реализации соляно-кислотных обработок скважин. Отметим, что в практике разработки нефтяных месторождений созданы различные геолого-технологические модели, позволяющие оценивать результативность закачки составов в пласт по одному или нескольким факторам. Их важнейшей отличительной чертой является возможность адаптации зависимостей к конкретным геолого-физическим условиям залегания продуктивных пластов, однако, например, при проектировании соляно-кислотного воздействия на низкопродуктивных залежах месторождения N установлено, что даже при использовании высококонцентрированного состава эффективность не будет превышать 30-35%, что противоречит результатам, полученным на практике. Причиной данного расхождения является несовершенство применяемых методов моделирования, а также не полный учет факторов, оказывающих влияние на эффективность закачки кислотных

составов. На рисунке 1 отражена принципиальная схема формирования червоточин после закачки соляно-кислотных составов.

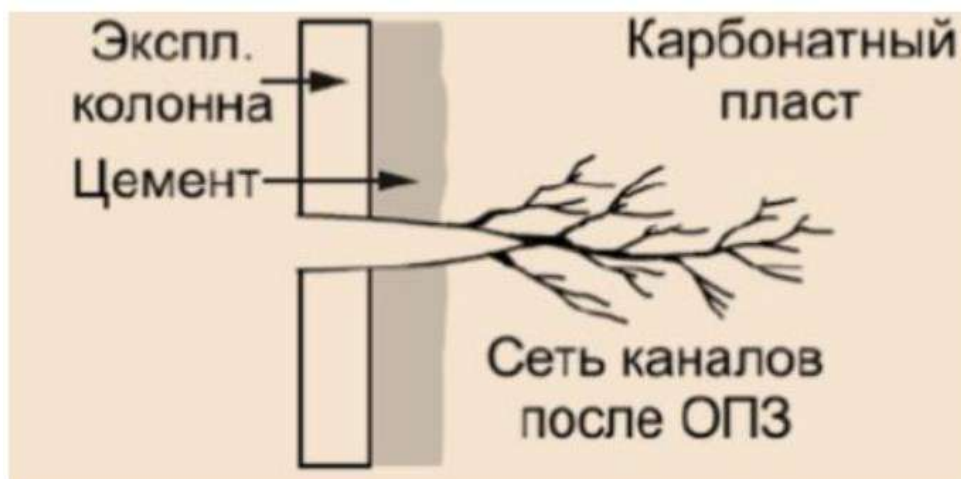


Рисунок 1 – Графическое отображение геологического строения призабойной зоны пласта

Для увеличения результативности обработок призабойной зоны пласта предложим алгоритм верхнеуровневой оценки возможности реализации мероприятий на основе систем обработки геолого-промысловой информации. Объектом исследования выступают скважины одного из длительно разрабатываемых месторождений, расположенных на территории Республики Башкортостан. На текущий момент объект находится на заключительной стадии разработки, что требует внедрения современных подходов к принятию решений о необходимости реализации соляно-кислотного воздействия. Средний дебит скважин варьируется от 2,7 т/сут до 16,7 т/сут при среднем значении обводненности добываемой продукции 66,7%. Особенностью разработки данного месторождения является то, что 20 % от общего числа скважин добывающего фонда эксплуатируются в кратковременном периодическом режиме (КПР), что сказывается на динамике изменения коэффициента продуктивности во времени. Как правило, после закачки соляно-кислотных составов при выходе скважин на режим происходит вынос продуктов реакции и дальнейшая стабилизация продуктивности, однако в случае КПР эксплуатации скважин значительно увеличивается время очистки пласта. Данный фактор не учитывается в существующих моделях оценки эффективности соляно-кислотного воздействия, что приводит к возникновению различного рода неопределенностей. В таблице 1 представлены обобщенные значения времени стабилизации дебита скважин, эксплуатирующихся в пределах объекта исследования.

Таблица 1 – Сводная характеристика изменения времени стабилизации по месторождению N

Участок месторождения	Пласт	Интервал времени стабилизации, мес.
Западный	I	7-17
Западный	II	5-11
Восточный	I	4-10
Восточный	II	3-16
Южный	III	2-9
Юго-Западный	I	10-14
Юго-Восточный	II	14-17

Наименьшее время стабилизации дебита после обработки призабойной зоны пласта зафиксировано для Южного участка месторождения, где по данным гидродинамического моделирования сосредоточена большая часть остаточных запасов нефти. В целях повышения эффективности соляно-кислотных обработок скважин предложим методологию обработки временных рядов коэффициента продуктивности, учитывающего особенности эксплуатации скважин в КПП. На начальном этапе анализируется шесть месяцев работы скважины до реализации воздействия, в частности, определяется количество наблюдений, имеющих наибольшее отклонение от среднего значения, после чего аналогично проводятся расчеты каждые три месяца работы скважины до момента достижения стабилизации дебита. В логарифмических координатах строится по полученным данным зависимость, для которой устанавливается значение коэффициента корреляции. При помощи регулирования значения максимального дебита нефти после воздействия происходит определение наилучшего вида модели, при котором коэффициент детерминации будет максимальным. Зависимости и коэффициенты корреляции имеют следующий вид:

- для Западного участка месторождения (пласт I)

$$\ln t = 2,764 \ln Q + 1,3, R^2 = 0,457; \quad (1)$$

- для Западного участка месторождения (пласт II)

$$\ln t = 1,057 \ln Q + 0,7, R^2 = 0,556; \quad (2)$$

- для Восточного участка месторождения (пласт I)

$$\ln t = 6,025 \ln Q + 0,44, R^2 = 0,399; \quad (3)$$

- для Восточного участка месторождения (пласт II)

$$\ln t = 2,177 \ln Q + 1,56, R^2 = 0,411; \quad (4)$$

- для Южного участка месторождения (пласт III)

$$\ln t = 5,22 \ln Q + 0,44, R^2 = 0,884; \quad (5)$$

- для Юго-Западного участка месторождения (пласт I)

$$\ln t = 7,17 \ln Q + 0,2, R^2 = 0,542; \quad (6)$$

- для Юго-Восточного участка месторождения (пласт II)

$$\ln t = 3,55 \ln Q + 0,1, R^2 = 0,444. \quad (7)$$

Полученные модели могут быть использованы для определения минимального дебита, при котором эксплуатация скважин в кратковременном периодическом режиме будет рентабельной с учетом реализации соляно-кислотного воздействия. В случае применения других методик по данным зависимостям имеется возможность установить тренд изменения дебита нефти исходя из комплекса геолого-технологических факторов, оказывающих влияние на глубину проникновения состава в пласт, а также время нейтрализации составов.

Список использованных источников:

1. Савельева, Л. А. Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта / Л. А. Савельева // Инициативы молодых - науке и производству : Сборник статей VIII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и студентов, Пенза, 25–26 ноября 2024 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2024. – С. 1327-1330.
2. Карандельский, С. А. Классификация солянокислотной обработки в качестве способа влияния на пласт / С. А. Карандельский, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 350-354.
3. Китиль, А. В. Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 % / А. В. Китиль, И. Р. Халиуллов // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2024. – № 1. – С. 21-26. – DOI 10.24143/1812-9498-2024-1-21-26.

4. Табаков, М. А. Рекомендуемые методы воздействия при дальнейшей разработке пластов Баклановского месторождения / М. А. Табаков, А. М. Зиновьев // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 182-183. –
5. Сунагатова, Э. М. Определение кинетических параметров реакции карбонатной породы с соляной кислотой на установке с вращающимся диском / Э. М. Сунагатова, Д. В. Гилимханов, А. В. Лысенков // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 288-290.
6. Зубарев, Р. М. Анализ опыта проведения соляно-кислотных обработок на арктических шельфовых месторождениях нефти / Р. М. Зубарев, А. И. Ермолаев, Е. Д. Миниханов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 4(309). – С. 61-70. – DOI 10.33285/2073-9028-2022-4(309)-61-70.
7. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
8. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
9. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
10. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
11. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
12. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
13. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
14. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
15. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
16. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае

// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

17. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

18. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

19. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

20. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

21. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

22. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

23. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

24. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

25. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ УЭЦН С ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ

Н. А. Солтанов

(Октябрьский нефтяной колледж имени С.И. Кувыкина, преподаватель)

Р. Х. Хабибуллин

(Октябрьский нефтяной колледж имени С.И. Кувыкина, студент гр. 3Эд5-23)

Аннотация. В данной статье рассматривается применение станций управления с частотно-регулируемым приводом как метод оптимизации добычи нефти. Описываются преимущества и недостатки данного метода и критерии ограничения частоты. Влияние изменения частоты на рабочую характеристику.

Ключевые слова: частотно-регулируемый привод, рабочая характеристика УЭЦН, осложнения при добыче, режим встряхивания, кратковременная периодическая работа

UDC 622.276

APPLICATION OF CONTROL STATIONS ESPCN WITH VARYING-FREQUENCY DRIVE

N. A. Soltanov

(Oktyabrsky Oil College named after S.I. Kuvykin, teacher)

R.H. Khabibullin

(Oktyabrsky Oil College named after S.I. Kuvykin, student of group 3Ed5-23)

Abstract. This article discusses the application of control stations with variable frequency drive as a method of optimizing oil production. The advantages and disadvantages of this method and the criteria for frequency limitation are described. The effect of frequency changes on the operating characteristic is discussed.

Keywords: variable-frequency drive, operating characteristic of the ESP, production complications, shaking mode, short-term periodic work

В нынешних реалиях появилась необходимость оптимизации добычи нефти. Одним из методов повышения эффективности эксплуатации скважин является применение установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с частотно-регулируемым приводом (ЧРП). Он позволяет управлять производительностью насосного оборудования, тем самым оптимизируя и повышая добычу.

Станция управления (далее СУ) предназначена для управления, защиты, контроля и регулирования частоты вращения установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) с погружным электродвигателем и главным элементом, в СУ с частотно-регулируемым приводом (далее ЧРП), является частотный преобразователь.

Частотный преобразователь – это электронное устройство, которое позволяет плавно регулировать частоту и напряжение питающего тока, тем самым изменяя скорость вращения погружного электродвигателя и, как следствие, производительность насоса.

При выборе значения частоты, необходимо учитывать критерии, ограничивающие диапазон частоты вращения.

Ограничивающими факторами при повышении частоты являются:

1. запас мощности погружного двигателя;
2. прочность валов погружной системы;
3. глубина спуска УЭЦН;
4. максимальная частота для погружных систем:
 - а) для УЭЦН отечественного производства – 60 Гц;
 - б) для УЭЦН импортного производства – 70 Гц;
5. максимально возможное напряжение питания ПЭД.

При понижении частоты ограничивающими факторами являются:

1. напор насоса;
2. минимально допустимая частота для погружных систем (рекомендуемая заводами-изготовителями) составляет 35 Гц.

Преимущества применения частотно регулируемых приводов для управления асинхронного двигателя:

- облегчает пусковой режим привода;
- позволяет двигателю долго работать, независимо от степени загрузки;

- обеспечивает большую точность регулировочных операций;
- к устройству можно подключать различные датчики обратной связи (давления, температуры). в результате скорость вращения будет стабильна при постоянно меняющихся нагрузках;
- при пропадании сетевого напряжения включается управляемое торможение и перезапуск;

В результате:

- 1) повышается уровень КПД за счет чего можно сэкономить порядка 30 – 35 % электроэнергии;
- 2) снижается износ комплектующих механизмов;
- 3) возрастает срок службы оборудования.

Недостатки систем частотного регулируемого привода:

- 1) создают сильные помехи, которые мешают другой электронике функционировать. справиться с этой проблемой поможет установка в цепи управления фильтров высокочастотных помех, которые будут снижать степень такого влияния;
- 2) высокая стоимость ЧРП, однако окупится в скором времени.

Практическое применение СУ с ЧРП:

1. Вывод скважины на режим после ремонта

При выводе скважин на режим часто возникают проблемы. С помощью СУ с ЧРП, появляется возможность производить запуск на минимальной частоте, частота увеличивается по мере поступления жидкости на поверхность. Благодаря этому уменьшаются многократные пуск-остановки, негативно влияющие на изоляцию обмотки двигателя, что в свою очередь увеличивает МРП.

2. Эксплуатация низкодебитных скважин

Зная приток и динамический уровень, выбирают насос с запасом по напору, а с помощью СУ с ЧРП снижают частоту вращения до значений, обеспечивающих стабильный отбор без срыва подачи. Режим работы уже не будет КПП, а постоянный.

3. Борьба с осложнениями

Станции с ЧРП могут автоматически включать специальные режимы для борьбы с отложениями (режим «встряхивания») ¹

Если рассмотреть это влияние по рабочей характеристики, то изменяя диапазон частоты, мы изменяем рабочую характеристику, тем самым более точно попадаем в значения на максимальный дебит.

Рассмотрим изменение рабочей характеристики при 50 и 60 Гц для ЭЦНМ – 80 – 1400 (рисунок 1 и рисунок 2).

По формулам рассчитываем значения для 60 Гц и получилось, что характеристика изменится следующим образом:

- подача (рабочая область) увеличится в 1,2 раза, до изменения частоты была 60 – 100 м³/сут после изменения стала 72 – 120 м³/сут;
- напор увеличился в 1,4 раза, до изменения частоты был 4,6 м после изменения стал 6,62 м;
- мощность увеличилась в 1,7 раза, до изменения частоты была 88 Вт после изменения стала 152 Вт;
- КПД теоретически останется близким к 48 %, но на практике возможны незначительные изменения из-за потерь.

¹ Режим «встряхивания» - это серия изменений частоты вращения, которые повторяются с заданным

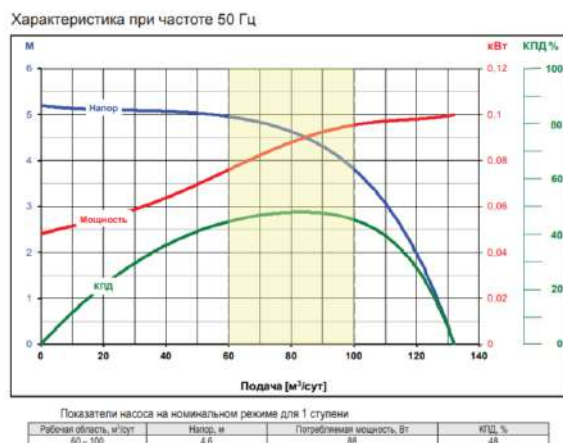


Рисунок 1 – Рабочая характеристика при 50 Гц

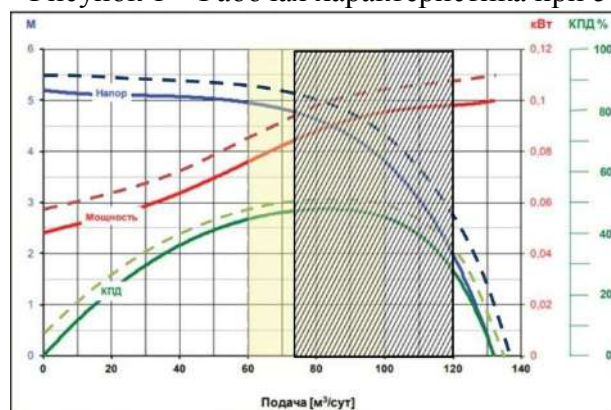


Рисунок 2 – Изменение рабочей характеристики при 60 Гц

Выбранный насос имеет 225 ступеней, при 50 Гц он был равен 1035 м, после изменения стал 1 489 м, то есть напор увеличился на 454 м. При проведении изменения частоты на более большое значение с помощью ЧРП необходимо учитывать рассчитан ли двигатель и кабеля на новую мощность. Так же позволят ли количество ступеней создать нужный расчётный напор.

Таким образом, применение частотно-регулируемых приводов в комплексе с УЭЦН является перспективным направлением для повышения эффективности эксплуатации скважин. Реализация полученных в работе выводов способствует не только экономии ресурсов, но и повышению технологической безопасности процессов добычи нефти и газа.

Список используемых источников:

1. Каталог фирмы «Борец»
2. Зарипов Р.Н. Применение ЧРП в системах добычи нефти: безопасность и эффективность // Безопасность труда в промышленности. - 2022. - № 4. - С. 23-29.
3. Карпов, В.С. Технологии добычи нефти и газа: Учебное пособие.- М.: Логос, 2023.

УДК 622.271

МАРКШЕЙДЕРСКИЕ РАБОТЫ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ БУРОВЫХ И ДОБЫВНЫХ РАБОТ

*Сулейманова А.И., Каленов М.А.,
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студенты группы ГР-21-11)*

*П.К. Кирсанова,
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. СГР-24-11)
М.В Селиванова*

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье представлены основные виды и методы маркшейдерских работ, обеспечивающих безопасное проведение буровых и добычных операций. Описаны процессы переноса проектного положения устьев скважин на карту, контроля за пространственным положением ствола, измерения глубины и оформления исполнительной документации. Результат работы является основой для безопасного размещения объектов обустройства месторождений.

Ключевые слова: Маркшейдерские работы, буровые работы, перенос в натуру, устье скважины, проводка ствола, инклинометрия, погрешности измерений, кустовое бурение, геодезический контроль.

UDC 622.271

MARSH SURVEYING WORKS IN SUPPORT OF DRILLING AND MINING OPERATIONS

Suleymanova A.I., Kalenov M.A.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students of group GR-21-11)

P.K. Kirsanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR 24-11)

M.V. Selivanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article presents the main types and methods of mine surveying that ensure the safe execution of drilling and production operations. It describes the processes of transferring wellhead design locations to a map, monitoring the borehole's spatial position, measuring depth, and preparing as-built documentation. The results of this work form the basis for the safe placement of field infrastructure facilities.

Keywords: Mine surveying, drilling operations, transfer to nature, wellhead, wellbore drilling, inclinometry, measurement errors, cluster drilling, geodetic control.

Маркшейдерские работы при обеспечении буровых работ включают перенос в натуру устьев скважин, разбивку и закрепление направлений смещения забоя скважин, контроль измерения глубины скважины по стволу, контроль проводки ствола скважины по проектному профилю, подтверждение соответствия фактического положения скважины проектным решениям.

Комплекс геодезических работ включающий вынос и закрепление на местности точек устьевого оборудования скважин, а также разбивку проектных азимутов отклонения их стволов производится в соответствии с проектной документацией маркшейдерско-геодезической службой, маркшейдерскими, геодезическими службами разведочных или проектных организаций на основе проектных значений координат устьев, забоя и дирекционного угла горизонтальной проекции смещения забоя. Если условия местности не позволяют закрепить направление смещения забоя, то разбивают ориентирное направление [6].

Для начала геодезических работ по выносу проектного положения устьев скважин требуется получение официального письменного распоряжения, подписанного главным геологом.

Задание направлений добывающих скважин осуществляют в соответствии с проектом, разработанным на плане масштаба 1:1000. Направлением добывающей скважины является дирекционный угол проекции оси ствола скважины на горизонтальную плоскость.

Отклонение положения устья скважины от проектного не должно превышать $\pm 0,5$ м. Допустимая погрешность направления скважины $\pm 30'$. Угол наклона оси ствола скважины

задают перед началом бурения путём установки штанги бурового станка на нужный угол с помощью теодолита, угломера-квадрата или транспортира и отвеса. Монтаж бурового станка по направлению и углу наклона перед забуриванием скважины контролирует сменный надзор. Постоянный контроль за бурением скважины ведёт геологическая служба [10].

Работы по выносу скважин в натуру нацелены на точное нахождение и маркировку на местности точек, чьи координаты совпадают с проектными. Перенос выработок в натуру выполняется одним из следующих способов:

- использование топокарт или материалов аэрофотосъёмки. Положение точек определяется либо путём их визуальной идентификации, либо линейными измерениями от опорных контурных точек, чьё местоположение установлено. Применение этого метода эффективно на территориях с ясно выраженными и легко читаемыми контурами.[8].

- навигационными приёмниками глобальной спутниковой системы GPS. При этом методе предварительно проектные координаты скважин должны быть пересчитаны в систему координат, поддерживаемую GPS-определителем, с учётом ошибок определения местоположения выносимых в натуру скважин, вызванных погрешностями трансформации значений координат скважин из одной координатной системы (представленной в проекте разработки месторождения) в другую [9].

Точность выноса в натуру точек устьев скважин относительно пунктов государственной геодезической сети и сетей сгущения нормируется допустимыми предельными отклонениями, значения которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Допустимые предельные погрешности положения устьев скважин

Группа скважин	Предельные погрешности, м	
	перенесения в натуру планового положения устьев скважин	предварительного определения абсолютных высот устьев скважин
Одиночные опорные и параметрические скважины (1 группа)	150	15
Структурные и поисковые скважины, закладываемые по профилям и на площадях	50	10
Разведочные скважины (2 группа)	25	5
Все категории скважин на разрабатываемых месторождениях (3 группа)	10	5

На вынесенную в натуру точку устья скважины составляется абрис. В данном документе, помимо дистанций до створных знаков, фиксируется не менее трёх замеров, выполненных от ближайших устойчивых контуров. Абрис должен быть заверен подписью исполнителя, который его составил и принял расположение устья.

Предварительное определение высотных отметок вынесенных в натуру точек устьев скважин выполняется по топографическим картам. В случае отсутствия карт необходимого масштаба для решения этой задачи применяется тригонометрическое нивелирование или используются мобильные GPS-приёмники.

По итогам проведения работ по выносу в натуру проектных координат устьев скважин подготавливается комплект следующей исполнительной документации:

- официальное распоряжение (задание) на вынос в натуру проектных координат устья скважины, а в случае корректировки его проектного местоположения - разрешительный документ, утверждающий данное отклонение;

- маркшейдерский чертёж территории, отведённой под буровые работы, либо схематический план с фиксацией вынесенного и закреплённого на местности положения устья скважины;

- акт выполненных работ по геодезическому выносу и закреплению на местности точек заложения устьев скважин;
- журналы выполненных измерений, ведомости расчётных данных, каталоги планово-высотных координат устьев скважин.

Финальное определение плановых координат и высотных отметок устьев скважин осуществляется после завершения монтажа бурового оборудования.

Планово-высотная привязка производится теми же способами, что и перенос в натуру.

Нормируемые отклонения в точности планово-высотной привязки устьев скважин к пунктам государственной геодезической сети и сетям сгущения 1 и 2 разрядов регламентированы таблицей 2.

Таблица 2 - Предельные значения погрешностей определения планового и высотного положений устьев скважин

Группа скважин	Предельные погрешности, м	
	перенесения в натуру планового положения устьев скважин	предварительного определения абсолютных высот устьев скважин
Одиночные опорные и параметрические скважины (1 группа)	100	5
Структурные и поисковые скважины, закладываемые по профилям и на площадях	30	1
Разведочные скважины (2 группа)	12	0.5
Все категории скважин на разрабатываемых месторождениях (3 группа)	4	0.5

Примечание: На территориях со сложным горным рельефом и в труднодоступных районах допустимая погрешность установления местоположения устьев скважин 2-й и 3-й групп может быть повышена вдвое относительно базового значения.

Глубину скважины по стволу измеряют периодически в процессе ее бурения при отборе керна, производстве каротажа, инклинометрии, измерении температуры, перфорации, отборе грунтов боковыми грунтоносами и других работах в скважине.

Глубину ствола скважины при бурении, после его окончания и при керноотборе измеряют бурильными трубами, а в иных случаях - каротажным кабелем. Результаты измерений каждой трубы (свечи) заносят в буровой журнал. При проведении инклинометрии глубину скважины контролируют по каротажному кабелю. Допустимое несоответствие между значениями, определенными по длине буровой колонны и каротажному кабелю, устанавливается на уровне 0,1% от измеренной глубины ствола. Все результаты измерений регистрируются в буровом журнале и на каротажной диаграмме. Погрешности измерения глубин по меткам на каротажном кабеле вычисляют по результатам двойных независимых измерений на перекрытых каротажем участках ствола скважины.

Эти измерения производят при одних и тех же условиях, но при помощи разных кабелей. Для этого по перекрытым участкам сопоставляют между собой глубину одних и тех же точек и вычисляют расхождения между ними, которые не должны превышать значений, приведённых в таблице 3.

Таблица 3 - Погрешности измерения глубин по меткам

Глубина скважины по стволу, км	Допустимые расхождения, м
до 1	1.0
1–2	1.5
2–3	2.0
3–4	2.5

Глубина скважины по стволу, км	Допустимые расхождения, м
4–5	3.0
5–6	4.0
свыше 6	5.0

При определении расстояний между проектными и фактическими точками вскрытия пласта вводят поправку за наклон, если фактические углы наклона и расстояния больше указанных в таблице 4.

Таблица 4 - Поправка за наклон при определении расстояний между проектными и фактическими точками вскрытия пласта

Минимальный угол наклона пласта, град	Масштаб карты разреза	Минимальное расстояние между точками вскрытия пласта, м
10–15	1:10000; 1:25000; 1:50000	135
15		135–300

Оформление результатов измерений, вычисление окончательных координат и определение погрешностей измерений, а также выдачу материалов заказчику должны производить в соответствии с требованиями Инструкции по инклинометрии.

При кустовом бурении запрещается начинать строительство очередной скважины, если на предыдущую отсутствуют данные по пространственному положению ее ствола.

Главный маркшейдер не реже одного раза в год осуществляет выборочную проверку соответствия траекторий пробуренных скважин проектным направлениям, о чем составляет акт, один экземпляр которого передают главному инженеру.

Выборочный контроль должен составлять не менее 5 % общего числа бурящихся за год нефтедобывающих скважин [7].

Получаемые данные о проявлениях опасных геологических процессов учитываются при проектировании объектов обустройства месторождений (зоны безопасного размещения объектов нефтедобычи). По всем выявленным процессам ведётся реестр опасных участков с выделением зон риска и указанием степени их опасности на картографической основе.

Список использованных источников:

1. Гимаздинова, Э. А. Описание долот PDC. ООО НПП "БУРИНТЕХ" / Э. А. Гимаздинова, А. Б. Пулатов, М. В. Селиванова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-806. –
2. Насосные станции управления / М. В. Селиванова, Э. А. Гимаздинова, Р. А. Игошин, К. П. Потапова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 891-896. – EDN UDFRKC.
3. Разработка учебно-лабораторного комплекса для изучения основ радиотехники и электроники / К. Т. Тынчеров, Г. Р. Игтисамова, М. В. Селиванова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1006-1009.
4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022666061 Российская Федерация. Симулятор электрогидравлического воздействия на призабойную

зону пласта на языке программирования Delphi : № 2022665500 : заявл. 17.08.2022 : опубл. 24.08.2022 / К. Т. Тынчеров, М. В. Селиванова, Ю. В. Варламова, Р. Д. Ганиева ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». 5.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021610974 Российская Федерация. Адаптивный мониторинг технологических параметров станций первого подъема систем ППД : № 2020667798 : заявл. 25.12.2020 : опубл. 20.01.2021 / Р. Н. Сулейманов, И. Г. Арсланов, А. О. Лявшенко, М. В. Селиванова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

6.Клюшин Р.Р., Клюшин Е.Р. Маркшейдерское дело: учебник для вузов. – М.: Издательство Юрайт, 2021. – 406 с.

7.Инструкция по производству маркшейдерских работ (РД 07-603-03). – М.: Федеральный горный и промышленный надзор России, 2003. – 85 с.

8.Пособие по геодезическим и маркшейдерским работам при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1990. – 255 с.

9.Ямбаев Х.К. Маркшейдерско-геодезические работы при строительстве нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. – 320 с.

10.ГОСТ 2.1-2019. Месторождения нефтяные и газовые. Правила выполнения маркшейдерской документации.

УДК 622

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

А.Р. Султанов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГРСЗ-21-14)*

П.Н. Кучерова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГРСЗ-20-14)*

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрено применение соляно-кислотной обработки в скважинах для повышения нефтеотдачи пласта. Технология солянокислотной обработки ПЗП скважин основана на свойстве соляной кислоты при взаимодействии с карбонатными породами, которые сложены доломитами и известняками, растворять их, вступая с ними в химическую реакцию. В 65 % случаев происходит увеличение дебита нефти по реагирующим добывающим скважинам обрабатываемых участков. Кроме того, по результатам промысловых данных обработка ПЗП оказывает большое влияние на повышение нефтеотдачи пластов, объясняемое изменением профиля приёмистости скважин, увеличением охвата пласта заводнением, изменением коэффициента вытеснения нефти при применении нефтеотмывающих ПАВ.

Ключевые слова: остаточные запасы нефти, кислотная обработка, трудноизвлекаемые запасы, призабойная зона пласта, карбонатный коллектор.

UDC 622

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS OF THE BOTTOM HOLE ZONE

A.R. Sultanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, student of the group GRSZ-21-14)*

P.N. Kucherova

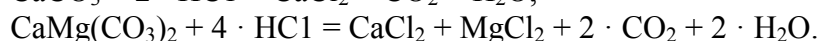
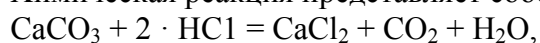
Abstract. The article discusses the use of hydrochloric acid treatment in wells to increase oil recovery. The technology of hydrochloric acid treatment of wellbore zones is based on the ability of hydrochloric acid to dissolve carbonate rocks, such as dolomites and limestones, when it reacts with them. In 65% of cases, this results in an increase in oil production from the treated wells. In addition, according to field data, the treatment of the призабойной зоны has a significant impact on increasing the oil recovery factor, which is explained by changes in the well's injectivity profile, increased reservoir flooding, and changes in the oil displacement coefficient when using oil-washing surfactants.

Keywords: residual oil reserves, acid treatment, hard-to-recover reserves, bottom-hole zone, carbonate reservoir.

Химические методы интенсификации притока включают в себя обработку скважин кислотными растворами. Одними из главных преимуществ данного метода по сравнению с другими являются дешевизна, доступность необходимых составляющих раствора, технологическая простота.

Основой раствора для данного ГТМ, с целью воздействия на ПЗП, является соляная кислота (HCl). Кислотными растворами на основе HCl обработке подлежат целевые пласты, сложенные карбонатными ГП, в состав которых могут входить, такие породы, как доломиты или известняк, а также возможна обработка терригенных пород, содержащих в своей структуре карбонатный цемент. Такие химические элементы, как доломит, а также известняк, способны вступать в реакцию с HCl.

Химическая реакция представляет собой следующее.



Углекислый газ, образующийся в ходе реакции, может также послужить одной из причин интенсификации притока. Однако количество выделяемого CO_2 столь мало, что данный вариант не рассматривается. Выделившийся газ легко извлекается из пласта, а при достижении определенного значения растворяется в пластовой жидкости.

Такие продукты реакции, как кальциевая соль – хлористый кальций (CaCl_2), хлорид магния, являющийся солью, также известный как хлористый магний (MgCl_2), обладают хорошими свойствами растворимости в воде, в следствие легко удаляемы из пласта.

Если целевой пласт представлен карбонатной структурой, то каналы, образующиеся в ходе растворения, могут быть внедрены глубоко в обрабатываемый пласт. Если же сложен терригенной структурой, каналы обычно располагаются более равномерно вокруг скважины. Хлористый водород может обладать различной концентрацией, его значение может колебаться от 10 до 16 %.

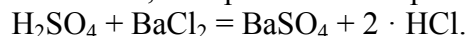
В зависимости от концентрации могут возникать следующие осложнения в пласте: в ходе использования хлороводорода низкой концентрации ($\leq 9,99$ %) требуется использование больших объемов H_2O , что влечет за собой негативные последствия при последующем освоении скважины. Если в ходе обработки используется кислота, обладающая большой концентрацией ($\geq 16,01$ %), это также может привести к негативным последствиям, таким как образование насыщенных кальциевых солей и хлорида магния, имеющих высокую вязкость, что усложняет их удаление из пласта. Вдобавок, кислоты с высокой концентрацией оказывают большее пагубное влияние на подземное оборудование, так как их коррозионная способность также выше.

Количество необходимого кислотного раствора для воздействия на целевой пласт зависит от его мощности, а также фильтрационно-емкостных свойств, таких как пористость и проницаемость. Немаловажную роль играет количество проведенных до этого ГТМ данного типа. С каждой последующей обработкой количество необходимой кислоты на 1 м мощности пласта увеличивается. Так для воздействия впервые на этот пласт рекомендуемое значение расхода колеблется от 0,39 до 0,59 м³/м для пластов, обладающими малыми значениями проницаемости. Для пластов с высокими фильтрационными способностями – от 0,61 до 0,99 м³ кислоты на 1 м мощности. Для последующей обработки значения увеличиваются соответственно примерно до 0,61 – 1,01 и 1,02 – 1,49 м³ кислоты на 1 м мощности. Если пласт представлен трещиноватыми горными породами, то данный параметр составляет от 0,59 – 0,99 до 0,79 – 1,49 м³/м, соответственно для первой обработки и последующей.

По рекомендуемой технологии проведения кислотной обработки необходимо добавлять в раствор нижеописанные вещества. Так как кислоты обладают коррозионными способностями, которые пагубно влияют на оборудование и могут привести к незапланированному выходу их из строя, на практике нашли применение такие реагенты, как ингибиторы коррозии. Основными представителями ингибиторов являются реагент И-1-А, В-2, капатин-А и т.д.

На практике встречаются случаи, когда хлористый водород содержит примеси, имеющие негативное влияние. Для борьбы с ними используют вещества, получившие название стабилизаторов. Они также имеют способность удерживать во взвешенном состоянии продукты реакций с такими элементами, как железо (Fe), цемент и песчаник.

Одна из реакций для борьбы с серной кислотой, продуктом которой является соль Ва, которая способна растворяться в растворе, имеет следующий вид



В случаях подобных этому, к раствору хлористого водорода перед воздействием на пласт добавляют хлорид бария (BaCl₂). Такие продукты реакции, как сульфат бария (BaSO₄) обладают хорошей способностью удерживаться в жидкости и без проблем удаляются из ПЗП.

Если целевой пласт содержит глины, то в ходе химической реакции образуется хлорид алюминия (AlCl₃). Если же целевой пласт содержит цемент, песчаник – кремниевая кислота (SiO₂ · nH₂O), которая способна выпадать в осадок. Основными реагентами для борьбы с этим недостатком являются уксусная кислота (CH₃COOH) либо фтороводород (HF), также известный, как плавиковая кислота. Изготовление этих видов растворов для проведения ГТМ осуществляется прямо на промысле, в цехах по хранению необходимых реагентов. Изготовление осуществляется непосредственно по определённой заранее технологии изготовления и в соответствии с рассчитанным компонентным соотношением.

Анализ эффективности методов воздействия на ПЗП показал, что все эти методы проводились весьма успешно и сопровождались значительным увеличением нефтедобычи.

Список использованных источников:

1. Сахибгареев Р.Р., Шакурова Ал. Ф. Анализ эффективности кислотных обработок / Р.Р. Сахибгареев, Ал. Ф. Шакурова // в сборнике: Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов с международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. – С. 340-343.
2. Шакурова Ай. Ф. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Поточном месторождении / Ай. Ф. Шакурова, Ал. Ф. Шакурова, А. И. Закиров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 1. – С. 229-231.

3. Результаты проведения интенсификации притока на Уренгойском месторождении / Ал. Ф. Шакурова, Ай. Ф. Шакурова, В. В. Анисимов, В. В. Кузьмина, А. И. Валеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 1 (117). – С. 45-51.

4. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Халикова К.М., Шевцов Г.А. Закачка поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, К.М. Халикова, Г.А. Шевцов // в сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – 2021. – С. 489-494.

5. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Фархутдинов Р.М., Санаев А.А. Повышение нефтеотдачи методом пароциклической обработки скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Р.М. Фархутдинов, А.А. Санаев // в сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – 2021. – С. 494-499.

6. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Акимов А.В., Калинина С.В. Разработка месторождений высоковязких нефтей / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, А.В. Акимов, С.В. Калинина // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 118-121.

7. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Кильмаматова Э.Т., Гизетдинов И.А. Оптимизация режимов работы скважин на Урицком месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Э.Т. Кильмаматова, И.А. Гизетдинов // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 121-124.

8. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

9. A.F. Shakurova, «Influence of orientation of vertical crack of hydraulic fracturing treatment on the efficiency of reserve recovery», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry" - 2 - Mathematical Simulation and Computer Data Analysis, С. 032076, 2019.

10. A.F. Shakurova, «Study of geological and technological factors on the efficiency of hydraulic fracturing», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry", С. 062025, 2019.

УДК 622

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ НА ЯМБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.К. Сурков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

А.А. Гизатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье представлены результаты исследования процесса абсорбционной осушки природного газа на установках комплексной подготовки газа Ямбургского месторождения. Проведена оценка эффективности применения диэтиленгликоля в качестве абсорбента в условиях низких температур и высокого пластового давления. Проанализированы ключевые технологические параметры процесса. Выявлены основные проблемы, связанные с повышенным уносом и термическим разложением диэтиленгликоля, и предложены практические рекомендации по оптимизации режимных параметров для снижения эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: осушка газа, абсорбция, диэтиленгликоль, Ямбургское месторождение, точка росы, регенерация, оптимизация.

RESULTS OF A STUDY OF THE EFFICIENCY OF ABSORPTION DRYING OF NATURAL GAS USING DIETHYLENE GLYCOL AT THE YAMBURGSKOYE FIELD

D.K. Surkov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the city of Oktyabrsky, students of group GR-20-11)

A.A. Gizzatullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article presents the results of a study of the process of absorption drying of natural gas at the integrated gas treatment plants of the Yamburgskoye oil and gas condensate field. The main attention is paid to evaluating the effectiveness of using diethylene glycol as an absorbent in conditions of low temperatures and high reservoir pressure. The key technological parameters of the process are analyzed: diethylene glycol concentration and flow rate, temperature and pressure in the absorber, degree of drying and dew point of the dried gas. The main problems associated with increased entrainment and thermal decomposition of diethylene glycol have been identified, and practical recommendations have been proposed for optimizing operating parameters to reduce operating costs.

Keywords: gas drying, absorption, diethylene glycol, Yamburgskoye field, dew point, regeneration, optimization.

Ямбургское месторождение является одним из крупнейших в России и играет ключевую роль в обеспечении ресурсной базы магистрального газопровода. Добываемый газ характеризуется высоким пластовым давлением и значительным содержанием паров воды. Наличие влаги в товарном газе приводит к ряду негативных последствий: образованию гидратов, закупоривающих трубопроводы и арматуру; коррозии внутренних поверхностей газотранспортного оборудования; снижению теплоты сгорания и, как следствие, коммерческой ценности продукта.

Для обеспечения стандартов качества и надежности транспортировки необходима глубокая осушка газа. Наиболее распространенным и технологически отработанным методом на крупных месторождениях является абсорбционная осушка с использованием гигроскопичных жидких сорбентов, среди которых диэтиленгликоль занимает лидирующее положение благодаря своей высокой гигроскопичности, низкой температуре замерзания, термической стабильности и относительно низкой стоимости.

В данной работе выполнен анализ эффективности применения абсорберов осушки газа на базе диэтиленгликоля на установке комплексной подготовки газа Ямбургского месторождения и разработка рекомендаций по оптимизации технологического режима.

Исследования проводились на технологических линиях осушки газа на установке комплексной подготовки газа Ямбургского месторождения. Процесс осушки осуществляется в абсорбционных колоннах, где газ противоточно контактирует с регенерированным диэтиленгликолем.

В рамках исследования было проведено:

- Сбор и анализ технологических данных: ежесменные журналы регистрации параметров (расход и концентрация диэтиленгликоля, давление и температура в абсорбере, точка росы газа на выходе).
- Лабораторный анализ проб: определение концентрации диэтиленгликоля и содержания в нем примесей (продуктов разложения, солей) с помощью хроматографических и титриметрических методов.
- Технологический расчет: моделирование процесса абсорбции для установления зависимостей между ключевыми параметрами и конечной точкой росы газа.

Основные технологические параметры процесса представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные технологические параметры процесса осушки

Параметр	Значение	Единица измерения
Производительность	10 - 15	млн м ³ /сут
Давление в абсорбере	5.5 – 7.0	МПа
Температура сырого газа	+15...+25	°С
Исходная влажность газа	0.8 – 1.2	г/м ³
Концентрация ДЭГ	92-98	% масс.

Была установлена прямая зависимость между концентрацией регенерированного диэтиленгликоля, подаваемого на орошение абсорбера, и точкой росы осушенного газа. Результаты наблюдений представлены на рисунке 1.

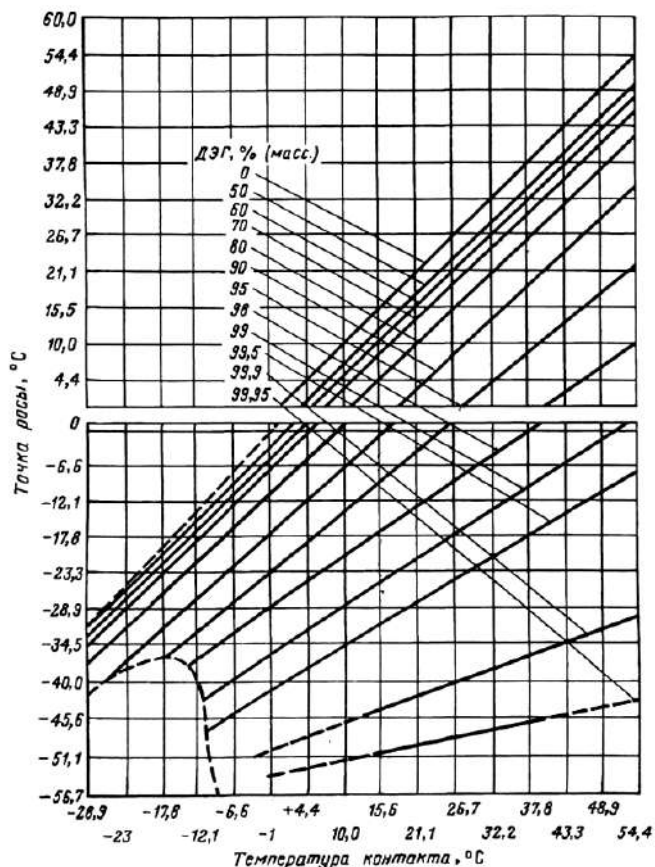


Рисунок 1 - Зависимость точки росы по воде от концентрации диэтиленгликоля на входе в абсорбер (при постоянном расходе 1.5 м³/ч и давлении 6.0 МПа)

Как видно из графика, повышение концентрации диэтиленгликоля со 92% до 98% позволяет снизить точку росы с -12 °С до -21 °С. Это объясняется тем, что более концентрированный раствор обладает меньшим парциальным давлением паров воды над ним, что увеличивает движущую силу процесса абсорбции. Однако достижение концентрации выше 98,5% в стандартных регенерационных колоннах затруднено из-за термического разложения диэтиленгликоля при температурах выше 165 °С.

Расход циркулирующего диэтиленгликоля является ключевым фактором, определяющим как степень осушки, так и экономичность процесса. Анализ показал, что существует оптимальный диапазон удельного расхода диэтиленгликоля (15-25 л на 1 кг извлеченной воды). При расходе ниже 15 л/кг наблюдается недостаточное смачивание насадки абсорбера и «проскок» влаги, что приводит к росту точки росы. Чрезмерный же расход (свыше 30 л/кг) не дает значимого улучшения осушки, но существенно увеличивает

энергозатраты на рециркуляцию и регенерацию раствора, а также повышает риск уноса капель гликоля потоком газа.

В ходе исследования были определены основные причины потерь диэтиленгликоля:

- Унос с потоком газа. Наблюдается при повышенных скоростях газа в абсорбере или при пенообразовании в колонне.

- Тепловое разложение. При перегреве в регенерационной колонны диэтиленгликоля разлагается с образованием кислот и высококипящих продуктов, которые вызывают коррозию и способствуют пенообразованию.

- Растворение в углеводородном конденсате. При высоком содержании конденсата в сырьевом газе часть диэтиленгликоля растворяется в жидкой фазе.

Для минимизации потерь рекомендовано:

- Установить и регулярно обслуживать каплеуловители на выходе из абсорбера.

- Контролировать температуру в испарителе в диапазоне 160-165 °С.

- Обеспечить эффективную сепарацию углеводородного конденсата на входе в установку.

На основе проведенного анализа сформулированы следующие рекомендации для повышения эффективности осушки на Ямбургском месторождении:

- Поддержание концентрации диэтиленгликоля на уровне 96-98% за счет строгого контроля температурного режима регенерации и применения вакуумной дистилляции для глубокой реконцентрации.

- Оптимизация удельного расхода диэтиленгликоля в диапазоне 18-22 л/кг извлеченной воды, что обеспечит баланс между качеством осушки и энергозатратами.

- Стабилизация температуры потока сырого газа на входе в абсорбер на уровне +25...+30 °С для предотвращения конденсации тяжелых углеводородов и снижения вязкости диэтиленгликоля.

- Внедрение системы непрерывного мониторинга точки росы с автоматической коррекцией расхода и концентрации диэтиленгликоля.

Проведенное исследование подтвердило высокую эффективность применения диэтиленгликоля для осушки природного газа в суровых климатических условиях Ямбургского месторождения. Установлено, что ключевыми параметрами, определяющими конечную точку росы, являются концентрация и расход регенерированного диэтиленгликоля.

Оптимизация технологического режима, направленная на поддержание концентрации диэтиленгликоля не ниже 96% и удельного расхода в интервале 18-22 л/кг, позволяет стабильно достигать точки росы по воде -20 °С и ниже, что полностью удовлетворяет требованиям к транспортируемому газу. Реализация предложенных мер позволит снизить эксплуатационные расходы, минимизировать потери дорогостоящего абсорбента и обеспечить высокую надежность работы газоподготовительного комплекса в целом.

Список использованных источников:

1. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

2. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях / В. В. Мухаметшин, И. Ш. Мингулов, Э. Ф. Велиев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 6. – С. 61-69. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69. Мухаметшин, В. В. Оценка добычных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 3. – С. 94-99. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99. – EDN JLCAUO.

3. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон / Р. Ф. Якупов, И. Н. Хакимзянов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 54-61. – DOI 10.5510/OGP20210200496.
4. Азигама, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигама, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.
5. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигама, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851.
6. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753.
7. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
8. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
9. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
10. Скважинная насосная установка/сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. Юсупова Л.Ф., Габдрахманова К.Ф. 2016.
11. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
12. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
13. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

14. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
15. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
16. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
17. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
18. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
19. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
20. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
21. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
22. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

УДК 622.22

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ТЕВЛИНСКОГО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Сюткин Д.Е.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРс3-21-11)

Аннотация. Статья посвящена технологии зарезки боковых стволов (ЗБС) как современному инструменту для повышения извлечения нефти на сложных месторождениях, с особым акцентом на успешном применении данной технологии на Тевлинско-Русскинском месторождении. В результате анализа работы скважин до и после внедрения ЗБС выявлено значительное улучшение производительности, включая рост дебита нефти и снижение обводненности. Исследования, проведенные с использованием

гидродинамического анализа, показали положительную динамику гидропроводности и скин-эффекта в большинстве скважин. Также проведенный ассоциативный анализ подтвердил влияние длины ствола на дебит нефти, выявив взаимосвязь с другими факторами, такими как проницаемость и уровень депрессии. Выводы указывают на высокую эффективность технологии ЗБС в оптимизации работы скважин и улучшении общей производительности разработки месторождения.

Ключевые слова. технология зарезки боковых стволов (ЗБС), Тевлинско-Русскинское месторождение, извлечение нефти, дебит нефти, обводненность, гидродинамическое исследование (ГДИ), пьезопроводность, скин-эффект, проницаемость

UDC 622.22

THE EFFECTIVENESS OF THE TECHNOLOGY OF CUTTING SIDE SHAFTS AT THE VANKORSKOYE FIELD

Bochkov D.M.

Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GR-20-12)

Abstract. The article is devoted to the technology of cutting side barrels (ZBS) as a modern tool for increasing oil recovery in complex fields, with special emphasis on the successful application of this technology at the Vankor field. As a result of the analysis of well performance before and after the introduction of the ZBS, a significant improvement in productivity was revealed, including an increase in oil production and a decrease in waterlogging. Studies conducted using hydrodynamic analysis have shown positive dynamics of hydroconductivity and skin effect in most wells. The associative analysis also confirmed the effect of trunk length on oil production, revealing a relationship with other factors such as permeability and depression level. The conclusions indicate the high efficiency of the ZBS technology in optimizing the operation of wells and improving the overall productivity of field development.

Keywords: cutting technology of side shafts (ZBS), Tevlinsko-Russkinskoye field, oil extraction, oil flow rate, water content, hydrodynamic study (GDI), piezo conductivity, skin effect, permeability

Современные методы добычи нефти и газа модернизируются, стремясь повысить эффективность процесса. Одним из ключевых факторов в данной области является технология зарезки боковых стволов, которая широко применяется на месторождениях [2].

Зарезка боковых стволов - это метод, который позволяет оптимизировать процесс добычи, обеспечивая доступ к удалённым участкам залежей и минимизируя время простоя. Схематическое представление данной технологии изображено на рисунке 1.

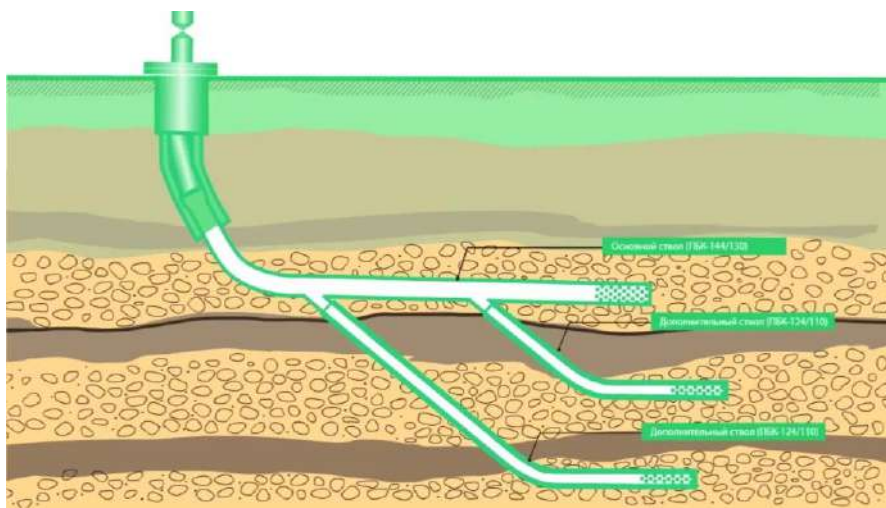


Рисунок 1 – Схематическое представление дополнительных стволов скважины

Чтобы обеспечить эффективное функционирование этих стволов и максимизировать их продуктивность, необходимо соблюдать ряд ключевых требований.

Первое условие - это вскрытие кровли пласта на расстоянии 90-110 метров от основного ствола. Это позволяет обеспечить оптимальные условия для дальнейшей работы и снизить риски, связанные с воздействием на основные структуры.

Далее, при проходке горизонтальной части ствола следует учитывать, что она должна составлять 50-100 метров с допускаемыми колебаниями по вертикали в пределах ± 3 метров. Стоит отметить, что горизонтальные участки должны находиться на расстоянии не менее 2-4 метров от газонефтяных конденсаторов (ГНК) и водонефтяных конденсаторов (ВНК), чтобы исключить возможные негативные последствия [1].

Качество цементирования заколонного пространства второго ствола также играет ключевую роль. Это процесс должен быть выполнен в интервале от устья зарезки до 2 метров ниже кровли пласта. Цементирование горизонтальной части ствола, а также последующая перфорация или установка фильтров должны быть тщательно спланированы до начала бурения.

Определение направления горизонтальной части ствола осуществляется в процессе проектирования с учетом актуального состояния выработки пласта. Такой подход позволяет более точно нацеливаться на участки с наибольшей потенциальностью.

Важным аспектом является отсечение первого ствола от дальнейшей эксплуатации. Это может быть сделано либо перед началом бурения второго ствола, либо после его испытаний, что позволяет более точно оценить целесообразность дальнейших действий.

Выбор скважины для бурения второго ствола основывается на комплексной оценке состояния работы существующей скважины. Важные параметры включают обводненность продукции, причины появления обводнения, а также дебиты по жидкости. Все эти факторы имеют решающее значение для принятия окончательного решения.

Также стоит обратить внимание на остаточные запасы и технологическую эффективность методов воздействия, которые применяются в текущей ситуации. Текущая нефтенасыщенность пласта и его геологическое строение могут существенно повлиять на выбор оптимального варианта.

При выборе местоположения для обустройства скважин с ответвляющимися стволами важно предусмотреть, чтобы при эксплуатации второго ствола добыча нефти составляла не менее 10-12 тысяч тонн до уровня обводненности продукции в 95%. Эти показатели значительно влияют на рентабельность, достигая уровней, сопоставимых с эксплуатацией среднепродуктивных залежей - с показателем среднего дебита нефти около 20 тонн в сутки.

Эффективность данной технологии во многом зависит от применяемых подходов и технологий, что делает её актуальной темой для анализа и исследования. Рассмотрим анализ эффективности технологии зарезки боковых стволов на Тевлинско-Русскинском месторождении, а также оценим преимущества и недостатки данной технологии, выделим ключевые факторы, влияющие на успешность внедрения ЗБС [3].

В настоящее время проведенные исследования показали значительное улучшение показателей работы скважин (рисунок 2).

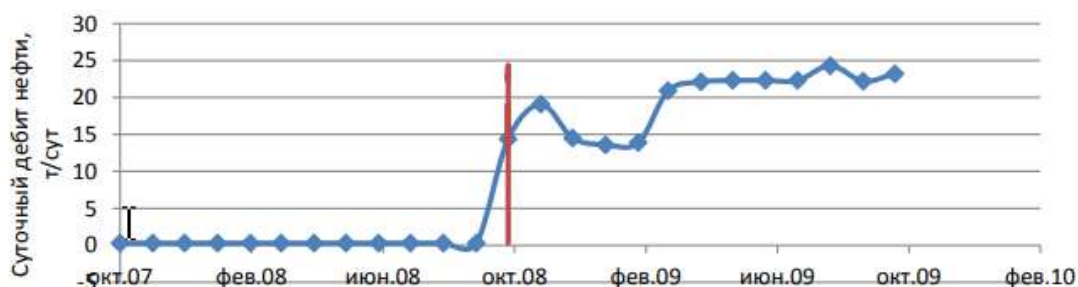


Рисунок 2 – Изменение дебита скважины в результате внедрения ЗБС

Например, в скважине 27 после зарезки бокового ствола наблюдалось резкое увеличение дебита нефти с 0,1 тонны в сутки до 2,4 тонн в сутки. При этом обводненность снизилась с критических 98% до более приемлемых 10%. В другой скважине 2д дебит нефти также увеличился: до технологического вмешательства он составлял всего 0,3 тонны в сутки, в то время как после процедуры он достиг 14,4 тонн при обводненности в размере 30%.

Также отметим, что анализ данных, полученных методом гидродинамического исследования (ГДИ), продемонстрировал повышение гидропроводности как на скважинах с боковыми стволами, так и с боковыми горизонтальными стволами. Исключением стали лишь несколько скважин (27, 11, 28), где снижение этих показателей могло быть связано с тем, что они попали в области с менее благоприятными коллекторскими свойствами. Данные представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Изменение показателя гидропроводности в скважине

Измерения скин-эффекта тоже подтвердили положительные результаты – в большинстве скважин он стал меньше нуля, что указывает на эффективное вскрытие пласта и улучшенные фильтрационные характеристики новой системы по сравнению с ранее существующей.

Также наблюдалось увеличение пьезопроводности (рисунок 4) в фонде скважин с боковыми стволами, за исключением вышеупомянутой скважины 27. Однако на флоте скважин с боковыми горизонтальными стволами такой тенденции не было зафиксировано.



Рисунок 4 – Изменение скин-эффекта

С целью более глубокого понимания взаимосвязей между дебитом нефти и различными факторами, такими как пластовое давление, степень депрессии, пористость, фазовая проницаемость и длина ствола, был проведен ассоциативный анализ. Результаты анализа показали, что длина ствола имеет заметное влияние на дебит нефти. Дополнительно, дисперсионный анализ подтвердил взаимосвязь между длиной ствола и дебитом нефти, а также выявил влияния комбинаций длины ствола с проницаемостью и уровнем депрессии в скважинах с боковыми стволами.

Таким образом, можно заключить, что технология зарезки боковых стволов на Телвинско-Русскинском месторождении может считаться эффективным инструментом для улучшения добычи нефти и оптимизации работы скважин. Добыча с реализацией этой технологии позволит значительно повысить общую производительность и экономическую эффективность разработки месторождения в будущем [5].

Список использованных источников:

1. Самигуллин, В.Х. Восстановление бездействующих и малодобитных скважин путем бурения дополнительных стволов [Текст] / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Т.Н. Валуйскова, Г.И. Бикмухаметова, Р.Х. Юмашев // Нефтяное хозяйство. -2007.- №11.- С.13-14.
2. Гилязов, Р.М. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами [Текст] / Р.М. Гилязов, Р.Ш. Рахимкулов // Нефтяное хозяйство. -2001. -№ 11.- С. 10-12.
3. Самигуллин, В.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента "КГБ" для забуривания боковых стволов в один рейс [Текст] / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Г.И. Бикмухаметова, Р.Х. Юмашев // Нефтяное хозяйство.- 2007.- №4. -С. 25-27.
4. Фаттахова, Л.И. Эффективность зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на скважинах старого фонда залежей №5 и №8 бобриковского горизонта нижнего карбона Ромашкинского месторождения республики Татарстан [Текст] / Л.И. Фаттахова // Труды X Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых "Проблемы геологии и освоения недр". Томск. - 2006.- С. 389.
5. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. [Текст] / Р.М. Гилязов- М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". - 2002.- С.13.
6. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
7. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
8. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
9. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
10. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
11. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
12. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной

научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

13. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

14. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

15. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

16. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

17. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

18. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

19. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

20. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

21. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УЧАСТКОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА РАССМАТРИВАЕМОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.И. Талипов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Обайд Мохаммед Ибрахим Обайд

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12-24-11)*

Аннотация: Промысловые наблюдения подтверждают, что после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) дебит скважин способен возрасти в несколько десятков раз. Это указывает на то, что вновь сформированные трещины соединяются с ранее существующими разломами, обеспечивая поступление флюида из удалённых, до разрыва изолированных, но высокопродуктивных зон пласта. Проведение ГРП направлено на поддержание и повышение продуктивности скважин, поскольку практика показала, что применение данной технологии экономически и технологически выгоднее, чем бурение новых. Однако успешное выполнение гидроразрыва требует детального анализа термодинамических условий, состояния призабойной зоны, минерального состава пород и характеристик пластовых жидкостей, а также систематизации накопленного промыслового опыта для конкретного месторождения.

Ключевые слова: производительность скважины, гидравлический разрыв пласта, продуктивность скважин, строительство, приток жидкости, рабочие жидкости.

UDC 622.276

JUSTIFICATION AND SELECTION OF PRODUCTIVE FORMATIONS FOR HYDRAULIC PIPING AT THE DEPOSIT UNDER CONSIDERATION

A.I. Talipov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)*

Obaid Mohammed Ibrahim Obaid

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. MGR12-24-11)*

Abstract: Field practice shows that the productivity of wells increases by several tens of times after hydraulic fracturing. This indicates that the formed fractures connect with previously existing ones, and the flow of fluid to the well comes from remote, isolated high-productivity zones that were previously separate from the well. Hydraulic fracturing is performed to maintain the productivity of wells, as it has been shown that hydraulic fracturing is more cost-effective than building a new well, both economically and in terms of development. However, hydraulic fracturing requires a very thorough study of the thermodynamic conditions and state of the wellbore zone, the composition of rocks and fluids, as well as a systematic review of the accumulated field experience at the given field.

Keywords: well performance, hydraulic fracturing, well productivity, construction, fluid inflow, and working fluids.

При выборе скважин для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) применяют систему критериев, объединённых в четыре основных блока. Первый охватывает анализ горно-геологических параметров, второй - требования к техническому состоянию и конструктивным особенностям скважины, третий - характеристики текущего уровня разработки месторождения, а четвёртый отражает оценку экономической целесообразности запланированных мероприятий.

Результативность ГРП определяется комплексом факторов, среди которых уровень обводнённости продукции, исходная нефтенасыщенность коллекторов, мощность и изолированность обрабатываемого интервала, неоднородность и расчленённость пласта, наличие глинистых прослоев, а также конфигурация системы нагнетательных скважин и степень заводнённости участка.

После определения целевого объекта разработки осуществляется выбор конкретных скважин для проведения ГРП. Помимо параметров, связанных с оптимизацией дренирования залежи, ключевое внимание уделяется техническому состоянию скважины. Она должна находиться в полностью исправном состоянии: эксплуатационная колонна - без деформаций и дефектов в зоне установки пакера, а цементное кольцо обязано обеспечивать прочное сцепление с породой и колонной не менее чем на 50 м выше и ниже перфорационного интервала, исключая возможность межколонных перетоков при выполнении работ.

Длина перфорированного интервала не должна превышать 20-25 м. При большей протяжённости требуется предварительное проведение дополнительных технологических мероприятий для равномерного охвата пласта гидроразрывом.

Наличие положительного скин-эффекта до проведения ГРП считается благоприятным условием, способствующим росту дебита. Наиболее выраженный эффект достигается при обработке скважин, характеризующихся низкой проницаемостью призабойной зоны и расположенных в окружении более продуктивных пластов с высокой фильтративной способностью.

Скважины, предназначенные для ГРП, должны располагаться на безопасном удалении от границ водонефтяного и газонефтяного контактов - как правило, не ближе расстояния между соседними скважинами. Несоблюдение этого условия может вызвать преждевременное обводнение добывающих стволов или поступление газа из шапки, особенно если направление роста трещины ориентировано перпендикулярно линии контактов.

Наиболее подходящими для ГРП считаются пласты, обладающие достаточной мощностью и однородной проницаемостью. При значительной расчленённости продуктивного разреза эффективность метода снижается, так как неоднородность приводит к погрешностям при прогнозировании длины, формы и раскрытости трещины, а также снижает ожидаемый технологический результат.

Предельная глубина применения ГРП определяется параметрами оборудования и прочностью используемого расклинивающего материала. При использовании кварцевого песка глубина залегания пласта обычно ограничивается диапазоном 3500-3800 м. Применение более прочных проппантов позволяет проводить ГРП на больших глубинах без потери эффективности.

Суммарный анализ всех указанных факторов в сочетании с низкой продуктивностью скважин исследуемого месторождения подтверждает необходимость реализации технологии ГРП для повышения их эффективности и стабилизации дебитов.

Список используемых источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара,

подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).

7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

9. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

10. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

11. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

12. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

13. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

14. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года.

– Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

15. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

16. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

17. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

18. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

19. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

20. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

21. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

22. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

УДК 622.276

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А.И. Талипов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Обайд Мохаммед Ибрахим Обайд

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. МГР12-24-11)*

Аннотация: В ходе аналитического отбора скважин, претендующих на проведение ГРП, необходимо комплексно учитывать совокупное влияние ранее реализованных

технологических операций, включая как ключевые, так и вспомогательные воздействия на пласт. К числу таких вмешательств относятся гидравлический разрыв пласта, различные методы обработки призабойной зоны, корректировка параметров пластового режима, а также оптимизация эксплуатационных характеристик и выполнение ремонтно-изоляционных мероприятий. Следует отметить, что любая из указанных процедур, даже при достижении положительного технологического эффекта в части стабилизации дебита, стимулирования добычи, повышения коэффициента нефтеотдачи или уменьшения водосодержания продукции, способна внести нежелательные коррективы в результирующую эффективность последующего гидроразрыва.

Ключевые слова: производительность скважины, гидравлический разрыв пласта, продуктивность скважин, строительство, приток жидкости, рабочие жидкости.

UDC 622.276

FACTORS THAT DETERMINE THE EFFECTIVENESS OF HYDROFRICTION

A.I. Talipov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-23-11)

Obaid Mohammed Ibrahim Obaid

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. In the process of selecting candidate wells, it is necessary to take into account the effectiveness of previous main and related activities: hydraulic fracturing, treatment of the reservoir's near-wellbore zone, optimization of the reservoir's regime, optimization of the production regime, and repair and isolation works. Even if these activities are successful, they may have a negative impact on the effectiveness of the planned hydraulic fracturing.

Keywords: well performance, hydraulic fracturing, well productivity, construction, fluid inflow, and working fluids.

Процесс выбора оптимальных технических решений в нефтегазодобывающей практике характеризуется многомерностью и высокой степенью аналитической сложности, поскольку требует одновременного учета большого числа взаимосвязанных критериев. При этом принципиально важным остается индивидуализированный подход к интерпретации геолого-промысловых и инженерно-технических характеристик как отдельных скважин, так и их кластерных групп.

Метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) в настоящее время рассматривается как один из наиболее результативных инструментов для интенсификации нефтедобычи. Однако его успешность напрямую зависит от корректности предварительной оценки потенциала конкретной скважины-кандидата, что предопределяет выбор рациональной технологии ГРП и параметров выполнения технологической операции. Как отмечают специалисты в области прикладной геомеханики, качество этапа диагностики и подготовки данных существенно влияет на итоговую эффективность воздействия.

При проектировании процедуры ГРП требуется принимать во внимание широкий спектр геолого-физических и технологических факторов, обуславливающих поведение пласта и динамику трещинообразования. В первую очередь значительную роль играет литологическая специфика коллектора, включая минеральный состав, степень сцементированности зерен, наличие кавернозности и трещиноватости, а также содержание глинистого материала. По данным промысловой практики российских месторождений наибольшая результативность операций ГРП наблюдается в карбонатных породах и плотных песчаниках с низкой глинистостью и ограниченным развитием естественных трещин.

Неоднородность литологического строения пласта формирует различную реакцию пород на нагнетание жидкости, что требует учета параметров пористости и проницаемости. Важным аспектом выступает наличие газовой шапки либо подошвенной воды, а также толщина продуктивного горизонта и глубина его залегания, определяющая величину

пластового давления. Дополнительным фактором, способным изменить результаты обработки, считается степень закольматированности призабойной зоны и уровень обводненности продукции.

Динамика процесса ГРП в значительной мере зависит от режима закачки и давления обработки. Существенное влияние оказывает и тип жидкости разрыва: ее реологические свойства определяют транспортировку и распределение расклинивающего агента в трещине. В частности, жидкости с повышенной вязкостью обеспечивают более широкий канал и эффективное перемещение проппанта, однако сопровождаются ростом давления, что может провоцировать нежелательное вертикальное развитие трещины и нарушение герметичности экраняющих пластов.

Длина и раскрытость трещины находятся в прямой зависимости от объема закачанной жидкости. Качество проппанта также имеет ключевое значение: материал должен сохранять прочность под воздействием вышележащего горного давления и не разрушаться при эксплуатации. Кроме того, гранулометрическая однородность проппанта обеспечивает стабильную гидропроводность трещины и снижает вероятность ее закупоривания. Увеличение размера зерен, как правило, способствует росту проводимости, тогда как уменьшение размера частиц улучшает транспортирующую способность жидкости-песконосителя.

Объем продажной жидкости и концентрация расклинивающего агента регулируют формирование устойчивой трещинной системы. Практические наблюдения показывают, что дополнительная добыча нефти при применении ГРП в нагнетательных скважинах может превышать аналогичный показатель для добывающих на 30 %, что объясняется более выраженным влиянием увеличенного дебита на дренажную систему участка при равных условиях роста продуктивности.

Следует учитывать, что при классической технологии ГРП возможно частичное проникновение трещин в непроницаемые экраны. В условиях небольшой мощности этих экранов в кровле или подошве пласта возникает риск их разгерметизации, что впоследствии приводит к прорывам газа или воды в зону забоя и, как следствие, к снижению дебитов добычи.

Список используемых источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).

5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
10. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
11. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
12. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
13. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
14. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
15. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
16. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным

участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

17. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

18. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

19. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

20. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

21. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

УДК 622.276

ЭТАПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ АБСОРБЕРА ДЛЯ УСТАНОВОК НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ В ИНФОРМАЦИОННОЙ СРЕДЕ ПО КОМПАС 3D

Р. Р. Тляшева

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, профессор)

Д. Р. Ситдикова

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, студент гр.БМР-23-01)

Аннотация. В статье представлен анализ проблемы методики обучения студентов СПО. Разбирается выбор оборудования для ознакомления с будущей специальностью и ПО для его проектирования.

Ключевые слова: абсорбер, газ, ПО SolidWorks, ПО Компас 3D, проектирование.

UDC 622.276

STAGES OF ABSORBER MODELING FOR LOW-TEMPERATURE INSTALLATIONS SEPARATIONS IN THE COMPASS 3D INFORMATION ENVIRONMENTR.

R. Tlyasheva

(Ufa State Petroleum Technological University, professor)

D.R. Sitdikova

(Ufa State Petroleum Technological University, Student, Group BMR-23-01)

Abstract. The article presents an analysis of the problem of teaching methods for students of vocational education. The selection of equipment for familiarization with the future specialty and software for its design is being analyzed.

Keywords: absorber, gas, SolidWorks software, Compass 3D software, engineering.

Одна из проблем программы среднего профессионального образования - нехватка учебно-методических материалов, которые познакомили бы студентов колледжей и техникумов не только с оборудованием, необходимым для подъема промышленной индустрии страны и региона, но и с программами, где его можно было бы проектировать.

В таком случае возникает вопрос, в какой среде ПО моделировать и какое оборудование?

Ожидается, что спрос на газ будет расти в среднем на 1,4% в год до 2040 года – в соответствии с прогнозом МЭА по мировой энергетике. С учетом перехода к глобальным моделям энергопотребления доля природного газа в энергобалансе вырастет с 23% до 25%, составив в 2040 году порядка 5,2 трлн м³. К тому времени природный газ, как ожидается, обгонит уголь как второй по величине источник энергии в мире [1]. Тут особое значение приобретает то, что Россия является крупнейшим экспортером природного газа, вторым по величине экспортером нефти и третьим по величине потребителем энергоресурсов [2].

При сжижении природного газа или его транспортировке в магистральных трубопроводах при температуре ниже точки росы паров воды возможно образование клатратов – супрамолекулярных комплексов решетчатой кристаллической структуры, которые отлагаясь на поверхности труб или на встроенном оборудовании, нарушают условия их работы: например, в трубопроводах возможно образование не только отложений, существенно уменьшающих свободное сечение труб, но и пробок [3]. Чтобы это избежать, необходима глубокая осушка газа с помощью абсорберов.

Программа замещения импорта в сфере ИТ принимает государственный уровень и по праву считается значимым фактором увеличения устойчивости страны к внешнему влиянию и обеспечению безопасности [4].

В связи с важностью и актуальностью импортозамещения появляется необходимость создать и применить в программе СПО адаптированный для учащихся «Урок создания абсорбера в информационной среде ПО Компас 3D», где студенты могли бы начать знакомиться с задачами нефтегазовой промышленности. Для определения в каком программном обеспечении создавать урок, были проанализированы ПО Компас 3D (АСКОН) и ПО SolidWorks.

Результаты опроса студентов и преподавателей, работающих в Компас 3D и в SolidWorks, показали, что проектирование в Компас 3D требует меньше времени и трудозатрат. Всё благодаря существующей библиотеке элементов, которая пополняется раз в год. Также элементы в библиотеке стандартизированы по нормативно-технической документации.

Данный факт позволяет не только ускорить и упростить процесс проектирования, но и повышает уровень информационной безопасности, ведь так не придется пользоваться зарубежными сайтами и программами.

Для наглядного сравнения ПО Компас 3D и ПО SolidWorks была создана модель корпуса абсорбера в среде ПО КОМПАС 3D (рис.1) и показаны этапы построения в соответствии учебно-методическим пособием для выполнения лабораторной работы по дисциплине "Компьютерные технологии в машиностроении УГНТУ [5]. Были построены обечайка, днище и опора. ПО SolidWorks

Сравнение этапов (рис.1) создания абсорбера в средах ПО SolidWorks и ПО Компас 3D показал, что создание элементов в Компас требует меньше времени, некоторые элементы можно выбрать в библиотеке стандартных изделий. В то время как в ПО SolidWorks требуется дополнительные построения стандартных изделий.

В Компас 3D требуется меньше времени и сил для создания модели, благодаря существующей обширной библиотеке стандартных изделий, так же данное ПО предпочтительно для проектирования отечественного оборудования, так как стандартные изделия соответствуют отечественным стандартам.



Рисунок 1 - Этапы создания модели абсорбера в средах по компас и по Solidworks

При создании цифровой модели в ПО Компас 3D было проведено 5 общих этапов, а в среде ПО SolidWorks на 14 этапов больше.

Качество модели созданной в отечественном ПО не уступает качеству модели, созданной в ПО SolidWorks, лицензионная версия которого в настоящее время вовсе не доступна в связи с санкциями.

Список использованных источников:

1. Лазник А.А. "Актуальные тенденции развития мирового рынка природного газа". Текст научной статьи по специальности «Экономика и бизнес»/ Лазник Анатолий Александрович, Жарков Роман Денисович, Родыгина Наталья Юрьевна, Мусихин Владислав Игоревич
2. Степаненко И.В. "Добыча природного газа в РФ. Основные направления и драйверы развития отрасли". Текст научной статьи по специальности «Экономика и бизнес»/ И.В. Степаненко Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ), специальность: Разработка нефтяных и газовых месторождений/ Российский внешнеэкономический вестник - 2021 - С.89.
3. Самойлов Н.А. «Технологии и аппаратное оформление осушки и очистки природного газа»/журнал «Neftegaz.RU» - 2023. - №10. - С.5.
4. Баевская, С. С. Импортзамещение как реальное средство для промышленного роста / С. С. Баевская, А.И. Сотина. - Текст : непосредственный // Проблемы и перспективы экономики и управления : материалы III Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, декабрь 2014 г.). - Санкт-Петербург: Заневская площадь, 2014. - С. 246-248. - URL: <https://moluch.ru/conf/econ/archive/131/6811/> (дата обращения: 28.12.2023).
5. Проектирование модели колонного аппарата в среде SolidWorks: учебно-методическое пособие для выполнения лабораторной работы по дисциплине "Компьютерные технологии в машиностроении" / УГНТУ, каф. ТМО; сост. Р. Р. Тляшева [и др.]. - Уфа : УГНТУ, 2015. - 2,31 МБ. - Текст : электронный.

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАЛИЧИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Тряпышко

(Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, аспирант группы РНГа-22-1)

Аннотация. В работе рассмотрены методы изучения трещиноватости по данным керна, шлифов, геофизических исследований и гидродинамических испытаний. Предложены

подход к прогнозу трещиноватости в условиях ограниченных данных. Полученный результат позволяют повысить достоверность прогноза продуктивности трещиновато-поровых коллекторов и обосновать рациональные технологии их освоения.

Ключевые слова: карбонатный коллектор; сейсмические атрибуты, трещинно-поровый коллектор.

UDC 622.276

AN INTEGRATED APPROACH TO PREDICTING THE PRESENCE OF FRACTURES IN A CARBONATE RESERVOIR AT DEPOSITS IN THE ORENBURG REGION

M.V. Tryapysenko

(Institute of geology and oil production, Tyumen Industrial University, city Tyumen, postgraduate student gr. RNgA-22-1)

Abstract. This work examines methods for studying fracturing, which include using core, thin-section, geophysical, and hydrodynamic testing data. An approach to predicting fracturing under limited data conditions is proposed. The results obtained allow for improved productivity predictions for fractured-porous reservoirs and the substantiation of rational development technologies.

Keywords: carbonate reservoir; seismic attributes, fractured-pore reservoir.

Коллектор рассматриваемого объекта представлен карбонатными отложениями Филипповского горизонта нижней Перми («плоские доломиты»). Это классический трещиновато-поровый коллектор гидрофобного типа. Запасы нефти представлены нефтяной оторочкой с обширной газовой шапкой.

Методы прогнозирования трещиноватости коллектора

При проектировании разработки карбонатных коллекторов прогнозирование зон с различным типом коллектора (поровый, трещиновато-поровый, кавернозный) позволит выбрать оптимальную систему разработки с целью максимизации экономической эффективности. Однако, инструментов для прогноза различного типа коллектора не так много и у каждого из них имеются свои особенности и ограничения, кроме того, зачастую имеется ограниченность промысловых данных, таких как, гидродинамические исследования скважин и геофизические исследования скважин.

При исследованиях на кернах одним из наиболее распространенных способов является метод исследования шлифов. Приемлемая достоверность метода достигается за счет статистической обработки большого количества проведенных исследований, что обуславливает высокую трудоемкость метода при определении характеристик пласта в целом [1].

Геофизические исследования скважин также показали свою работоспособность определения трещиноватости. К ним можно отнести акустические каротажи и имидж-логи. При этом, многие эксперты пришли к выводу, что различные каротажи оценки трещиноватости показывают неоднозначные результаты при изучении одних и тех же интервалов.

Другим методом для оценки трещиноватости коллекторов являются исследования методом восстановления давления. Данному методу присущ целый ряд факторов, которые приводят к искажению индикаторной кривой (после приток к скважине, выделение газа из нефти после снижения давления ниже давления насыщения, скин-фактор), и разделить достоверно влияние каждого из них на форму кривой давления затруднительно [4,5].

Учитывая ограниченные исходные данные по объекту исследования, использование только вышеперечисленных методов затруднительно.

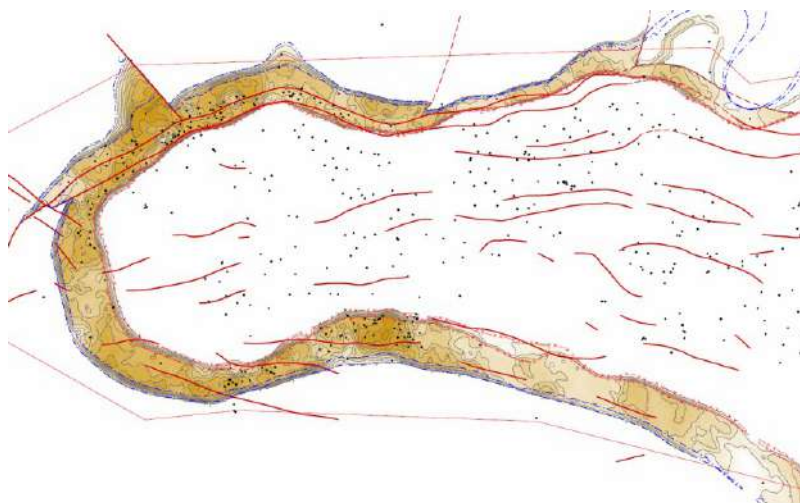


Рисунок 1 - Объект исследования.

Для решения поставленной задачи по поиску зон трещиноватости был применен инструмент по прогнозированию трещиноватости в программном обеспечении Petrel Fracture detect «Ant tracking» [2]. Алгоритм анализа, следующий: суммарный сейсмический куб «раскладывается» на несколько компонент. Каждая компонента в этом случае на выходе представляет куб данных, рассчитанный с использованием Ant tracking. Для дальнейшего анализа были выбраны кубы компонент с признаками наличия трещиноватости в направлении, близком к региональному стрессу и азимутам трещин, определенным по керну (рис. 2).

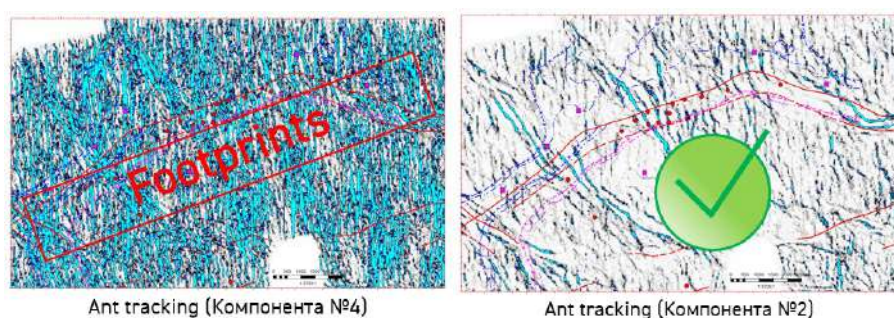


Рисунок 2 - Сравнение кубов трещиноватости

Далее проводилась увязка имеющихся данных по разведочным скважинам (дебит нефти при испытаниях, ГИС и ГДИС). Наилучшая корреляция была найдена с дебитом нефти, коэффициент корреляции составил 86 % (Рис. 3).

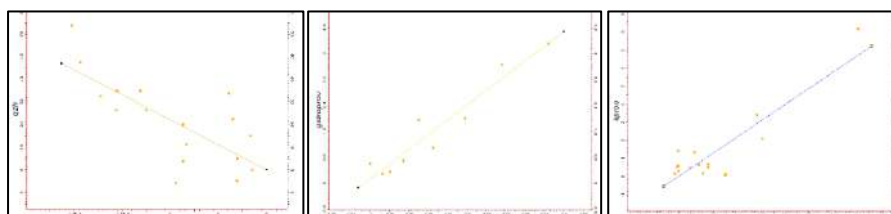


Рисунок 3 - Корреляция атрибута трещиноватости с запускными дебитами нефти

Полученная информация позволяет повысить точность определения зон с наличием трещиноватости, что дает возможность отранжировать проектные скважины по величине запускного дебита нефти и накопленной добычи.

Анализ фактически полученных данных

По результату бурения новых скважин в различные зоны пласта были получены следующие интегральные показатели по проницаемости в скважинах (Рис. 1). Проницаемость используется в работе используется как маркер, показывающий интервалы с наличием трещин вдоль горизонтального ствола. Анализ полученных показателей позволяет выделить три группы скважин по проницаемости (Рис 4,5):

1. Скважины, пробуренные в зону с поровым типом коллектора;
2. Скважины, пробуренные в зону с наличием трещиноватости;
3. Скважины, пробуренные в смешанную зону, присутствует поровый и трещиноватый тип коллектора.

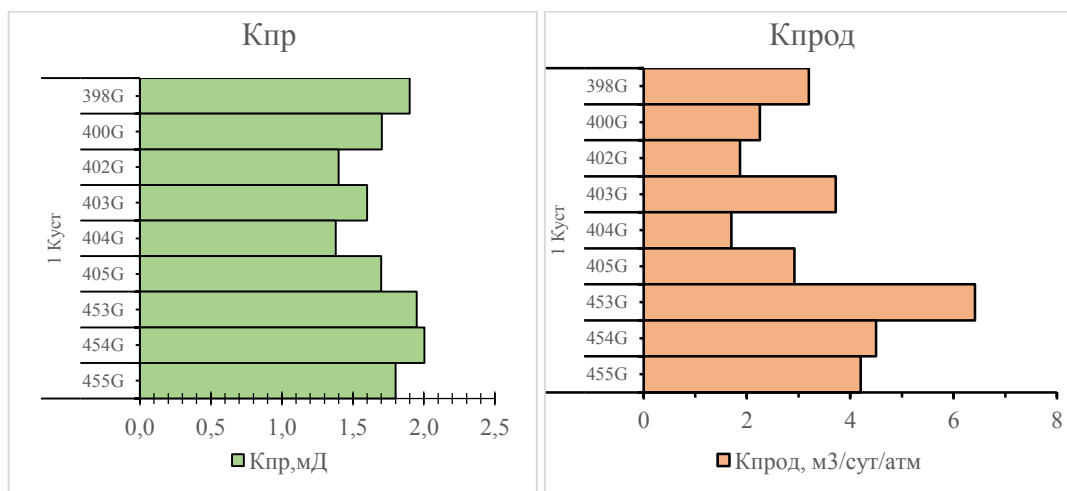


Рисунок 4 - Показатели по скважинам.

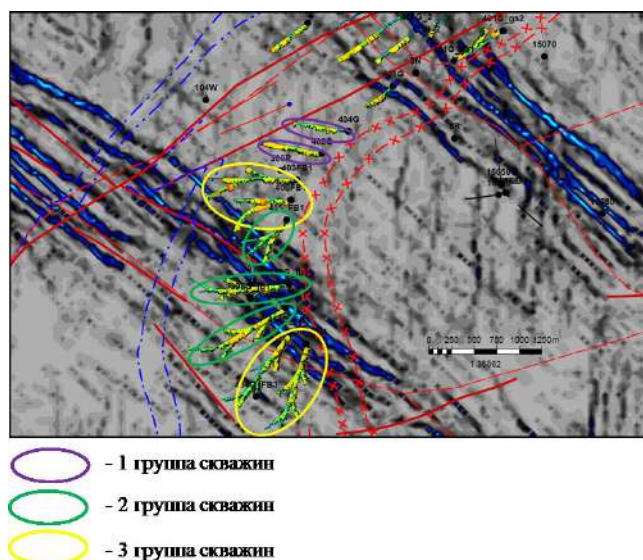


Рисунок 5 - Фактические скважины.

Кроме того, прогнозную способность полученный карты трещиноватости подтвердили коэффициенты продуктивности по этим скважинам

Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов невозможна с использованием одного метода. Оптимальный результат достигается только при комплексном подходе:

сочетании геологических наблюдений, сейсморазведочных атрибутов, скважинных измерений, лабораторных исследований. Такой подход позволяет построить карту с высокой достоверностью распределения трещин и более точно прогнозировать продуктивность карбонатных коллекторов. Кроме того, в связи с ограниченностью исходных данных, учет как прямых, так и косвенных признаков трещиноватости позволит более качественно подойти к планированию разработки.

Список использованных источников:

1. Киркинская, В.Н. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л.: Недра, 1981. – С. 255 с.
2. «Fracture Detect» plug-in testing/Burlakov N. – Direct text// Lections SIS – 2019 – P. 1-24.
3. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов/ Т.Д. Голф-Рахт – Москва, 1986. – С. 607 с.
4. Куштанова Г.Г. Учебно-методическое пособие по курсу лекций «Волновые и импульсные методы исследования скважин»/ Г.Г. Куштанова – Казань, 2010. – С. 1-59 с.
5. The reservoir engineering aspects of fractured formations/ Louis H. Reiss – Direct text// Editions technip 27 RUE Ginoux – 1980 - №15. – P. 1-99.

УДК 622.276

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Р.М. Узбакиев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация: Водонефтяная эмульсия по своей природе представляет собой систему, находящуюся в состоянии термодинамического дисбаланса, стремящуюся к сокращению площади межфазного контакта, что обуславливает её естественную тенденцию к расслаиванию. Тем не менее в промышленных условиях нефтедобычи нередко формируются эмульсии с заметно повышенной стабильностью, что оказывает решающее влияние на выбор методов их обработки и на эффективность отделения водной фазы от нефтяной. Степень агрегативной стабильности таких систем оценивается временем их существования до полного разделения компонентов, при этом для эмульсий, приготовленных из различных сортов нефти, данный интервал может колебаться от нескольких секунд до нескольких месяцев и даже более года.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, система, вязкость, обводненность продукции, агрегативная устойчивость.

UDC 622.276

CLASSIFICATION OF OIL EMULSIONS

R.M. Uzbekiev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)*

Abstract: A water-in-oil emulsion is an unstable system that tends to form a minimum interface between the phases, and it is natural to expect that it will tend to separate. However, in many cases, emulsions with high stability are formed in the actual operating conditions of oil production equipment. This significantly affects the choice of processing technology and the depth of separation of the water phase from the oil. The aggregate stability of emulsions is measured by the time it takes for the emulsion to completely separate. In the case of emulsions obtained from different oils, their stability can range from a few seconds to a year or more.

Keywords: water-in-oil emulsion, system, viscosity, water cut, and aggregate stability.

В нефтяной промышленности изучение характеристик эмульсионных систем является ключевым элементом технологического контроля при добыче, сборе и подготовке нефти, газа и воды. Все нефтяные эмульсии можно разделить на три категории в зависимости от структуры дисперсной и диспергирующей фаз.

Эмульсии обратного типа характеризуются дисперсной водной фазой в нефтяной среде. Концентрация воды в таких системах варьирует от незначительных следов до 90–95 %, охватывая как разбавленные, так и сильно концентрированные эмульсии. Механизмы стабилизации в высококонцентрированных системах проявляются наиболее ярко. Свойства этих эмульсий оказывают прямое влияние на процессы добычи, внутрискважинный сбор, сепарацию газа и выбор методов и оборудования для деэмульсации.

Эмульсии прямого типа, в которых нефть диспергирована в воде, формируются преимущественно при разрушении обратных эмульсий, то есть в процессе деэмульсации. На обводнённых месторождениях с низкой минерализацией пластовых вод и высоким содержанием нефтяных кислот стойкие прямые эмульсии могут образовываться ещё на стадии добычи и сбора продукции. Дополнительным фактором их образования является воздействие пара или тепла на пласт.

Третья категория включает множественные, или «ловушечные», эмульсии. Эти системы отличаются повышенным содержанием механических частиц и крайне устойчивы к разрушению стандартными методами. Они накапливаются на границе раздела фаз в установках подготовки нефти и воды, нарушая стабильность технологического процесса. В промышленных условиях такие эмульсии периодически удаляют в амбары или нефтеловушки либо утилизируют с применением жёстких технологических режимов. С увеличением обводнённости пластов и при использовании интенсивных методов воздействия на продуктивные пласты – таких как закачка пара, кислот, щелочей или мицеллярных растворов – возрастает вероятность образования механических примесей в продукции скважин, что способствует формированию устойчивых «ловушечных» эмульсий на установках подготовки нефти.

Список используемых источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов //

- Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
 8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
 9. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
 10. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
 11. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
 12. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
 13. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaliev, A. Minnivaliev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
 14. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
 15. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
 16. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
 17. Атажонов, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
 18. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

19. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.

20. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

21. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.

22. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.

УДК 622.276

УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Р.М. Узбакиев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)*

Аннотация: Присутствие в нефтяной фазе органических углеводородных соединений и механических стабилизаторов, образующихся в результате химических преобразований в пласте и выносимых на поверхность с продукцией скважин, способствует росту устойчивости водонефтяных эмульсий. Формирование таких устойчивых систем связано с участием веществ, обладающих высокими поверхностно-активными свойствами, которые, адсорбируясь на межфазной границе, создают неструктурированные молекулярные слои. К ним относятся нафтеновые и жирные кислоты, а также низкомолекулярные смолы. Соединения с менее выраженной поверхностной активностью формируют на границе раздела более упорядоченные слои, также стабилизирующие эмульсию. Дополнительно на устойчивость влияют механические примеси минеральной и неорганической природы, образующие прочные защитные оболочки вокруг водных глобул благодаря избирательному смачиванию. При этом размеры частиц твёрдых эмульгаторов должны быть значительно меньше размеров диспергированных капель воды.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, система, вязкость, обводненность продукции, агрегативная устойчивость.

UDC 622.276

STABILITY OF WATER-OIL EMULSIONS

R.M. Uzbekiev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)*

Abstract: The presence in the oil phase of organic hydrocarbon and mechanical stabilizers, which are formed and removed from the reservoir with the well production as a result of chemical action on the oil reservoir, leads to an increase in the stability of water-oil emulsions. The formation of stable water-oil emulsions involves substances with strong surface-active properties, which are capable of creating non-structured molecular layers by adsorbing at the interface of the phases. These substances include naphthenic and fatty acids, lower resins; substances with weak surface-active properties that can form structured structures at the interface; and mechanical impurities of a mineral and inorganic nature that form strong armor shells around water globules due to selective wetting, with the particle size of the solid emulsifiers being significantly smaller than the size of the

dispersed water globules.

Keywords: water-in-oil emulsion, system, viscosity, water cut, and aggregate stability.

Коллоидное состояние органических стабилизаторов, наряду с их концентрацией, является одним из ключевых факторов, определяющих устойчивость нефтяных эмульсий. Этот параметр во многом зависит от присутствия в нефтяной среде парафиновых и ароматических углеводородов, а также соединений с дефлокулирующим действием. Для водонефтяных систем с содержанием пластовой воды менее 30 % характерно лишь незначительное повышение стабильности. Однако дальнейшее увеличение доли воды вызывает резкое возрастание устойчивости эмульсий до определённого предела, после чего последующее наращивание обводнённости практически не влияет на их поведение.

Рост минерализации пластовой воды, диспергированной в нефтяной фазе, сопровождается уменьшением размеров водных глобул и увеличением степени дисперсности, что приводит к расширению межфазной поверхности и дополнительному росту устойчивости системы. Основной механизм стабилизации заключается в образовании на поверхности глобул воды прочного межфазного адсорбционного слоя, представляющего собой сложную структурную систему природного происхождения. В её состав входят нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафины, церезины, парафирины, металлопорфириновые комплексы и твёрдые механические примеси.

Значительное количество последних попадает в добываемую продукцию вследствие закачки кислородсодержащей пресной воды для поддержания пластового давления. Содержащийся в ней кислород дополнительно окисляет нефтяные компоненты, такие как парафины и нафтены, что способствует образованию новых асфальтенов. Существенное влияние на стабильность эмульсий оказывают также частицы глины и песка, микрочастицы неорганических солей и продукты коррозии. Их размерный состав и концентрация прямо коррелируют с ростом устойчивости водонефтяных систем.

Не менее важна и адсорбция АСВ на поверхности дисперсных частиц: при содержании этих веществ в пределах 10–30 % масс наблюдается резкое усиление устойчивости эмульсий. Превышение данного уровня, напротив, вызывает её снижение, что связано с нарушением равновесия между гидрофильными и гидрофобными участками поверхности частиц при избыточном участии АСВ в формировании адсорбционного слоя.

Взаимодействие жидких углеводородов с пластовой водой сопровождается переходом растворённого в нефти газа в сорбированное состояние и его последующей дегазацией. Часть выделившегося газа при этом расходуется на насыщение водной фазы эмульсионной системы. Процесс дегазации одновременно усиливает диспергирование компонентов, приводя к образованию множества газовых пузырьков, стабилизированных высокомолекулярными соединениями и твёрдыми примесями.

При контакте высокогазонасыщенной нефти с пластовой водой либо при поступлении газовой фазы в продуктивный пласт неизбежно происходит обращение фаз эмульсии, что вызывает интенсивное перемешивание нефти и воды. Растворённый газ, таким образом, становится дополнительным фактором стабилизации системы: он способствует более активному смешению фаз и вовлекает частицы ВМС, кристаллы неорганических солей и механические примеси в формирование защитной оболочки на поверхности диспергированных водных глобул.

Со временем межфазный адсорбционный слой на границе «нефть – вода» утолщается, уплотняется и может переходить в гелеобразное состояние, что приводит к значительному росту устойчивости водонефтяных эмульсий. Этот процесс известен как старение эмульсий. Учитывая данный эффект, наиболее эффективным подходом является обработка эмульсионных систем деэмульгаторами непосредственно после их выхода на поверхность либо в процессе добычи путём непрерывного введения реагента, когда время адсорбции эмульгаторов на межфазной границе остаётся минимальным.

Список используемых источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
3. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
4. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
5. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
6. Давыдова О. В. К вопросу о путях реализации эффективных способов повышения точности измерения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / О. В. Давыдова, Н. Х. Габдрахманов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 1 (17). – С. 156-188. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 14.03.2025).
7. Modeling of Karachaganak field development / A. A. Sadvakasov, G. F. Shamsutdinova, E. M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.
8. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.
9. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
10. Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
11. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
12. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

13. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
14. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
15. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
16. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
17. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
18. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
19. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
20. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
21. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
22. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
23. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА БЕРКЕТ- КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Фадеев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв23-11)*

Аннотация. Увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений является одной из основных проблем нефтяной промышленности Республики Татарстан. Опыт разработки залежей нефти показывает, что нефтеотдача при существующих методах разработки не превышает, в основном, 40-50 %, а в сложнопостроенных и низкопродуктивных коллекторах значительно меньше. Для сохранения высоких объёмов добычи нефти и достаточно полной выработки запасов нефти при разработке нефтяных месторождений широко используются технологии увеличения нефтеизвлечения, эффективность которых в различных геолого-физических условиях залегания пластов и на различных стадиях разработки нефтяных залежей различна.

Ключевые слова: нефтеотдача, разработка, коллекторы, нефтеизвлечение, технология.

UDC 622.276.6

ANALYSIS OF ACTIVITIES TO IMPROVE THE DEVELOPMENT SYSTEM FOR TOURNAISSIAN CARBONATE RESERVOIRS OF THE BERKET-KLYUCHEVSKOYE FIELD

A.N. Fadeev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv23-11)*

Abstract. Enhanced oil recovery from oil fields is one of the main challenges facing the oil industry in the Republic of Tatarstan. Experience in developing oil deposits shows that oil recovery with existing development methods generally does not exceed 40-50%, and in complex and low-productivity reservoirs, it is significantly lower. To maintain high oil production volumes and sufficiently deplete reserves, enhanced oil recovery technologies are widely used in oil field development. Their effectiveness varies under various geological and physical conditions and at various stages of oil field development.

Keywords: oil recovery, development, reservoirs, oil extraction, technology.

В число МУН (методов увеличения нефтеотдачи) входят комплексные технологические подходы, направленные на масштабное воздействие внутри продуктивного пласта, как правило, реализуемые через систему нагнетательных скважин. Цель таких мероприятий – пролонгированное совершенствование процессов заводнения, что, в конечном счёте, ведёт к повышению уровня извлекаемых запасов углеводородов. В свою очередь, к числу методов обработки призабойной зоны (ОПЗ) относят локальные технологические решения, предусматривающие воздействие непосредственно в зоне, прилегающей к стволу скважины (как добывающей, так и нагнетательной). Эти методы применяются для достижения требуемых или восстановления утраченных эксплуатационных параметров работы отдельных скважин при отсутствии задачи непосредственного влияния на объём извлекаемых запасов пласта в целом. В рамках данного исследования под единым термином «технологии увеличения нефтеизвлечения» понимается интегрированная совокупность как методов увеличения нефтеотдачи (МУН), так и технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ) [1].

Операции по повышению нефтеизвлечения входят в общую систему управления разработкой нефтяных залежей и должны рассматриваться во взаимосвязи с динамикой

разработки, совершенствованием методов заводнения, поддержанием функционирования фонда скважин и оптимизацией их эксплуатационных режимов.

Результативность внедрения тех или иных производственных мероприятий по увеличению нефтеизвлечения оценивается за счёт динамики дополнительной добычи нефти и объема сопутствующей воды, полученной за счет применения соответствующей технологии на протяжении определенного периода времени.

В практике ОАО «Татнефть» применяется широкий набор методов воздействия на пласты различных типов – от гидродинамических до физических, химических и биологических технологий. Кроме того, используются газовые и тепловые воздействия через нагнетательные и добывающие скважины. Ассортимент применяемых технологий постоянно расширяется по мере появления инновационных решений в области повышения нефтеотдачи пластов [2].

В разработке Беркет-Ключевского месторождения задействованы продуктивные горизонты верейского, тульского, бобриковского, турнейского и девонского отложений. Общий фонд по состоянию на 01.01.2016 год составляет 100 скважин, из них действующих добывающих составляет 51 скважина и нагнетательных – 6 скважин. Для обеспечения устойчивых показателей добычи углеводородов и максимально возможного извлечения запасов из карбонатных и терригенных пластов исследуемого месторождения используются различные виды МУН. Анализ материалов отчетности ТатАСУнефть (по состоянию на 01.01.2016 г.) показывает следующее

Таблица 1 – Анализ материалов отчетности ТатАСУнефть

Категория скважин	Наименование мероприятия	Доп. добыча нефти на 1 скважину, т	Количество обработанных скважин по технологии	Общая доп. добыча нефти, т
Добывающие	перфорация	0	2	0
Добывающие	свабирование	0	3	0
Добывающие	солянокислотная ОПЗ	329	3	329
Добывающие	глинокислотная ОПЗ	0	1	0
Добывающие	промывка дистиллатом	0	1	0
Добывающие	СНПХ-9633	0	1	0
Добывающие	резиновая крошка	0	1	17
Добывающие	жидкое стекло + HCL	0	1	0
Добывающие	высокомолекулярные соединения	0	1	0
Добывающие	направленное солянокислотное воздействие (НСКВ)	352	1	5011
Добывающие	создание каверн (КНН)	575	5	14939
Добывающие	щелочной сток капр. + HCL	365	2	1885
Добывающие	дилатационное волновое возд.	0	3	7681
Добывающие	кислотно-имплозионное возд.	267	1	273
Нагнетательные	вязкоупругие составы (ВУС)	1172	2	1539
Нагнетательные	сшитая полимерная система (СПС)	118	2	127
Итого		3178	30	31801

На территории Беркет-Ключевского месторождения в общей сложности было проведено 30 технологических операций, направленных на повышение нефтеотдачи. Дополнительная добыча, полученная в результате этих обработок с учётом мероприятий прошлых лет, составила в 2005 году 3,2 тыс. т нефти. В результате внедрения указанных методов удалось дополнительно добыть 31,8 тыс. т продукции.

Основная часть мероприятий была реализована на эксплуатационных скважинах, где было реализовано 26 операций, т.е. 86,7 % от общего их количества. В 2015 г. дополнительная добыча с этих объектов, с учётом длительного эффекта от ранее проведённых мероприятий, достигла 1,9 тыс. т. Совокупный прирост добычи нефти с

момента начала применения методов увеличения нефтеизвлечения на эксплуатационных объектах составил 30,0 тысяч тонн, что эквивалентно 94,8 % всего дополнительного объёма добычи [3].

По характеру решаемых задач методы, применяемые на эксплуатационных скважинах, подразделяются на несколько групп:

Таблица 2 - Методы, применяемые на эксплуатационных скважинах

Наименование мероприятия	Количество мероприятий	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	
		в натур. выражении	в абс. выражении
Всего			
в том числе	30	31,801	
- на добывающих скважинах:	26	30,135	94,8
- комплексные + физические ОПЗ	5		
- химическая ОПЗ	5	0,329	1,1
- стимуляция работы скважин	12	29,789	98,9
- водоограничение добывающих скважин	4	0,017	0,1
- на нагнетательных скважинах:	4	1,666	5,2
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	2	1,539	92,4
- потокоотклоняющие	2	0,127	7,6

Наиболее часто использовались технологии интенсификации притока углеводородов через существующие скважины – их доля составила 46,1 % от всех проведённых операций. Дополнительная добыча, полученная за счёт этих методов стимуляции (с учётом закачек предыдущих лет), на 1.01.2016 г. составила 29,8 тыс. т или 98,9 % от всех методов, осуществлённых на добывающих скважинах.

Среди технологий повышения продуктивности скважин первую позицию занимает КНН – обработка с использованием соляной кислоты для образования искусственных каверн. С помощью данной технологии подверглись воздействию пять эксплуатационных скважин, в результате чего было дополнительно получено свыше 15 тысяч тонн продукции [4].

Второе место по распространённости занимают мероприятия по очистке ПЗП.

Проблема поступления пластовой воды в эксплуатационные скважины остаётся актуальной в процессе разработки месторождений.

При высокой обводнённости добываемой нефти, которая, в среднем, составляет 58,5 %, реализованы методы ограничения водопитока. Использовались композиции на основе высокомолекулярных соединений, жидкого стекла, резиновой крошки с добавлением HCl и реагента СНПХ-9633.

На 01.01.2016 года было проведено 4 мероприятия по водоограничению. Вся дополнительная нефть, полученная за счёт применения методов данной группы, добыта за счёт применения метода с использованием резиновой крошки (17 т).

Ведущим способом разработки рассматриваемого месторождения остаётся заводнение. Повышение эффективности разработки на данном этапе тесно связано с оптимизацией соответствующих процессов, что особенно актуально для крупных месторождений региона, достигших зрелой стадии эксплуатации.

С целью управления фильтрационными процессами были проведены мероприятия по повышению нефтеотдачи на четырёх нагнетательных скважинах – доля таких обработок составляет около 13,3 % от общего числа внедрённых технологий по месторождению. С учётом отсроченного эффекта мероприятий прошлых лет накопленный прирост добычи нефти, благодаря применению МУН в нагнетательных скважинах, составил порядка 1,7 тыс. т или 5,2 % от общего дополнительного объёма нефти, полученного при использовании таких технологий на всех объектах по месторождению [5].

Методы, применяемые на нагнетательных скважинах, по способу воздействия относятся к потокоотклоняющим методам и методам, направленным на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин. К потокоотклоняющим методам относится метод, основанный на использовании сшитых полимерных систем (СПС). Метод с использованием вязкоупругих составов, направлен на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

В дальнейшем для интенсификации добычи нефти на объектах рассматриваемого месторождения рекомендуется продолжить применение технологий увеличения нефтеизвлечения, осуществляемых как через добывающие, так и через нагнетательные скважины.

Полагается, что научно-технический прогресс обеспечит в последующем замену действующим в настоящее время технологиям усовершенствованными технологиями, эффективность которых при воздействии на пласты в аналогичных условиях окажется не хуже предшествующих.

Список использованных источников:

1. Умов И. Е. Пересчёт запасов Беркет-Ключевского нефтяного месторождения. Отчёт по соглашению № 110/495 от 15.03.03 / ТГРУ. – Казань, 2004.
2. Новикова А. С. Технологическая схема разработки Беркет-Ключевского нефтяного месторождения / КИВЦ. – Альметьевск, 1990.
3. Сагадаева М. М. Проект пробной эксплуатации Чумачкинского участка Беркет-Ключевского месторождения / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2002.
4. Мусин М. М. Технологическая схема разработки Беркет-Ключевского нефтяного месторождения / ТатНИПИнефть / М. М. Мусин, И. Б. Розенберг. – Бугульма, 1997.
5. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань, 2002. – 506 с.
6. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
7. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
8. Оценка деформаций элементов буровой колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
9. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
10. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
11. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

12. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

13. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

14. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

15. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

16. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

17. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

УДК 622.276.6

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Фадеев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы МГР12дв23-11)*

Аннотация. Среди существующих методов совершенствования системы разработки карбонатных коллекторов значительное место занимает повышение производительности скважин физико-химическими методами и, в частности, кислотной обработкой призабойной зоны пласта. В процессе воздействия кислотой, коэффициент пористости призабойной зоны пласта восстанавливается и увеличивается, благодаря чему многократно возрастает производительность скважины.

Ключевые слова: добыча, кислотная обработка, карбонатные коллекторы, система разработки.

UDC 622.276.6

JUSTIFICATION OF THE EFFICIENCY OF IMPROVING THE TOURNAISSIAN CARBONATE RESERVOIR DEVELOPMENT SYSTEM OF THE BERKET-KLYUCHEVSKOYE FIELD

A.N. Fadeev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv23-11)*

Abstract. Among the existing methods for improving carbonate reservoir development, increasing well productivity through physical and chemical methods, particularly acidizing the bottomhole formation zone, occupies a significant place. During acidization, the porosity of the bottomhole formation zone is restored and increased, resulting in a significant increase in well productivity.

Keywords: mining, acid treatment, carbonate reservoirs, development system.

На месторождениях ПАО «Татнефть» испытывается и внедряется широкий спектр технологий воздействия на пласт практически по всем известным нефтяной науке направлениям, охватывающий гидродинамические, физические, химические, газовые, тепловые, микробиологические методы и осуществляемых с использованием нагнетательных и добывающих скважин. Перечень опробованных и применяемых технологий непрерывно растёт в связи с появлением новых способов воздействия на пласт [1].

В качестве метода совершенствования системы разработки карбонатных коллекторов Беркет-Ключевского месторождения предлагаю выбрать применение композиции ДН-9010 для интенсификации добычи нефти.

Среди существующих методов совершенствования системы разработки карбонатных коллекторов значительное место занимает повышение производительности скважин посредством методик, на основе физических и химических процессов. В процессе воздействия кислотой, коэффициент пористости призабойной зоны пласта восстанавливается и увеличивается, благодаря чему многократно возрастает производительность скважины. Более половины запасов нефти Беркет-Ключевского месторождения (52 %) приурочено к карбонатным коллекторам турнейского яруса, поэтому целесообразно применение кислотной обработки призабойной зоны пласта [2-3].

По опытным данным на Беркет-Ключевском месторождении применение соляно-кислотной обработки в карбонатных коллекторах приводит к образованию водонефтяных эмульсий, а также после многократного применения становится безуспешным.

Такие компоненты, как соли лигносульфоновых кислот, кислота соляная, ПАВ, гомогенизатор-растворитель и добавка, замедляющая реакцию, представляют собой состав, названный ДН-9010. Данный состав нашёл своё применение как технология, позволяющая внести корректировки в систему разработки объекта, а если быть точнее объектов карбонатной породы.

Внедрение данной композиции в условиях рассматриваемого объекта – это процесс, направленный на улучшение фильтрационных свойств пласта и повышение продуктивности скважины. Этот метод очищает ПЗП от отложений, что способствует лучшей проницаемости породы и восстановлению потока нефти [4].

Таблица 1 - Основные характеристики технологии обработки ПЗП композицией ДН-9010:

Параметр	Описание
Цель	- удаление карбонатных отложений и восстановление продуктивности скважины; - улучшение фильтрационных характеристик пласта; - преодоление блокировки пор в призабойной зоне, вызванной различными факторами.
Принцип действия:	
- кислотная обработка	соляная кислота в составе композиции растворяет карбонатные породы, очищая канал притока нефти или газа
- удаление отложений	композиция ДН-9010, как водный раствор с соляной кислотой, разрушает и удаляет другие виды отложений, что восстанавливает проницаемость пласта
- гидродинамическое восстановление	устранение блокировки и очистка пор приводит к восстановлению естественного потока флюида из пласта в скважину
Состав	представляет собой водный раствор, включающий соляную кислоту, ингибитор коррозии, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и растворитель
Этапы работы	- подготовка (очистка скважины и призабойной зоны от шлама и других отложений; подготовка необходимого оборудования); - закачка (собственно закачка композиции ДН-9010 в призабойную зону пласта); - выдержка (выдержка композиции в пласте для полного растворения отложений.);

Параметр	Описание
	- промывка и вызов притока (промывка скважины и призабойной зоны для удаления остатков кислоты и растворенных отложений; восстановление работы скважины и вызов притока флюида)
Опыт внедрения	- композиция ДН-9010 в основном применяется для обработки карбонатных коллекторов; - успешный опыт применения состава был зафиксирован на нефтяных месторождениях района Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей; - как и другие кислотные обработки, ДН-9010 используется для интенсификации притока нефти из скважин с пониженной продуктивностью
Эффект	увеличение продуктивности скважин

Норма расхода реагента составляет 1,5 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта.

Рационально использование композиции ДН-9010, которая применяется для обработки призабойной зоны добывающих скважин в карбонатных коллекторах. По сравнению с соляной кислотой композиция имеет значительно меньшую скорость реакции с карбонатами, что позволяет ей проникать вглубь пласта, кроме того, имеющийся в ее составе растворитель частично отмывает АСПО, наличие ПАВ предотвращает создание водонефтяных эмульсий.

Композиция ДН-9010 может применяться для освоения скважин (в том числе и горизонтальных) после бурения и КРС: технология освоения скважин основана на способности композиции разрушать и удалять глинистую или полимерную корку со стенок скважины практически всех применяемых в ПАО «Татнефть» буровых растворов [5].

Совместно с технологической жидкостью типа ДН-9010 может применяться: для проведения ОПЗ добывающих скважин с близкой подстилающей водой; для проведения поинтервальной обработки; для увлечения охвата пласта воздействием по толщине;

Эти операции последовательной (или последовательно чередующейся) закачкой технологической жидкости типа ДН-9010. При этом в скважине и пористой среде образуется вязкая коллоидная система, отклоняющая поток кислого реагента в сторону низкопроницаемых зон [6].

Результаты расчета технологической эффективности от проведения обработкой композицией ДН-9010 на 11 скважинах турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения в скважинах 1430, 1974, 3308, 3300 и 3302 [7-8]:

Таблица 2 - Результаты расчета технологической эффективности

Параметр	Скважина										
	3304	1982	3302	3300	1979	1430	1974	3308	3310	1431	1998
Годовой технологический эффект, т	201,09	442,63	483,93	502,18	322,97	688,4	512,25	493,34	388,47	315,12	341,62
Суммарный годовой технологический эффект за год, т											4692

Данные скважины характеризуются максимальной долей нефти в добываемой продукции и наибольшим коэффициентом продуктивности. Всего по 11 скважинам дополнительно добыто 4692 т нефти.

Анализируя преимущества композиции, в качестве метода совершенствования системы разработки карбонатных коллекторов Беркет-Ключевского месторождения предлагается выбрать применение композиции ДН-9010 для интенсификации добычи нефти.

Согласно результатам расчета технологической эффективности от проведения обработкой композицией ДН-9010 на 11 скважинах турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения, наибольший технологический эффект достигнут в скважинах 1430, 1974, 3308, 3300 и 3302. Суммарно по 11 скважинам было добыто порядка 4692 т нефти.

Список использованных источников:

1. Абдулмазитов Р. Г., Рамазанов Р. Г. Развитие системы заводнения с методами регулирования по залежам нефти с высокой вязкостью. – Бугульма, 1993.
2. Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1975.
3. Лысенко В. Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1987.
4. Ибатуллин Р. Р. Анализ эффективности и формирование нормативов эффективности применения новых технологий увеличения нефтеотдач. – Бугульма, 1997.
5. Ибатуллин Р. Р. Анализ эффективности и формирование нормативов эффективности применения новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1997.
6. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. – Москва, 1996. – 76 с.
7. Юсупов И. Г. Сборник инструкций, регламентов и РД по технологиям ОПЗ пластов и стимуляции работы скважин / И. Г. Юсупов, Г. А. Орлов. – Альметьевск: ТатНИПИнефть, 1998. – 346 с.
8. Орлинский Б. М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. – Москва: Недра, 1971.
9. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
10. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
11. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
12. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
13. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.
14. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
15. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.

16. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

17. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

18. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.М. Федотов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-12)

Р.З. Якупов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-12)

Э.М. Богданов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-12)

Р.И. Азигамов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-13)

А.И. Каримов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-13)

Э.Р. Рустамов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-13)

Аннотация. Гидравлический разрыв пласта – это один из основных методов интенсификации добычи нефтяных и газовых скважин, а также увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании системы трещин в плодородном пласте путем закачки жидкости разрыва при давлении, превосходящем давление разрыва пласта, для увеличения притока добываемого флюида (газа, нефти, газоконденсата либо их смеси) к забою скважины.

Ключевые слова: пласт, нефть, скважина, призабойная зона, гидравлический разрыв пласта

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF METHODS OF INFLUENCING PRODUCTIVE PLATES OF AN OIL FIELD

M.M. Fedotov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)

R. Z. Yakupov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)

E.M. Bogdanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-12)

R.I. Azigamov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)

A.I. Karimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)

E.R. Rustamov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State

Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)

Abstract. Hydraulic fracturing is one of the main methods for intensifying the production of oil and gas wells, as well as increasing the injectivity of injection wells. The method involves creating a system of fractures in the reservoir by injecting a fracturing fluid at a pressure greater than the fracturing pressure to increase the flow of extracted fluid (gas, oil, gas condensate, or a mixture of these fluids) to the wellbore.

Keywords: reservoir, oil, well, near-wellbore zone, hydraulic fracturing

Успешное применение ГРП на месторождениях в большинстве случаев приводит к резкому увеличению дебита добывающей скважины. Расчет параметров ГРП представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбора необходимого количества техники для проведения ГРП; определение вида трещин и расчет ее размеров [1-2].

Проектирование параметров гидравлического разрыва пласта (ГРП) является комплексной инженерной задачей, включающей два основных блока:

- технологический расчет: определение ключевых характеристик процесса (объемы жидкостей и проппанта, давления закачки, производительность насосов); подбор технического оборудования для проведения операции (смесительные агрегаты, насосные установки, контрольно-измерительные системы);

- геомеханическое моделирование: прогноз типа формируемой трещины (вертикальная/горизонтальная, симметричная/асимметричная); расчет геометрии трещины (длина, ширина, высота) и её проводимости; оценка взаимодействия трещины с природными неоднородностями пласта.

Сложность задачи обусловлена необходимостью интеграции данных о свойствах пласта (проницаемость, напряжения, минералогия), реологических характеристиках жидкостей и ограничениях эксплуатации скважины. Современные подходы предполагают использование специализированного ПО для гидродинамического и геомеханического моделирования [3-4].

В качестве объекта исследования рассматривается продуктивный горизонт кизеловского возраста на примере скважины № 1Х. Характеристики скважины № 1Х: текущий статус: малodeбитная скважина с дебитом менее 5 т/сут; начальный дебит: 14,3 т/сут. Геолого-технологические особенности: кизеловский горизонт характеризуется сложным строением с неоднородным распределением коллекторских свойств, что требует применения методов увеличения продуктивности, таких как ГРП. Снижение дебита скважины с 14,3 до 5 т/сут свидетельствует о значительном потенциале для проведения стимуляции.

Исходные данные для расчета ГРП представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные параметры для расчета ГРП

Исходные данные для ГРП	Значение
Пластовое давление, Рпл, МПа	11
Глубина залегания продуктивного пласта, Н, м	2655

Исходные данные для ГРП	Значение
Предел прочности песчаника на разрыв $\delta_{рз}$, МПа	5
Внутренний диаметр э/колонны, Дв, мм	130
Наружный диаметр э/колонны, Дн, мм	146
Наружный диаметр НКТ, d_n , мм	89
Внутренний диаметр НКТ, d_v , мм	75
Потери напора в трубах трение, Dh , м	99
Количество песка, вводимого в трещины, т	20
Плотность жидкости песконосителя, $\rho_{ж}$, кг/м ³	825
Эффективная вязкость жидкости песконосителя, μ , Па·с	0,2
Концентрация песка, C_o , кг/м ³	250
Объем жидкости-песконосителя, $V_{ж}$, м ³	20
Плотность зерен песка, ρ_s , кг/м ³	1560
Толщина пласта, h , м	10
Проницаемость пласта, КП, м ²	$247 \cdot 10^{-15}$
Пористость, m	0,20
Нефтенасыщенность, SH	0,66
Модуль упругости пород, E, Па	$2 \cdot 10^{10}$
Коэффициент Пуассона, ν , 1	1,1
Средняя плотность пород, ρ_p 2300 кг/м ³	2300
Располагаемый расход жидкости разрыва, Q 60 л/с	60
Толщина трещины, w , см	0,1

Жидкости, 13,3 т/сут с обводненностью 6 %, на сегодняшний день дебит составляет 8,9 т/сут жидкости, 7,2 т/сут нефти с обводненностью 15,7 %. За период эксплуатации максимальный дебит скважины достигал 15,9 т/сут нефти, обводненность при этом была 5 %, средний дебит 8,5 т/сут. Накопленная добыча составила 41716 тонн жидкости и 33847 тонн нефти.

Анализ динамики добычи скважины № 1Х показывает следующие характеристики. Текущие показатели: дебит жидкости: 8.9 т/сут; дебит нефти: 7,2 т/сут; обводнённость: 15,7 %. Начальные параметры: дебит жидкости: 13,3 т/сут; обводнённость: 6 %. Максимальная продуктивность: дебит нефти: 15,9 т/сут; обводнённость: 5 %. Средний дебит за период эксплуатации: 8,5 т/сут. Накопленная добыча: жидкость: 41 716 тонн; нефть: 33 847 тонн

Для оценки геолого-технологических условий разработки была построена секторная геолого-гидродинамическая модель на основе данных по 64 скважинам.

Для её создания использовались следующие данные: ГИС по 64 скважинам; результаты интерпретации ГИС.

Построение структурных карт выполнено на основе стратиграфических отбивок кровли кизеловского горизонта по всему фонду скважин. В пределах горизонта выделены два технологических объекта: пласт высокого давления; пласт низкого сопротивления.

Методология работ включала:

- корреляцию разрезов скважин с привязкой к опорным маркирующим слоям;
- построение структурной карты по кровле горизонта с учетом тектонических нарушений;
- выделение зон аномальных пластовых давлений на основе данных гидродинамических исследований;
- анализ зон пониженного сопротивления по данным ГИС как потенциальных объектов для проведения ГРП.

Результаты интерпретации (рисунок 1) показывают четкое пространственное разграничение выделенных пластов, что требует дифференцированного подхода к проектированию геолого-технических мероприятий. Для пласта высокого давления

необходимы решения по контролю за обводнением, в то время как пласт низкого сопротивления является перспективным объектом для методов интенсификации добычи.

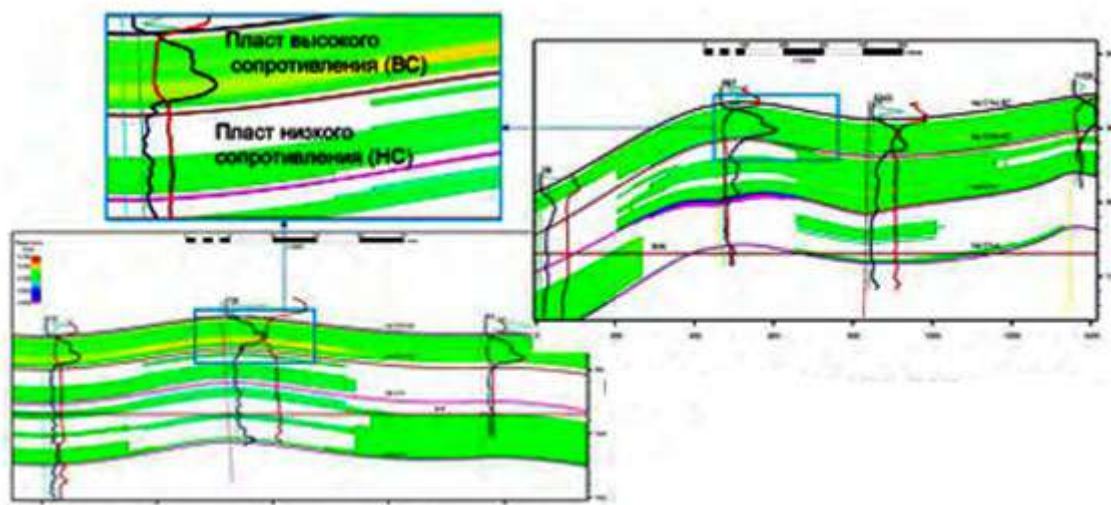


Рисунок 1 – Геологический профиль скважины № 1X

Данные РИГИС (литология, пористость) были перенесены на расчетную сетку модели. Проницаемость рассчитывалась через корреляцию с пористостью, а нефтенасыщенность определялась положением относительно водонефтяного контакта (ВНК).

После построения модели был проведен анализ расположения скважин с учетом структурного плана пласта в зоне проведения ГРП. Это позволило оптимизировать параметры разрыва с учетом геологических особенностей коллектора.

Отбор скважин для ГРП выполнялся с учётом характеристик пласта: толщины, степени расчленённости и удалённости от водонефтяного контакта (ВНК).

При принятии решения также анализировались: суточные дебиты, накопленная добыча, обводнённость и динамика работы скважины за весь период эксплуатации.

Скважина вскрыла два пласта ВС и НС и район скважины характеризуется большей расчленённостью и наличием более высокопроницаемых пропластков в пласте НС и более худшими коллекторскими свойствами в пласте ВС.

Рекомендуется проведение ГРП на скважине 1X, так как она расположена в зоне с повышенной расчленённостью пласта и низкими коллекторскими свойствами, а также эксплуатируется с низким дебитом (~ 3 т/сут) и обводнённостью 20 %.

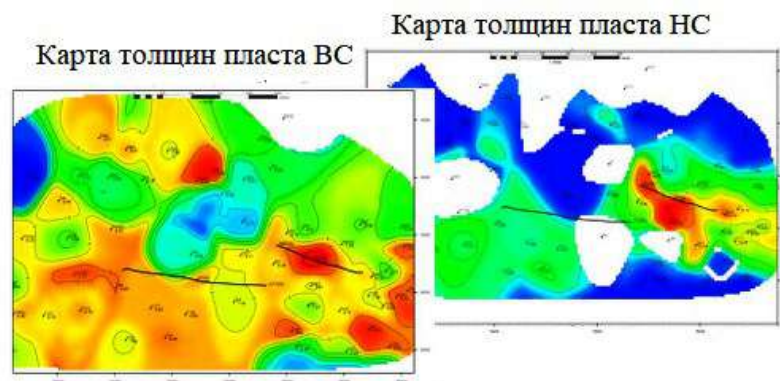


Рисунок 2 – Карты эффективных нефтенасыщенных толщин

По результатам подбора оборудования для скважины после ГРП выбраны: толстостенный насос вставного типа 25-150-RHAM; двухступенчатая конструкция штанговой колонны из углеродистой стали нормализованной; диаметр штанг нижней ступени 19 мм, верхней – 22 мм, 11: 12=55:45; предельная глубина спуска насоса составляет 800 м; при эксплуатации скважины станком-качалкой СК-4-1,2-630 рекомендуемая длина хода плунжера равна 1,2 м, число качаний балансира равно 4,9 оборотов в минуту.

Расчетное значение дополнительной добычи по скважине №1 составило в среднем 989,5 тонн, значит технология ГРП была проведена успешно.

Для оценки технологической эффективности ГРП на скважинах рассматриваемого участка проведен анализ дополнительной добычи нефти и затрат на один технологический цикл (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты проведения ГРП на скважинах

Номер скважины	Стоимость ГТМ, тыс. руб.	Уд. затраты на доп. добычу нефти, руб./т	Доп. добыча нефти за год, т	Продолжительность эффекта, мес.
№1	1183,5	1357,2	872	12
№2	1256,6	842,2	1492	22
№3	1285,4	1868,3	688	6
№4	1306,9	1607,5	813	4
№5	1234,5	856,7	1441	5
№6	1264,9	1397,7	905	8
№7	1326,4	1962,1	676	4
№8	1681,4	1700,1	989	11

Анализ эффективности ГРП (рисунок 3): максимальная дополнительная добыча за год достигнута на скв. №2 (1492 т) и №5 (1441 т); высокие удельные затраты на этих скважинах (0.84 и 0.86 млн руб./т соответственно); общие фактические затраты на ГРП превысили 1.5 млн руб./т. Несмотря на значительный прирост добычи, мероприятия характеризовались повышенной себестоимостью, что требует оптимизации расходов материалов для повышения экономической эффективности.

Технологические последствия ГРП. Усиление притока жидкости требует: смены режима эксплуатации скважин; замены насосного оборудования на более мощное; оптимизации системы сбора и подготовки продукции. Несмотря на высокую технологическую эффективность, экономические показатели ГРП требуют оптимизации затрат на материалы и проведения комплексной подготовки скважин к повышенным дебитам.

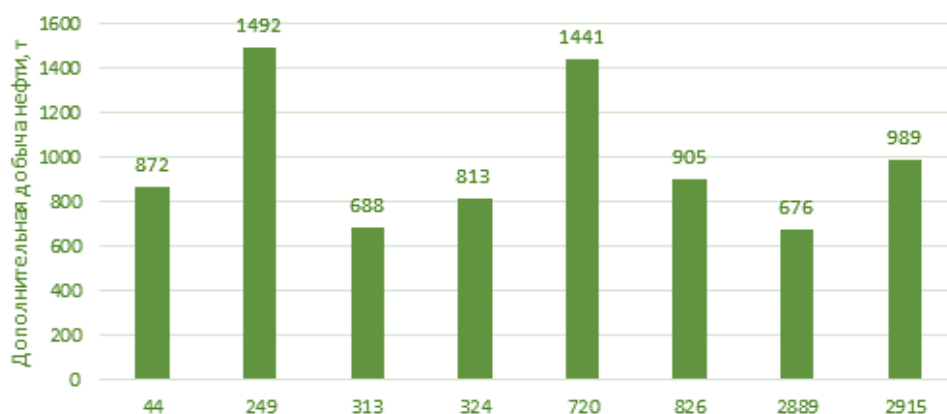


Рисунок 3 – Дополнительная добыча после проведения ГРП

Таблица 3 – Виды насосов, применяемых до и после ГРП

Номер скважины	Тип насоса до проведения ГРП	Тип насоса после проведения ГРП
№1	20-125-RHAM-12-4-2-2	25-175-RHAM-14-4-2-2
№2	20-125-RHAM-12-4	25-150-RHAM-14-4-2-2 SP
№3	20-106-RHAM-14-4-2-2	20-125-RHAM-14-4-2-2
№4	20-125-RHAM-12-4-2-2	25-175-RHAM-14-4-2-2
№5	20-106-RHAM-14-4-2-2	25-150-RHAM-14-4-2-2 SP
№6	175-RHM-T-12-4-4	25-225-TNM-C-14-4-2-2 ЭЦН5-125-1200
№7	20-125-RHAM-14-4-2-2	25-150-RHAM-14-4-2-2 SP
№8	20-125-RHAM-14-4-2-2	25-175-RHAM-14-4-2-2

После проведения ГРП на скважинах выполнена замена насосного оборудования:

– скважина №1: до ГРП: вставной насос (НКТ 60,3/31,8 мм, плунжер 0,61 мм); после ГРП: установлен насос с увеличенным цилиндром (14-футовый) и НКТ 73,0 мм.

– скважины №3 и №5: вставные насосы с диаметром 27,0 мм заменены на модели 31,8 мм и 38,1 мм соответственно.

– скважина №6: первоначально заменен на трубный толстостенный насос (57,2 мм); через 4 месяца штанговый насос заменен на электроцентробежный (ЭЦН).

Причина изменений: увеличение дебита после ГРП потребовало установки оборудования с повышенной производительностью и устойчивостью к возросшим нагрузкам.

Список использованных источников:

1. Здольник С. Е. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть» / С. Е. Здольник, Ю. В. Некипелов, М. А. Гапонов и др. // Нефтяное хозяйство, Москва: 2016. – № 7. – 92 с.
2. Петрова Л. В. Моделирование геолого-технических мероприятий на основе бурения скважины с изменёнными параметрами клапанного узла / Л. В. Петрова, Р. Я. Абдюкова, О. В. Велиева, Э. Р. Валеев // Инженерная физика. – 2024. – № 2. – С. 40-44.
3. Карпов В. Б. Совершенствование разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе применения многозонного гидроразрыва пласта / В. Б. Карпов, Н. В. Паршин, А. А. Рязанов // Нефтяное хозяйство, Москва: 2016. – № 3. – 96 с.
4. Юсифов Т. Ю. Гидроразрыв нефтяных пластов с низким давлением на примере месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» / Т. Ю. Юсифов // Нефтегазовое дело, Москва: 2012. – № 3. – 179 с.
5. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
6. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
7. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
8. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал

Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

10. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

11. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

12. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

13. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

14. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

15. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.

16. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

17. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

18. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

19. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 553.9

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВВОДА НОВЫХ ЗАПАСОВ ПЕРИФЕРИЙНЫХ ЗОН МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.А. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В статье рассматриваются актуальные вопросы повышения эффективности ввода в разработку новых запасов в периферийных зонах месторождений. Периферийные зоны отличаются сложными геолого-техническими условиями, высокой неоднородностью коллекторов и повышенным риском обводнения скважин. Для обеспечения рентабельности добычи необходимо совершенствование систем разработки, оптимизация методов воздействия на пласт и внедрение современных технологий интенсификации добычи. Рассмотрены примеры применения методов бурения горизонтальных скважин, гидроразрыва пласта и интеллектуальных систем управления разработкой. Результаты показывают, что комплексный подход позволяет значительно повысить коэффициент извлечения нефти и снизить затраты при разработке периферийных зон.

Ключевые слова: периферийные зоны, месторождения, новые запасы, эффективность, разработка, добыча

EFFICIENCY IMPROVEMENT OF NEW RESERVES DEVELOPMENT IN PERIPHERAL ZONES OF OIL FIELDS

R.A. Khabibullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)

Abstract. The article deals with the issues of improving the efficiency of developing new reserves in the peripheral zones of oil fields. Peripheral zones are characterized by complex geological and technical conditions, high reservoir heterogeneity and increased risks of water breakthrough. To ensure profitability of production, it is necessary to improve development systems, optimize reservoir stimulation methods and introduce modern technologies of production intensification. Examples of horizontal drilling, hydraulic fracturing and intelligent field management systems are considered. The results show that an integrated approach makes it possible to significantly increase the oil recovery factor and reduce costs in the development of peripheral zones.

Keywords: peripheral zones, oil fields, new reserves, efficiency, development, production

Разработка нефтяных и газовых месторождений в периферийных зонах представляет собой одну из наиболее сложных задач современной нефтяной отрасли. Особенности данных зон заключаются в высокой геологической неоднородности, изменчивости коллекторских свойств, а также в рисках быстрого обводнения добывающих скважин. Введение новых запасов в эксплуатацию в таких условиях требует применения инновационных технологий и комплексного анализа геолого-технических факторов.

Среди наиболее эффективных направлений можно выделить использование горизонтального и многостадийного бурения, которое позволяет охватить большую площадь пласта и обеспечить равномерный дренаж. Применение гидроразрыва пласта (ГРП) в комбинации с закачкой полимерных и наноструктурированных растворов способствует увеличению проницаемости и улучшению фильтрационных характеристик. Интеллектуальные системы мониторинга и управления процессом добычи обеспечивают оперативную корректировку режимов работы скважин, что позволяет снизить темпы обводнения и повысить коэффициент извлечения нефти. Экономические аспекты

Разработка периферийных зон месторождений связана с повышенными затратами. Для минимизации рисков и повышения рентабельности необходимо тщательно оценивать эффективность применяемых технологий. Использование цифровых двойников месторождений и методов машинного обучения позволяет прогнозировать результаты разработки и оптимизировать капитальные вложения. Кроме того, применение технологий повышения нефтеотдачи (ПНП), таких как закачка ПАВ, полимеров и газов, существенно увеличивает извлекаемые запасы.

Повышение эффективности ввода новых запасов периферийных зон месторождений требует комплексного подхода, включающего современные технологии бурения, методы интенсификации добычи, цифровизацию процессов и экономическую оптимизацию. Только при интеграции этих решений возможно достижение высоких показателей нефтеотдачи и обеспечение устойчивого развития нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников:

1. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / О. В. Давыдова, Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, А. Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. – № 11-2 (47). – С. 197-224.
2. Альмухаметова Э. М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи / Э. М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 20-27.
3. Альмухаметова Э. М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 33-39.
4. The analysis of the hydraulic fracturing efficiency at the Potochnoe field facility AV1-2 / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. I. Zakirov, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 8. – Номер статьи 082004. – Pp. 1-7.
5. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
6. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
7. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

УДК 553.9

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЕРИФЕРИЙНЫХ ЗОН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.А. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В статье рассмотрены возможности применения цифровых технологий для оптимизации разработки периферийных зон нефтяных месторождений. Периферийные зоны характеризуются сложными геолого-техническими условиями, высокой неоднородностью коллекторов и рисками обводнения. Использование цифровых двойников, IoT-технологий, аналитики больших данных и машинного обучения позволяет повысить точность прогноза, оптимизировать режимы разработки и снизить операционные затраты.

Ключевые слова: периферийные зоны, цифровизация, нефтяные месторождения, цифровой двойник, эффективность.

UDC 553.9

APPLICATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF PERIPHERAL ZONES OF OIL FIELDS

R.A. Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-23-11)*

Abstract. The article discusses the application of digital technologies to optimize the development of peripheral zones of oil fields. These areas are characterized by complex geological and technical conditions, high reservoir heterogeneity and increased risk of water breakthrough. Digital twins, Internet of Things (IoT), big data analytics and machine learning improve forecasting accuracy, optimize production regimes and reduce operating costs.

Keywords: peripheral zones, digitalization, oil fields, digital twin, efficiency.

Разработка периферийных зон нефтяных месторождений представляет собой одну из наиболее сложных задач нефтяной отрасли. Эти зоны отличаются сложными геолого-техническими условиями, неоднородностью коллекторов и высоким риском преждевременного обводнения скважин.

Цифровые двойники месторождений являются ключевым инструментом цифровизации. Они позволяют объединять данные сейсморазведки, бурения, добычи и мониторинга в единую модель, что повышает точность прогноза поведения залежей и эффективности системы заводнения.

Использование аналитики больших данных и методов машинного обучения даёт возможность прогнозировать обводнение и падение дебитов, а также оптимизировать размещение дополнительных скважин и регулирование закачки. IoT-технологии обеспечивают сбор данных в реальном времени, что позволяет оперативно реагировать на изменения в пласте.

Интеллектуальные системы управления добычей автоматически подбирают оптимальные режимы работы скважин, регулируют закачку и минимизируют потери нефти. Это особенно актуально для периферийных зон, где ручное управление часто неэффективно.

Экономический эффект от цифровизации выражается в снижении эксплуатационных затрат, увеличении нефтеотдачи и продлении срока рентабельной эксплуатации месторождений.

Список использованных источников:

1. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / О. В. Давыдова, Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, А. Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. – № 11-2 (47). – С. 197-224.

2. Альмухаметова Э. М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи / Э. М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 20-27.
3. Альмухаметова Э. М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 33-39.
4. The analysis of the hydraulic fracturing efficiency at the Potochnoe field facility AV1-2 / E. M. Almukhametova, D. I. Fattakhov, A. I. Zakirov, A. R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 8. – Номер статьи 082004. – Pp. 1-7.
5. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
6. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
7. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.
8. Патент № 190546 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Утилизирующая попутный нефтяной газ энергетическая установка для выработки пара, подаваемого в нагнетательные скважины: № 2019109296: заявл. 29.03.2019: опубл. 03.07.2019 / Давыдова О. В., Гуторов Ю. А., Габдрахманов Н. Х., Мамбетов М. М.; патентообладатель Давыдова Оксана Викторовна. – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 14.03.2025).
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
11. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
12. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д.

А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

13. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

14. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

15. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

УДК 556.3

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ НА УРОВЕНЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Э.Б. Хабибулин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

Аннотация. В данной статье рассматриваются влияние климатических условий на уровень подземных вод, основные влияния изменения климата на подземные воды, а также последствия этих изменений. В работе проанализированы ключевые механизмы воздействия климата, включая изменение режима и интенсивности осадков, рост температуры и испарения, таяние вечной мерзлоты, а также повышение уровня моря, ведущее к засолению водоносных горизонтов.

Ключевые слова: Климатические изменения, подземные воды, уровень грунтовых вод, водоносные горизонты.

UDC 556.3

THE INFLUENCE OF CLIMATE CHANGE ON GROUNDWATER LEVELS

E.B. Khabibulin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group SGR-23-11)

Abstract. This article examines the influence of climatic conditions on groundwater levels, the main impacts of climate change on groundwater, and the consequences of these changes. The work analyzes key climate impact mechanisms, including changes in precipitation patterns and intensity, rising temperatures and evaporation, permafrost melting, and sea-level rise leading to the salinization of aquifers.

Keywords: Climate change, groundwater, groundwater level, aquifers.

Влияние климатических изменений в целом представляет собой достаточно масштабную проблему имеющую место быть в вопросах по влиянию на аспекты окружающей среды в том числе и уровень подземных вод.

Климатические изменения воздействуют на уровень подземных через ряд факторов, которыми являются изменения в количестве и режиме выпадения осадков, рост температуры и таяние вечной мерзлоты.

1. Изменение режима осадков и пополнения запасов

Интенсивность осадков: Климатические изменения приводят к тому, что осадки все чаще выпадают в виде коротких, но очень интенсивных ливней. В таких условиях большая часть воды не успевает просочиться в землю и стекает по поверхности, вызывая наводнения. Это снижает эффективность пополнения грунтовых вод.

Сезонность: Сдвиги в сезонах дождей и таяния снега нарушают естественный цикл пополнения водоносных горизонтов. Например, более раннее таяние снега означает, что вода уходит в реки тогда, когда растительность еще не активна и испарение ниже, но это же может привести к дефициту воды в засушливый летний период.

Соотношение дождь/снег: В горных регионах повышение температуры приводит к тому, что осадки все чаще выпадают в виде дождя, а не снега. Снежный покров действует как естественный резервуар, постепенно отдает воду весной и летом. Его исчезновение лишает водоносные горизонты стабильного и продолжительного источника пополнения.

2. Повышение температуры и увеличение испарения

Более высокие температуры увеличивают скорость испарения с поверхности почвы и транспирации растений.

Это приводит к большим потерям воды из верхних слоев почвы до того, как она сможет достичь уровня грунтовых вод. В результате требуется больше осадков, чтобы компенсировать эти потери и обеспечить пополнение водоносного горизонта.

3. Повышение уровня моря и затопление прибрежных водоносных пластов

Повышение уровня моря приводит к засолению пресноводных водоносных горизонтов. Более тяжелая соленая вода подпирает и вытесняет пресную грунтовую воду, делая ее непригодной для питья и орошения.

4. Таяние вечной мерзлоты

В арктических и субарктических регионах таяние вечной мерзлоты имеет двойной эффект:

В краткосрочной перспективе: Таяние льда может временно повысить уровень грунтовых вод и привести к образованию новых озер и заболачиванию.

В долгосрочной перспективе: После того как лед растает, происходит осадка грунта, изменяются гидравлические пути. Талая вода, которая раньше удерживалась мерзлотой, быстро стекает или испаряется, что в конечном итоге может снизить общие запасы подземных вод и привести к осушению ландшафта.

5. Усиление зависимости от подземных вод

Климатические изменения косвенно усугубляют проблему через деятельность человека. Учащение засух и нестабильность поверхностных водных источников (рек, озер) заставляют людей активнее бурить скважины и использовать подземные воды для орошения и водоснабжения. Это приводит к ускоренному истощению и без того стрессовых водоносных горизонтов.

Рассмотрим на примере Чарышской впадины в Алтайском крае.

Наблюдается быстрое и значительное снижение уровня подземных вод. Скважины мелеют или пересыхают, колодцы приходится углублять. Это приводит к проблемам с водоснабжением населенных пунктов и угрожает существованию всего аграрного сектора региона.

Роль климатических изменений в этой ситуации

1. Изменение режима осадков и стока реки Чарыш:

Зимы становятся менее снежными, но более теплыми. Это приводит к сокращению снегозапасов в горах Салаира, которые являются основным источником питания реки Чарыш.

Как следствие, уменьшается весенне-летний сток реки. Меньше воды в реке - меньше возможности для традиционного полива и меньше воды просачивается в аллювиальные отложения для пополнения водоносного пласта.

2. Увеличение температуры и испаряемости:

Рост летних температур увеличивает испарение с поверхности почвы и транспирацию сельскохозяйственными культурами.

Это создает возрастающую потребность в воде для полива, одновременно сокращая естественное пополнение запасов.

3. Учащение и усиление засух:

Периоды аномальной жары и засух стали чаще и интенсивнее. В эти периоды нагрузка на подземные воды многократно возрастает, так как поверхностные источники (реки, пруды) пересыхают.

Антропогенный фактор, усугубляющий проблему

Климатические изменения выступают как "спусковой крючок" проблемы, корень которой - интенсивный и нерегулируемый водозабор.

Фермеры, сталкиваясь с нехваткой воды из рек, массово бурят скважины и устанавливают мощные насосы для орошения.

Объем извлекаемой воды превышает объем естественного пополнения водоносного горизонта.

Формируется обширная депрессионная воронка - область, где уровень грунтовых вод резко понижен.

Последствия для региона

Водный кризис: Сельские жители сталкиваются с пересыханием колодцев и скважин, что создает социальную напряженность.

Экономические убытки: Падение урожайности, гибель посевов, необходимость инвестировать в более глубокое бурение.

Экологические риски Снижение уровня грунтовых вод может привести к деградации естественной растительности и истощению малых рек и ручьев, которые подпитывались из того же горизонта.

Климатические изменения нарушают естественный баланс формирования подземных вод, который складывался тысячелетиями. Основной вывод заключается в том, что в большинстве регионов мира климатические изменения усугубляют существующие проблемы с водой - засушливые районы становятся еще суше, а в районах с избытком влаги возникают новые риски, связанные с подтоплением.

Управление подземными водами в условиях меняющегося климата требует адаптивных стратегий, включая искусственное пополнение водоносных горизонтов, повышение эффективности водопользования, внедрение мониторинга и разработку долгосрочных прогнозов.

Список использованных источников:

1. Taylor, R. G., et al. (2013). "Ground water and climate change." *Nature Climate Change*, 3(4), 322-329
2. Werner, A. D., & Simmons, C. T. (2009). "Impact of sea-level rise on sea water intrusion in coastal aquifers." *Ground Water*, 47(2), 197-204
3. Walvoord, M. A., & Kurylyk, B. L. (2016). "Hydrologic impacts of thawing permafrost- A review.
4. <https://www.usgs.gov/mission-areas/water-resources/science/groundwater-climate-response>
5. <https://www.ipcc.ch/>
6. <https://public.wmo.int/>
7. <https://www.worldbank.org/>
8. <http://www.meteorf.ru/>
9. <https://www.mnr.gov.ru/>
10. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник

трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

11. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

12. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.

13. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

14. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

15. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

16. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

17. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

18. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

19. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

20. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых

ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

21. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

22. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ N

Хайруллин М.Р.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. В современных условиях разработки нефтяных месторождений, особенно находящихся на поздней стадии, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) приобретают ключевое значение для поддержания и интенсификации добычи. Эти технологии направлены на решение двух основных задач: увеличение охвата пласта воздействием и интенсификацию процесса вытеснения остаточной нефти. Эффективность ФХ МУН достигается за счет целенаправленного изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта и реологических характеристик вытесняющих агентов. В данной статье проводится комплексный анализ многолетнего опыта применения ФХ МУН на месторождении N, оценивается их вклад в дополнительную добычу и определяются ключевые факторы успешного внедрения.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, методы нефтеотдачи пластов, увеличение нефтеотдачи, запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, нефтеотдача

UDC 622.276.6

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF PHYSICO-CHEMICAL METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY AT FIELD N

Khayrullin M.R.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, gr. MGR12dv-23-11)

Abstract. In the modern context of oil field development, especially at a late stage, physico-chemical enhanced oil recovery (EOR) methods are becoming crucial for maintaining and intensifying production. These technologies are aimed at solving two main challenges: increasing reservoir sweep efficiency and enhancing the displacement of residual oil. The effectiveness of physico-chemical EOR is achieved through the targeted modification of the reservoir's petrophysical properties and the rheological characteristics of displacing fluids. This paper provides a comprehensive analysis of the long-term experience in applying physico-chemical EOR methods at Field N, assesses their contribution to incremental oil production, and identifies the key factors for their successful implementation.

Keywords: oil fields, oil recovery methods, increased oil recovery, oil reserves, oil recovery coefficient, oil recovery

Физико-химические методы представляют собой комплекс технологий, основанных на закачке в продуктивный пласт специальных химических реагентов. Их воздействие реализуется по двум основным направлениям:

Увеличение охвата пласта заводнением. Данный эффект достигается за счет селективного перераспределения фильтрационных потоков в неоднородном пласте. При закачке потокоотклоняющих составов (гелей, осадков, эмульсий) в высокопроницаемых пропластках формируется искусственный экран, который значительно повышает их фильтрационное сопротивление. Это приводит к перенаправлению потока закачиваемой воды в ранее незадействованные, слабодренлируемые низкопроницаемые зоны, тем самым подключая их к активной разработке.

Интенсификация доотмыва остаточной нефти. Второй механизм действия связан с улучшением вытесняющих свойств самого агента. Применение композиций, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствует снижению межфазного натяжения на границе «нефть-вода». Кроме того, внутрипластовое образование устойчивых вязких эмульсий повышает подвижность вытесняющего фронта, что приводит к более эффективному вытеснению капиллярно удержанной остаточной нефти из пор коллектора.

Особое значение в системе ФХ МУН занимают технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП), которые следует применять на стадии прогрессирующего обводнения продукции. Регулярное, циклическое проведение обработок (1-2 раза в год) демонстрирует кумулятивный эффект и, как показывает практика, является более результативным по сравнению с разовой закачкой большого объема реагента.

Месторождение N находится в промышленной разработке с 1978 года. В эксплуатации находятся пять основных объектов: АВ₁₋₂, БВ₆, БВ₈, БВ₁₀, Ач и ЮВ₁. Физико-химическое воздействие применяется на четырех из них: АВ₁₋₂, БВ₁₀, Ач и ЮВ₁.

Объект АВ₁₋₂ характеризуется сложным геологическим строением. Продуктивные пласты АВ₁³ и АВ₂ отличаются неравномерным распределением эффективных толщин, наличием наклонных водонефтяных контактов и многочисленных зон литологического замещения. Эти факторы создают значительные сложности для разработки, ограничивая гидродинамическую связь между различными частями залежи. Плановая температура объекта составляет 73 °С.

За шестилетний проектный период (2018-2023 гг.) на месторождении N был выполнен значительный объем работ по физико-химическому воздействию. Фактически было проведено 879 обработок нагнетательных скважин с применением потокоотклоняющих технологий, что составило 85% от первоначально запланированного объема (1035 операций).

Несмотря на невыполнение плана по количеству операций, суммарная дополнительная добыча нефти оказалась весьма существенной и составила 523,3 тыс. тонн против проектных 619,7 тыс. тонн. Это свидетельствует о высокой эффективности проведенных мероприятий. Ключевым показателем является удельная эффективность – дополнительная добыча на одну скважино-операцию. Фактическое значение за период (0,595 тыс. т/операцию) практически полностью соответствовало проектной величине (0,599 тыс. т/операцию), что подтверждает корректность исходных технологических решений и высокую дисциплину исполнения.

Таблица 1 – Сравнение проектных и фактических показателей применения ФХ МУН на месторождении N за 2018-2023 гг.

Параметр	Размерность	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		Итого за период	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Количество ФХМУН	ед.	168	132	146	133	146	117	160	154	215	198	200	145	1035	879
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	128	87,43	99,55	88	86,42	93,43	80,94	94,49	118,7	112,8	106,1	47,18	619,7	523,3
Средняя дополнительная добыча нефти	тыс.т/скв.	0,762	0,662	0,682	0,662	0,592	0,799	0,506	0,614	0,552	0,570	0,531	0,325	0,599	0,595

Внедрение физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта на месторождении N начато в 1986 году. По состоянию на дату анализа на месторождении реализовано 65 технологий.

За всю историю применения ФХ МУН (1990-2023 годах) по состоянию на 01.01.2020 с целью повышения нефтеотдачи пластов на нагнетательном фонде месторождения проведены 3558 обработок потокоотклоняющими технологиями. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ФХ МУН за период 1990-2023 годах, по состоянию на 01.01.202 составила 2681,4 тыс.т, удельный эффект – 754 т/скважино-операцию.

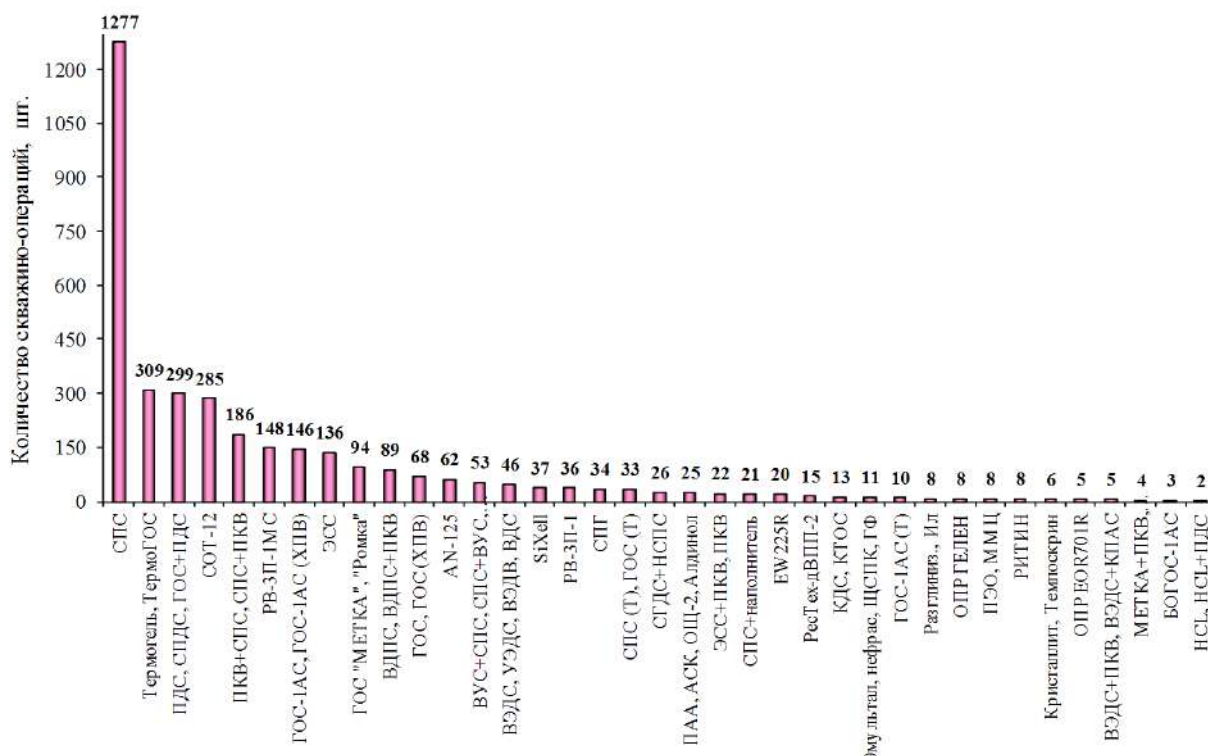


Рисунок 1 – Распределение количества обработок по технологиям месторождения N за период 1990-2023 годов

Основной объем обработок по механизму воздействия относится к потокоотклоняющим технологиям (рисунок 3.1), то есть направлен на изоляцию высокообводненных интервалов, выравнивание профилей приемистости с целью вовлечения в разработку низкопроницаемых интервалов [3].

Все технологии ФХВ по принципу воздействия можно разделить на потокоотклоняющие, доотмывающие (содержащие ПАВ) и интенсифицирующие (на основе кислот, растворителей АСПО, эмульсий). По свойствам входящих в них компонентов технологии разделяются на гелеобразующие (ПАА), осадкообразующие (образование осадка за счет протекания химической реакции в пласте), эмульсионные и кислотные композиции.

Список использованных источников:

1. Боксерман, А.А., Шалимов, Б.В. Фильтрация несмешивающихся жидкостей в средах с двойной пористостью при циклических методах воздействия на нефтяной пласт // Тр. ВНИИ. 1970. - Вып. 55. - С. 27-44.
2. Ишханов, В.Г., Ажнов В.Г. Мероприятия по улучшению разработки залежи Кумского горизонта Новодмитриевского месторождения // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело №6. М.: ВНИИОЭНГ. - 1975. - С. 6-8.

3. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова // Нефт. хоз. -1973. -№ 1.-С. 46-49. Копылов Л.М., Мельников А.И., Пастух П.И. Опыт поперечного разрезания залежи на Трехозерном месторождении // Нефт. хоз. 1983. - № 2. - С. 66-68.
4. Крылов Н. А. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов / Н. А. Крылов, Ю. Н. Батулин, В. М. Рыжик // Системный подход в геологии. М., 1986. - С. 14 - 15.
5. Крылов А. П. Об оценке эффекта нестационарного взаимодействия смежных площадей нефтяного пласта различной степени заводнения / А. П. Крылов, О. Э. Цынкова // Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. Москва: 1975. - С. 166 - 167.
6. Крянев Д. Ю., Петраков А. М., Минаков И. И., Рогова Т. С. и др. ВНИИнефть Отчет по Государственному контракту с Федеральным агентством по науке и инновациям от «30» августа 2005 г. № 02.467.11.4001. (Этапы 1 -3). - 19 томов.
7. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, И. И. Минаков, Т. С. Рогова // Москва: Труды ВНИИнефть, 2007. - вып. 136. - С. 6 - 19.
8. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
9. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
10. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
11. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
12. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
13. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
14. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
15. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском

месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

16. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

УДК 622.276.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА РВ-3П-1 ДЛЯ КОНТРОЛЯ ОБВОДНЕННОСТИ И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

М.Р. Хайруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. статье рассмотрена технология повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на основе применения гелеобразующего реагента РВ-3П-1. Описаны принципы действия, область применения, технико-технологические аспекты, а также представлены результаты опытно-промышленных испытаний на месторождении N. Показано, что использование композиции позволяет выравнивать профиль приемистости нагнетательных скважин, перераспределять фильтрационные потоки и снижать обводненность добываемой продукции, что в комплексе ведет к росту коэффициента извлечения нефти (КИН) на поздней стадии разработки залежи.

Ключевые слова: нефтеотдача, гелеобразующий реагент, заводнение, приемистость, обводненность, РВ-3П-1, карбонатный коллектор, гидродинамическое воздействие.

UDC 622.276.6

STUDY OF THE EFFECTIVENESS OF THE GEL-FORMING COMPOSITION RV-3P-1 FOR WATER CUT CONTROL AND ENHANCED OIL RECOVERY

M.R. Khayrullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, gr. MGR12dv-23-11)*

Abstract. The article discusses an Enhanced Oil Recovery (EOR) technology based on the application of the gel-forming reagent RV-3P-1. It describes the principles of operation, areas of application, technical and technological aspects, and presents the results of field trials at the N field. It is shown that the use of the composition allows for equalizing the injection profile of injection wells, redistributing filtration flows, and reducing the water cut of production. In combination, this leads to an increase in the Oil Recovery Factor (ORF) at the late stage of reservoir development.

Keywords: enhanced oil recovery, gel-forming reagent, waterflooding, injectivity, water cut, RV-3P-1, carbonate reservoir, flooding.

Эффективность разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии во многом определяется возможностями управления фильтрационными потоками в пласте. Одной из ключевых проблем является преждевременное обводнение добывающих скважин вследствие геологической неоднородности пласта и наличия высокопроницаемых пропластков. Для решения этой задачи широко применяются технологии, основанные на использовании химических реагентов, способных формировать в пластовых условиях гелевые барьеры, избирательно уменьшающие проницаемость обводнённых зон. В данной статье рассматривается метод увеличения нефтеотдачи с применением отечественного

гелеобразующего состава РВ-3П-1, сочетающего технологическую эффективность и экологическую безопасность.

Технология с применением реагента РВ-3П-1 предназначена для интенсификации процесса заводнения и изоляции водопритоков в нефтяных скважинах, особенно в условиях карбонатных коллекторов. Её действие направлено на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счёт создания гелевых систем непосредственно в призабойной зоне пласта (ПЗП). Это позволяет перераспределять фильтрационные сопротивления, подключать к работе слабодренлируемые интервалы и ограничивать движение воды по каналам с высокой проницаемостью.

Анализ результатов опытно-промышленных испытаний

Для апробации технологии была выбрана нагнетательная скважина № 7700 объекта БВ6 месторождения Н. Объект характеризуется высокой пластовой температурой (96 °С), сложным геологическим строением с множеством литологических экранов и неоднородным распределением коллекторских свойств.

В скважину был закачан объем 150 м³ гелеобразующей композиции, рассчитанный исходя из эффективной толщины пласта 7 м и нормы закачки 2 м³ реагента на 1 м толщины.

Результаты обработки, отраженные в изменении показателей приемистости, представлены в таблице.1

Таблица 1 – Приемистость скважины № 7700 на трех режимах

Режим	q _{пр} до обработки, м ³ /сут	q _{пр} после обработки, м ³ /сут
P = 8 МПа	140	110
P = 9 МПа	160	120
P = 10 МПа	170	125

Устойчивое снижение приемистости на 20-25% после обработки свидетельствует о успешном формировании гелевых барьеров в высокопроницаемых каналах и перераспределении фильтрационных потоков. Это подтверждает, что реагент РВ-3П-1 селективно блокировал зоны с высокой водопроницаемостью, перенаправляя поток закачиваемой воды в ранее не охваченные дренированием области пласта. Ожидаемым технологическим эффектом от данной обработки является снижение обводненности на группе реагирующих добывающих скважин (№ 7688, № 7699Г, № 7701Г, № 7706, № 7712Г) и вовлечение в разработку дополнительных запасов нефти.

Проведенные исследования и опытно-промышленные испытания подтвердили высокую технологическую эффективность гелеобразующего состава РВ-3П-1 для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов в условиях высоких температур. Технология демонстрирует комплексное воздействие: выравнивание профиля приемистости, изоляцию обводнённых пропластков и увеличение коэффициента охвата пласта заводнением. Рекомендуются для широкого внедрения на месторождениях с аналогичными геолого-промысловыми условиями, находящихся на завершающей стадии разработки, для стабилизации добычи нефти и снижения темпов обводнения продукции. Дальнейшие исследования целесообразно направить на оптимизацию объемов закачки и изучение долгосрочного эффекта от применения реагента на КИН.

Список использованных источников:

1. Боксерман, А.А., Шалимов, Б.В. Фильтрация несмешивающихся жидкостей в средах с двойной пористостью при циклических методах воздействия на нефтяной пласт // Тр. ВНИИ. 1970. - Вып. 55. - С. 27-44.
2. Ишханов, В.Г., Ажнов В.Г. Мероприятия по улучшению разработки залежи Кумского горизонта Новодмитриевского месторождения // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело №6. М.: ВНИИОЭНГ. - 1975. - С. 6-8.

3. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.И. Сургучев, О.Э. Цынова // Нефт. хоз. -1973. -№ 1.-С. 46-49. Копылов Л.М., Мельников А.И., Пастух П.И. Опыт поперечного разрезания залежи на Трехозерном месторождении // Нефт. хоз. 1983. - № 2. - С. 66-68.
4. Крылов Н. А. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов / Н. А. Крылов, Ю. Н. Батурин, В. М. Рыжик // Системный подход в геологии. М., 1986. - С. 14 - 15.
5. Крылов А. П. Об оценке эффекта нестационарного взаимодействия смежных площадей нефтяного пласта различной степени заводнения / А. П. Крылов, О. Э. Цынова // Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. Москва: 1975. - С. 166 - 167.
6. Крянев Д. Ю., Петраков А. М., Минаков И. И., Рогова Т. С. и др. ВНИИнефть Отчет по Государственному контракту с Федеральным агентством по науке и инновациям от «30» августа 2005 г. № 02.467.11.4001. (Этапы 1 -3). - 19 томов.
7. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, И. И. Минаков, Т. С. Рогова // Москва: Труды ВНИИнефть, 2007. - вып. 136. - С. 6 - 19.
8. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
9. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
10. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
11. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
12. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
13. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
14. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
15. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в

нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

16. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

17. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

18. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

19. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

20. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.

21. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

22. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

23. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

УДК 622.276

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Хайруллин М.Р.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. Эффективная разработка зрелых нефтяных месторождений упирается в фундаментальную проблему - геологическую неоднородность пласта-коллектора. Вместо равномерного вытеснения, фильтрационные потоки фокусируются в высокопроницаемых «каналах», минуя значительные объемы углеводородов, locked в низкопроницаемых матричных блоках. Данный вызов диктует необходимость перехода от стандартных методов воздействия к комплексному применению специализированных технологий повышения нефтеотдачи (ТПН).

Ключевые слова: нефтяные месторождения, методы нефтеотдачи пластов, увеличение нефтеотдачи, запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, нефтеотдача

UDC 622.276

METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY IN OIL FIELDS

Khayrullin M.R.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, gr. MGR12dv-23-11)*

Abstract. Effective development of mature oil fields faces a fundamental challenge - the geological heterogeneity of the reservoir rock. Instead of uniform displacement, filtration flows become channeled through high-permeability "thief zones," bypassing significant volumes of hydrocarbons locked in the low-permeability matrix blocks. This challenge dictates the necessity of transitioning from standard recovery methods to the comprehensive application of specialized Enhanced Oil Recovery (EOR) technologies..

Keywords: oil fields, oil recovery methods, increased oil recovery, oil reserves, oil recovery coefficient, oil recovery

В современной практике разработки нефтяных месторождений, находящихся на завершающей стадии эксплуатации, технология строительства горизонтальных скважин перешла из разряда инновационных решений в категорию стандартного и экономически оправданного инструмента. Ее повсеместное внедрение продиктовано объективными операционными вызовами, среди которых ключевыми являются растущая доля малодебитных и высокообводненных фонтанных скважин, а также неуклонное увеличение количества бездействующих и ликвидированных по техническим причинам объектов. Особую значимость данный подход демонстрирует в контексте разработки сложнопостроенных коллекторов, характеризующихся выраженной литологической неоднородностью и содержащих значительные объемы трудноизвлекаемых запасов. На таких месторождениях традиционные системы размещения вертикальных стволов часто оказываются неэффективными, поскольку негативные процессы, такие как активное обводнение продуктивных интервалов и резкое падение пластового давления, начинают опережать темпы отбора запасов, что приводит к их значительным недопоступлениям. Фундаментальный принцип, лежащий в основе высокой эффективности горизонтальных скважин, заключается в радикальном увеличении длины фильтровой зоны, контактирующей с продуктивной толщей. Этот качественный скачок позволяет решить две основные задачи: во-первых, обеспечить доступ к изолированным и слабодренлируемым линзам и пропласткам, и, во-вторых, создать условия для значительной интенсификации процесса извлечения углеводородов за счет формирования устойчивых депрессионных воронок большой площади..

Представленная технология занимает важное место в арсенале тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов, предлагая принципиально иной подход к тепловому воздействию на продуктивный коллектор. В отличие от традиционных методов, предполагающих внешний нагрев и транспортировку теплоносителя, данный способ основан на преобразовании энергии высокочастотного электромагнитного поля в тепловую энергию непосредственно в толще пласта. Такой механизм генерации тепла позволяет минимизировать потери энергии и обеспечить более равномерное и контролируемое тепловое воздействие на целевую зону. Эффективность и масштабы воздействия технологии определяются комплексом взаимосвязанных параметров. Существенное значение имеет выбранная схема генерации электромагнитного поля – будь то внутрискважинная конфигурация для локального воздействия или межскважинная система для создания протяженных термообработанных зон. Не менее важными являются энергетические характеристики самого поля, в частности величина напряжения и частота колебаний, которые должны быть оптимально подобраны под конкретные условия. Кроме того,

решающее влияние на распространение энергии и конечный результат оказывают естественные электропроводящие свойства пласта-коллектора, включая его минералогический состав и степень насыщенности электролитами.

Воздействие технологии на пласт носит комплексный многоуровневый характер. Первичным и наиболее значимым эффектом является тепловое воздействие, приводящее к существенному снижению вязкости нефти и повышению ее подвижности. Параллельно с этим наблюдается ряд благоприятных сопутствующих явлений: происходит разрушение устойчивых нефтяных эмульсий, что облегчает последующее разделение фаз; снижается температура начала выпадения парафиновых отложений, минимизируя риски образования внутрипластовых и эксплуатационных пробок; а силовое воздействие электромагнитного поля на флюид создает дополнительные микроградиенты давления, способствующие перемещению углеводородов в зону отбора. Совокупность этих эффектов не только интенсифицирует текущую добычу, но и способствует вовлечению в активную разработку трудноизвлекаемых запасов, остающихся в низкопроницаемых зонах коллектора после применения традиционных методов воздействия. [2].

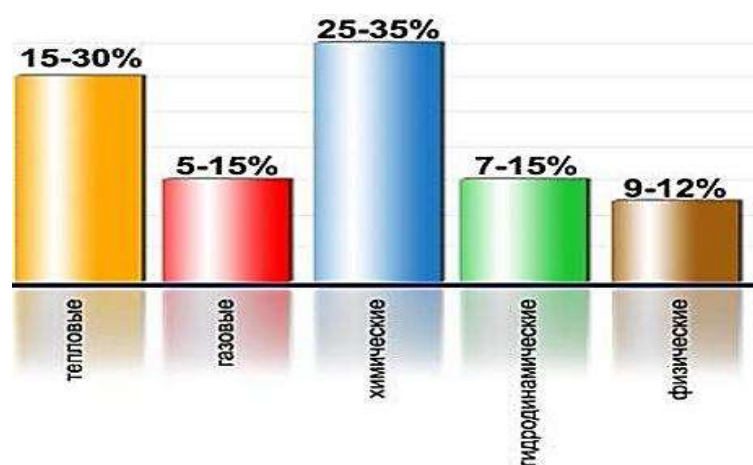


Рисунок 1 – Процентное соотношение применения МУН

К настоящему времени в нефтедобывающей отрасли сформировался комплекс технологий, позволяющих целенаправленно изменять фильтрационные характеристики продуктивных пластов. Среди них особое место занимают методы волнового воздействия, демонстрирующие высокую эффективность в широком спектре геолого-физических условий. Принципиальной особенностью данных технологий является возможность тонкой настройки амплитудно-частотных характеристик излучения, что позволяет адаптировать параметры воздействия под специфические условия конкретного месторождения и решать разнообразные технологические задачи - от разрушения near-wellbore зоны до модификации реологических свойств пластовых флюидов. Наблюдаемый положительный эффект от применения волновых методов имеет пространственно распределенный характер. В непосредственной близости от источника генерируемых импульсов регистрируется значительная интенсификация притока, обусловленная комплексом физико-химических процессов. При этом в отдельных случаях, при определенных резонансных режимах обработки и благоприятных фильтрационно-емкостных свойствах пород, эффект воздействия может распространяться на значительные расстояния, достигая сотен метров от точки генерации волн. Это подтверждается инструментальными наблюдениями за изменениями дебитов добывающих скважин, находящихся вне зоны непосредственного вмешательства.

Таким образом, современные методы волнового воздействия на пласт представляют собой уникальный инструмент, позволяющий реализовать два принципиально различных механизма влияния на фильтрационные процессы. С одной стороны, они обеспечивают

целенаправленное локальное воздействие в призабойной зоне, с другой - при определенных условиях способны инициировать изменения фильтрационных характеристик на площадной территории. Эта двойственная природа открывает новые возможности для управления разработкой месторождений, особенно на поздних стадиях эксплуатации, когда традиционные методы повышения нефтеотдачи часто оказываются недостаточно эффективными.

Список использованных источников:

1. Боксерман, А.А., Шалимов, Б.В. Фильтрация несмешивающихся жидкостей в средах с двойной пористостью при циклических методах воздействия на нефтяной пласт // Тр. ВНИИ. 1970. - Вып. 55. - С. 27-44.
2. Ишханов, В.Г., Ажнов В.Г. Мероприятия по улучшению разработки залежи Кумского горизонта Новодмитриевского месторождения // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело №6. М.: ВНИИОЭНГ. - 1975. - С. 6-8.
3. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова // Нефт. хоз. -1973. -№ 1.-С. 46-49. Копылов Л.М., Мельников А.И., Пастух П.И. Опыт поперечного разрезания залежи на Трехозерном месторождении // Нефт. хоз. 1983. - № 2. - С. 66-68.
4. Крылов Н. А. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов / Н. А. Крылов, Ю. Н. Батулин, В. М. Рыжик // Системный подход в геологии. М., 1986. - С. 14 - 15.
5. Крылов А. П. Об оценке эффекта нестационарного взаимодействия смежных площадей нефтяного пласта различной степени заводнения / А. П. Крылов, О. Э. Цынкова // Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. Москва: 1975. - С. 166 - 167.
6. Крянев Д. Ю., Петраков А. М., Минаков И. И., Рогова Т. С. и др. ВНИИнефть Отчет по Государственному контракту с Федеральным агентством по науке и инновациям от «30» августа 2005 г. № 02.467.11.4001. (Этапы 1 -3). - 19 томов.
7. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, И. И. Минаков, Т. С. Рогова // Москва: Труды ВНИИнефть, 2007. - вып. 136. - С. 6 - 19.
8. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
9. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
10. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
11. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
12. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф.

Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

13. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.

14. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.

15. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.

6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

16. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

17. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

18. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

19. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

20. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

21. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТ ПО УСТРАНЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

И.Р. Хасанов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

И.И. Габидуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

Д.Ю. Иванов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Д.В. Борисов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Аннотация. В настоящее время подавляющее большинство нефтегазовых месторождений России достигло заключительной, четвертой стадии разработки. Данный факт свидетельствует о критическом уровне истощения запасов и напрямую указывает на высокую степень износа основных фондов, включая эксплуатационное оборудование и обсадные колонны скважин.

Ключевые слова: обсадная колонна, методы ликвидации, нарушение стенки колонны, негерметичность обсадной колонны

UDC 622.276

IMPROVING THE SEALING OF CATHEDRAL COLUMNS

I.R. Khasanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-12)*

I.I. Gabidullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-12)*

D.Y. Ivanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)*

D.V. Borisov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRsz-21-13)*

Abstract. Currently, the vast majority of Russia's oil and gas fields have reached the final, fourth stage of development. This fact indicates a critical level of reserves depletion and directly points to a high degree of wear and tear on fixed assets, including operational equipment and well casings.

Keywords: casing string, elimination methods, violation of the casing wall, leakage of the casing string

Одной из наиболее актуальных проблем в нефтегазодобыче является нарушение целостности обсадных колонн, главным образом проявляющееся в образовании трещин [1]. Сложность установления точной причины возникновения данного дефекта связана с многообразием способствующих факторов, таких как: коррозия, ошибки при цементировании, неправильный подбор конструкции скважины, механические повреждения и интенсивное искривление ствола.

Дорогостоящие и технологически сложные работы по ликвидации негерметичности (РИР) зачастую являются единственным способом вернуть скважину в эксплуатацию. Даже их временная эффективность позволяет многократно сократить объем попутно добываемой воды и повысить конечную нефтеотдачу (КИН). Широкое распространение консервации скважин по причине нерентабельности, вызванной дефектами колонны, ведет к невыполнению проектного КИН и прямым экономическим потерям. Таким образом, совершенствование методов диагностики и повышение эффективности РИР представляются крайне важными задачами для отрасли [2].

Обеспечение долговременной герметичности эксплуатационной колонны представляет собой одну из ключевых задач на всех этапах освоения месторождения. Появление в ней дефектов влечет за собой существенные экономические издержки, связанные с проведением ремонтно-восстановительных мероприятий. Это не только сокращает продолжительность безремонтного периода эксплуатации скважины, но и в целом снижает эффективность разработки всего объекта. Кроме того, техническая сложность и значительная продолжительность ремонтно-изоляционных работ обуславливают длительные

простой добывающего фонда, что в ряде случаев способно оказать критическое негативное воздействие на весь процесс нефтеотдачи.

Выбор стратегии ремонта скважины осуществляется после локализации участка нарушения герметичности колонны. Современная промышленность применяет для этого различные технологии, основанные на использовании специальных устройств и тампонажных материалов. Определяющими факторами при выборе конкретного способа ремонта являются геологические условия и гидродинамическая обстановка в зоне проведения работ.

Наиболее экономичным и технологически простым методом восстановления герметичности эксплуатационной колонны является использование одно- или двухпакерных комплексов. Данный подход позволяет изолировать интервал с повреждением колонны, через который происходит нежелательное поступление воды в скважину. Конструктивно пакеры подразделяются на механические и гидравлические [3].

Основными преимуществами данного способа являются низкая стоимость и высокая скорость выполнения работ. Установка системы проводится в течение одной спускоподъемной операции (СПО). Дополнительным достоинством технологии является возможность демонтажа и извлечения пакера из скважины, а также его последующего разбуривания. Временные затраты на монтаж конструкции составляют 140–180 часов, при этом длина изолируемого участка может достигать 1500 метров.

Однако метод имеет ряд существенных ограничений. После установки пакеров становятся невозможными проведение геофизических исследований затрубного пространства и промывка скважины через затрубную зону. Это снижает возможности мониторинга технического состояния скважины и проведения последующих ремонтных операций.

Метод установки металлического пластыря характеризуется достаточно простой технологией проведения и умеренной стоимостью работ. К его достоинствам относится возможность изоляции интервалов длиной от одного метра до нескольких сотен метров. Ключевым ограничением методики является уменьшение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны после ремонта. Помимо традиционных несъемных стальных конструкций, применяются также извлекаемые модификации металлических пластырей. Их устройство имеет определенные отличия, в то время как процедура спуска в скважину практически идентична стандартной технологии.

Метод установки металлического пластыря получил широкое распространение при проведении ремонтно-изоляционных работ, направленных на устранение различных дефектов эксплуатационной колонны, включая трещины, коррозионные и механические повреждения, а также нарушения герметичности в муфтовых соединениях и стыковочных узлах [4-5].

Конструкции пластырей производятся для обсадных колонн номинальным диаметром 146 и 168 мм. Внутренний проходной диаметр восстановленного участка после ремонта составляет 104 и 123 мм соответственно, при максимальной длине изолируемого интервала до 18 метров.

Ключевым преимуществом технологии является значительное сокращение сроков выполнения работ - на 2–3 суток по сравнению с традиционными цементными методами. Среднее время, необходимое для установки пластыря, варьируется в диапазоне от 90 до 120 часов. Статистические данные подтверждают высокую надежность метода, демонстрируя успешность его применения примерно в 90% случаев.

Ключевым достоинством применения колонны-«летучки» является возможность ремонта значительного интервала за одну спускоподъемную операцию (СПО). Однако данный метод, аналогично установке пластыря, приводит к уменьшению внутреннего диаметра эксплуатационной колонны. Кроме того, после проведения тампонажных работ извлечение «летучки» представляет значительные технологические трудности.

В современной практике все более распространенными становятся «летучки», изготовленные из стеклопластика. Промышленная эксплуатация демонстрирует их повышенную стойкость в агрессивных коррозионных средах по сравнению со стальными аналогами. Дополнительным преимуществом стеклопластиковых труб является их способность к легкому разбуриванию.

Метод монтажа металлического моста применяется для изоляции текущего пласта с целью перехода на вышерасположенный горизонт. Конструкция устройства, сочетающая продольно-гофрированные, цилиндрические и сферические элементы, обеспечивает не только герметизацию дефектного интервала эксплуатационной колонны, но и позволяет надежно перекрыть основной ствол скважины. Данное решение является менее металлоемким по сравнению с пакерными системами, при этом превосходя их по показателям долговечности и надежности. Ключевым преимуществом технологии также является проведение опрессовки в рамках одной спускоподъемной операции (СПО). В сравнении с традиционными цементными мостами, металлический аналог демонстрирует более высокую эксплуатационную эффективность.

Среди современных методов ремонтно-изоляционных работ (РИР) наибольшее распространение получили технологии тампонирувания под давлением с применением разнообразных ремонтных составов.

Выбор конкретного тампонажного материала и технологии его нагнетания определяется характером повреждения эксплуатационной колонны, приёмистостью пласта, температурным режимом в зоне нарушения герметичности и другими факторами. Следовательно, успешное проведение работ возможно только при учёте воздействия указанных условий на свойства тампонажных материалов и возможности регулирования этих свойств в соответствии с конкретными геолого-техническими особенностями скважины [6-7].

Для повышения эффективности изоляции при низкой приёмистости интервала рекомендуется использовать легкофильтрующиеся составы, такие как смолы и микроцементы. Применение традиционных цементных систем в таких условиях недостаточно эффективно. В случае высокой приёмистости перед цементированием необходимо нагнетать гелеобразующие или вязкоупругие составы для создания изоляционного экрана и снижения поглощения.

Тампонирувание сквозных дефектов обсадных колонн применяется в случаях, когда замена повреждённого участка или установка внутрь колонны труб меньшего диаметра технически невозможны. Методы тампонирувания под давлением также используются при негерметичности цементного кольца между горизонтами, а также при признаках разрушения или отсутствия цемента в интервале перфорации отключаемого пласта.

В настоящее время как в России, так и за рубежом для восстановления герметичности эксплуатационной колонны (ЭК) широко применяется комплексный подход. Это обусловлено усложнением горно-геологических условий на разрабатываемых месторождениях. Выбор оптимального метода и технологии проведения работ зависит от множества взаимосвязанных факторов.

Список использованных источников:

1. Насыров В. А. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти / В. А. Насыров, Ю. В. Шляпников, А. М. Насыров // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №2/н (14). – С. 14-17.
2. Яковлев А. А. Анализ и обоснование выбора очистных агентов, и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород / А. А. Яковлев, М. В. Турицына, Е. В. Могильников // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №12. – С. 22-32.
3. Ковалев А. В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А. В. Ковалев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 225 с.

4. Вахромеев А. Г. Смятие обсадных колонн при бурении скважин в соленосном комплексе юга Сибирской платформы / А. Г. Вахромеев, Г. М. Толкачев, А. С. Козлов, С. А. Сверкунов, Н. Н. Мартынов, И. В. Горлов, А. С. Смирнов, В. Г. Заливин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – №10. – С. 42-49.
5. Мухаметшин В. Г. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению / В. Г. Мухаметшин, Г. С. Дубинский, А. П. Аверьянов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – №3. – С. 19-24.
6. Глушков И. Н. Руководство к бурению скважин / И. Н. Глушков. – Том 3 изд. – М.: Изд-во Совета нефтяной пром-тси, 1925. – 596 с.
7. Пресняков А. Ю. Построение технологии РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн / А. Ю. Пресняков, А. В. Сахань // Территория нефтегаз. – 2008. – №8. – С. 62-65.
8. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
9. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
10. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
11. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
12. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
13. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
14. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
15. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17

апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

16. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

УДК 622.276.66

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Р. Хасанов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы МГР12дв23-11)

И.Г. Фаттахов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Аннотация. Внедрение технологии ГРП на Ромашкинском месторождении является актуальным, так как рассматриваемая площадь находится в завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими и медленно снижающимися уровнями добычи нефти, высокой обводненностью добываемой продукции, выбытием скважин из действующего фонда. Снижение добычи нефти происходит за счёт высокой выработанности высоко продуктивных коллекторов и ухудшения состояния структуры запасов.

Ключевые слова: запасы, ГРП, месторождение, площадь, дебит, эффект.

UDC 622.276.66

RATIONALE FOR THE NEED TO IMPLEMENT HYDRAULIC FRACTURING TO INCREASE THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

R.R. Khasanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv23-11)

I.G. Fattakhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)

Abstract. The implementation of hydraulic fracturing technology at the Romashkinskoye field is urgent, as the area is in the final stages of development, characterized by low and slowly declining oil production, high water cuts, and the decommissioning of wells. The decline in oil production is due to the advanced depletion of highly productive reservoirs and the deterioration of the reserve structure.

Keywords: reserves, hydraulic fracturing, deposit, area, flow rate, effect.

Рассматриваемая площадь расположена в восточной части Ромашкинского месторождения. В процессе разбуривания рассматриваемых площадей выяснилась сложная конфигурация контура нефтеносности Ромашкинского месторождения на севере и востоке. Вследствие этого были внесены изменения в утвержденный проект. Вместо меридионального разрезающего ряда на востоке была предложена система поперечного разрезания распространить вплоть до внешнего контура нефтеносности.

Основным объектом разработки на рассматриваемой площади являются отложения пашийского (D_1) горизонта нижнефранского подъяруса верхнего девона, залегающих на глубине 1750 м. Залежь нефти многопластовая, сводовая, углы падения пластов составляют доли градуса. В литологическом отношении горизонт представлен переслаиванием кварцевых мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргеллитов. Из песчаников на рассматриваемой площади более высокую пористость имеют песчаники

пласта «б» – 21,2 %, и более высокую нефтенасыщенность – 0,862. Из алевроитов высокую пористость имеет также пласт «б» – 0,809. Этот же пласт «б» имеет высокую проницаемость, которая для песчаников составляет значение – 658 мД, а для алевролитов – 347 мД. Эти данные свидетельствуют о хороших коллекторских свойствах данного пласта [1].

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что нефть рассматриваемой площади можно отнести к типу парафинистых, сернистых и смолистых. Плотность вод составляет 158-1192 кг/м³, вязкость 1,8 мПа·с, газонасыщенность вод равна в среднем 0,3 м³/т, объемный коэффициент 1,013. Газовый состав вод является азотно-метановым.

Рассматриваемая площадь разбурена по основной сетке 700×550 м. Что касается проектного фонда, то по состоянию на 01.04.2020 г. с учетом дополнительно выданных он составляет 1883 скважины, пробуренный – 1632 скважины. Действующий эксплуатационный фонд скважин по различным способам эксплуатации на рассматриваемой площади на 01.04.2020 г. преобладают УЭЦН, доля от общего фонда скважин которых составила 54,9 %. Чуть меньше использовались УШГН, их доля от общего фонда скважин составила 44,9 %.

На сегодняшний день эксплуатация рассматриваемой площади находится на финальном этапе, для которого характерны низкие объёмы суточной добычи и их постепенное снижение, высокая доля воды в продукции скважин и массовый вывод объектов из активного фонда. Основные причины падения добычи связаны с практически полным истощением наиболее продуктивных горизонтов и ухудшением структуры оставшихся запасов, что и предопределяет необходимость перехода к применению методов увеличения нефтедобычи.

На основании данных анализа разработки рассматриваемого месторождения сделан вывод о том, что легко-извлекаемые запасы выработаны, однако на данной площади имеется большой объем не вовлечённых в разработку запасов. Рассматриваемая площадь характеризуется детально разведанными участками с хорошими участками высокой насыщенности по толщине. Для данного объекта без реализации дополнительных геолого-технических мероприятий показатели эффективности разработки останутся крайне низкими. Причиной тому служит выраженная неоднородность строения коллектора и ограниченный радиус дренирования вследствие слабой проницаемости пород [2-3].

В подобной ситуации одним из наиболее действенных способов расширить зону охвата дренажем и повысить отдачу за счёт вовлечения остаточных труднодоступных запасов является проведение такой процедуры, как гидравлический разрыв пласта. Теперь необходимо рассмотреть критерии применимости данного мероприятия, сопоставив их со свойствами коллектора.

Ниже представлены основные критерии применимости данного мероприятия [4-5]:

- преимущественно терригенные коллектора и карбонатные коллектора;
- наличие низкопроницаемого коллектора;
- высокая геологическая неоднородность;
- наличие достаточных трудноизвлекаемых запасов;
- хорошие нефтенасыщенные толщины, позволяющие избежать прорыва краевых и подошвенных вод в результате создания трещин;
- наличие горизонтального участка ствола скважины.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что рассматриваемый объект подходит по критериям применимости, позволяют провести данное геолого-техническое мероприятие.

Для успешного проведения МГРП скважины подбираются таким образом, чтобы её параметры удовлетворяли следующим требованиям:

- наличие эффективной нефтенасыщенной толщины пласта;
- продуктивный горизонт для проведения ГРП должен быть надёжно изолирован от смежных водопроницаемых пластов непроницаемыми прослоями толщиной более пяти метров;

- суммарный объём извлечённой нефти по конкретному объекту не должен превышать пятой части от расчётного объёма извлекаемых запасов;

- техническое состояние объекта должно соответствовать нормативным требованиям – работоспособность ЭК, а также качество цементирования, обеспечивающее надёжное соединение цементного камня с ЭК и породами пласта не менее, чем на 50 м выше и ниже фильтра;

- водонефтяной и газонефтяной контакты должны быть удалены от области проведения операции более, чем на 50 метров, т.е. на достаточное расстояние во избежание прорыва краевых вод и газа к скважине по зоне с измененной в ходе МГРП проницаемостью.

- достаточная удаленность зоны гидроразрыва от нагнетательных скважин;

- наличие остаточных запасов не менее 5 тыс. т;

- обводнённость продукции не должна превышать 50 %;

- обводнённость окружающих добывающих скважин не должна превышать 70 %;

- высокая зональная неоднородность слагающих коллектор пород;

- наличие горизонтального участка ствола скважины.

Наиболее высокая эффективность ГРП может быть достигнута при проектировании его применения как элемента системы разработки с учетом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетаниях обработки добывающих и нагнетательных скважин.

Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, конкретного распределения неоднородности пласта, энергетических возможностей объекта и др.

При проведении ГРП необходимо предусмотреть комплекс промысловых исследований на первоочередных скважинах для определения местоположения, направления и проводимости трещины, что позволит внести корректировку в технологию ГРП с учетом особенностей каждого конкретного объекта.

Необходим систематический авторский надзор за внедрением ГРП, что позволит принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

Факторами, определяющими успешность ГРП, являются правильный выбор объекта для проведения операций, использование технологии гидроразрыва, оптимальной для данных условий, и грамотный подбор скважин для обработки.

Ромашкинское месторождение имеет много пропластков, которые не затронуты разработкой. Выделение таких пропластков имеет большое практическое значение для сохранения рентабельности разработки нефтяных месторождений. Большое внимание в ПАО «Татнефть» уделяется методам интенсификации добычи нефти, в том числе возможности увеличения применения метода ГРП.

Список использованных источников:

1. Проект разработки Ромашкинского месторождения. – ПАО «Татнефть», 2020 г. – 184 с.
2. Миклина О. А. Гидравлический разрыв пласта: учебное пособие / О. А. Миклина, М. Н. Мельников. – Вологда: Инфа-Инженерия, 2024 г. – 144 с.
3. Григорьев Б. В. Нефтегазовые технологии: физико-математическое моделирование течений / Б. В. Григорьев, С. Г. Никулин, Е. В. Зайцев. – Юрайт, 2017 г. – 215 с.
4. Кудинов В. И. Методы повышения производительности скважин / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самарское книжное издательство, 1996 г. – 108 с.
5. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Татарстана. – Казань, 1997 г. – 128 с.

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Р.Р. Хасанов*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы, МГР12дв23-11)***И.Г. Фаттахов***(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)*

Аннотация. Ускорение прогресса разработок и ведения работ в области нефтегазодобывающей промышленности, а также интенсификация рабочих процессов по разработке в самых высокоразвитых районах, областях и местностях страны предполагает возможность наращивания различных вариантов по нефтяной добыче. На сегодняшнем этапе значительно сокращается количество фонтанирующих и богатых нефтью скважин, однако значительно увеличивается количество обводненности используемой и создаваемой продукции. За последние несколько десятилетий стратегическое направление перешло на использование различных методик воздействия на весь пласт сразу. Речь идет о тех пластах, которые использовались ранее. Одной из таких зарекомендовавших себя методик является гидроразрыв пласта.

Ключевые слова: нефть, дебит, гидроразрыв пласта.

UDC 622.276.66

DEVELOPMENT OF HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES

R.R. Khasanov*(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU, MGR12dv23-11)***I.G. Fattakhov***(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU, professor, doctor of technical Sciences)*

Abstract. Accelerating progress in oil and gas production development and operations, as well as the intensification of development processes in the country's most highly developed regions, areas, and localities, suggest the possibility of expanding various oil production options. Currently, the number of flowing and oil-rich wells is significantly decreasing, while the water cut of the products being used and generated is increasing significantly. Over the past few decades, strategic focus has shifted to the use of various techniques for stimulating the entire reservoir simultaneously. This applies to previously used reservoirs. One proven method is hydraulic fracturing.

Keywords: oil, flow rate, hydraulic fracturing.

В 2023 г. в истории применения технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) в отечественной нефтяной промышленности был отмечен 70-летний юбилей. В настоящее время данный метод рассматривается не просто как способ повышения отдачи пластов, но и как ключевой инструмент освоения трудноизвлекаемых углеводородов. В этой связи особое значение приобретает всесторонний анализ исторических этапов развития, а также перспектив дальнейшего применения указанной технологии в отечественном нефтедобывающем секторе.

Эффективность использования технологии достигает порядка 90 %. Благодаря внедрению этого подхода удалось перевести из категории небалансовых в балансовые до 30 % нефтяных запасов [1-5]. Рассмотрим основные стадии эволюции исследуемой методики

Таблица 1 – Основные стадии эволюции ГРП

Годы	Характеристика
1948 г.	в отечественной практике были начаты исследовательские работы в области ГРП
1954-1957 гг.	экспериментальное применение в Татарии; этот период характеризовался применением для ГРП мало мощной техники и несовершенной технологии, вследствие чего процесс ГРП производился при небольших темпах нагнетания и невысоких давлениях разрыва, а трещины закреплялись небольшим количеством песка мелких фракций, который разрушался при

Годы	Характеристика
	высоких пластовых нагрузках
1958-1962 гг.	применялась более совершенная техника, в результате повысились расходы жидкости и давление закачки, что позволило увеличить объем закачиваемого песка; это особенно характерно для 1959 г., когда каждое применение ГРП стало эффективным
1962 г.	были начаты работы по определению величины раскрытия трещин при ГРП, которые показали, что эта величина достигает 5 мм и более
1960-1961 г.	для ГРП были выбраны эксплуатационные скважины со значительно сниженными пластовыми давлениями. Кроме того, несколько снизились темпы закачки, давление нагнетания и количество закачиваемого песка (с 7 до 4,5 т), что снизило эффективность ГРП до 40-50 % и уменьшило среднесуточный прирост нефти на одну скважину с 27 до 9,6 т
1960 г.	в пяти эксплуатационных скважинах был произведен поинтервальный ГРП; в четырех из них получен положительный эффект – это указывает на то, что увеличение эффективности ГРП в эксплуатационных скважинах может быть достигнуто путем передачи процессу разрыва направленности
после 1962 г.	количество проводимых операций ГРП снизилось и постепенно стабилизировалось на уровне примерно 100 операций в год – это, частично, объясняется оснащением промыслов мощной техникой для закачки воды, но в боль шей степени этому поспособствовало ввод в разработку крупных высокодебитных месторождений Западной Сибири
1970-1980 гг.	в отечественной нефтедобыче гидроразрыв в промышленных масштабах не применялся
1980 г.	интерес к методу вернулся, когда задачи интенсификации добычи вновь обрели актуальность в связи с существенным изменением структуры запасов нефти и газа
1988-1995 гг.	в Западной Сибири проведено более 1600 операций ГРП; для целого ряда объектов гидроразрыв стал неотъемлемой частью разработки и проводился в 50-80 % фонда добывающих скважин; этот период называют «вторым рождением» ГРП в отечественной истории нефтедобычи; уже в это время гидроразрыв рассматривали не только как метод интенсификации, но и как экономически целесообразный метод разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами
2000 г.	интерес к ГРП в России только усилился; широкому распространению метода поспособствовало не только ухудшение структуры запасов, но и высокие цены нефть, а также совершенствование самого метода; изменились типы и увеличились объемы применяемых рабочих агентов (жидкости ГРП, пропанты, химические добавки), внедрялись технологии точечной стимуляции, гидроразрыв стал применяться в пластах со средней и высокой проницаемостью
2004-2005 гг.	большим достижением «нулевых» годов стали опытно-промышленные работы (ОПР) по ГРП в горизонтальных скважинах; первые такие разрывы были произведены сотрудниками «Ноябрьскнефтегаза» вкупе с за рубежными сервисными компаниями: «Schlumberger», «Halliburton», «BJ Services», «Weatherford», «Baker Hughes» и др.
2009 г.	российский рынок ГРП уже в рамках своей новейшей истории встретился с первым конъюнктурным вызовом; тогда мировой финансовый кризис охватил практически все отрасли отечественной деятельности, и в особенности нефтяную; нефтедобывающие компании, стали оптимизировать объемы своих затрат; как итог, количество операций ГРП снизилось до 8684
2010-2014 гг.	вместе с ростом цен на нефть росло и количество операций ГРП – с 9672 до 13566
2014-2017 гг.	отечественный рынок ГРП и МГРП ожидало второе испытание – в эти годы помимо снижения цен на нефть были введены санкции США и ЕС, влияющие на нефтяную отрасль России; из санкций, непосредственно влияющих на рынок ГРП и МГРП можно выделить запреты на использование зарубежных: буровых установок для горизонтального бурения, бурильных труб, программного обеспечения для проектирования операций и насосов высокого давления
2019 г.	суммарное количество операций ГРП и МГРП в России составило 15580
2020 г.	отечественный рынок ГРП и МГРП встретился с третьим по счёту вызовом – пандемия COVID-19, снижение цен на нефть, сделка ОПЕК+ всё перечисленное негативно сказалась на рынке гидроразрыва пласта; суммарное количество операций ГРП и МГРП снизилось до 13300; это снижение вызвано сокращением: операций ГРП на переходящем фонде скважин (минус 26 %), объемов эксплуатационного бурения (минус 4 %), объема рынка оборудования (минус 28 %); несмотря на негативные изменения в количественном выражении, качественно рынок гидроразрыва демонстрировал позитивные тренды: увеличилась средняя удельная эффективность на операцию (плюс 11 %), сократилось время проведения одной операции и снизились операционные расходы
2021-2023 гг.	в отношении России было введено рекордное количество санкций, которые прямо или косвенно касались импорта российской нефти; однако несмотря на неблагоприятные прогнозы, уровень устойчивости отечественной нефтегазовой отрасли к ограничительным мерам оказался очень высоким; подтверждением тому является рост уровня добычи нефти

Годы	Характеристика
	и газового конденсата; в свою очередь рынок нефтесервиса также показал восходящий тренд

ГРП (гидроразрыв пласта) превратился в неотъемлемую часть комплексного подхода к освоению месторождений, сыграв в последние годы решающую роль в поддержании стабильного уровня добычи нефти. Эта технология способствует значительному увеличению темпов извлечения углеводородов из продуктивных интервалов недр и улучшает интегральный коэффициент извлечения по сложно построенным участкам залежей. Для успешного внедрения гидроразрыва требуется формирование специализированных программ разработки, где данная операция предусмотрена как стратегический элемент производственной схемы освоения месторождения. Подготовка таких программ требует проведения детальных исследований геомеханических характеристик и фильтрационных параметров коллекторов непосредственно на пластах, а также разработки математических моделей процессов добычи с учётом применения технологии.

Список использованных источников:

1. Логинов Г. Б. Блажевич В. А. Гидравлический разрыв пласта (Опыт нефтяников Башкирской АССР) / Г. Б. Логинов, В. А. Блажевич. – Москва: Гостоптехиздат, 1958. – 140 с.
2. Алексеев А. В. Эпоха ГРП // Сибирская нефть. – 2020. – № 4 (171). – С. 60-63. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN171.pdf>
3. Митрова Т. А., Грушевенко Е. Н., Малов А. А. Перспективы российской нефтедобычи: жизнь под санкциями // Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО. – Москва 2018. – № 11 (2). – С. 5-50;
4. Российский рынок гидроразрыва пласта: текущее состояние и сценарии его развития до 2030 года // RPI: research & consulting // URL: <https://rpiconsult.ru/reports/dobycha-nefti-i-gaza/rossiyskiy-rynok-grp2020/>
5. Радченко В. А. Современный подход к планированию гидроразрыва пласта / В. А. Радченко, П. А. Попов, А. А. Рожков // «Нефть и капитал». – 2012. – № 5. – с. 166.

УДК 622.276

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО - ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ (ФЕС) КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Р.Р. Хуснутдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Н. Воронков

А.С. Федоров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студенты гр. СГР-23-11)

Аннотация. В работе представлен систематический обзор методов определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород. ФЕС, включающие пористость, проницаемость и насыщенность, являются ключевыми параметрами для оценки запасов углеводородов и проектирования разработки месторождений. В статье подробно рассмотрены две основные группы методов: прямые (лабораторные) исследования кернового материала и косвенные (гидродинамические и геофизические) исследования в натурных условиях. Проведен сравнительный анализ методов, выделены их преимущества, ограничения и области применения. Особое внимание уделено комплексному подходу, который позволяет максимально точно и достоверно оценивать параметры коллектора.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), пористость, проницаемость, насыщенность, керн, гидродинамические исследования скважин (ГДИС), геофизические исследования скважин (ГИС), интерпретация.

METHODS FOR DETERMINING FILTRATION AND CAPACITY PROPERTIES (FCP) OF OIL AND GAS RESERVOIRS

R.R. Husnutdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)

M.N. Voronkov

A.S. Fedorov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. SGR-23-11)

Abstract. This paper presents a systematic review of methods for determining the filtration and capacity properties (FCP) of rocks. FCP, including porosity, permeability, and saturation, are key parameters for assessing hydrocarbon reserves and designing field development. The article discusses in detail two main groups of methods: direct (laboratory) studies of core material and indirect (hydrodynamic and geophysical) studies in natural conditions. A comparative analysis of the methods is conducted, highlighting their advantages, limitations, and areas of application. Special attention is given to a comprehensive approach that allows for the most accurate and reliable assessment of reservoir parameters.

Keywords: filtration and capacity properties (FCP), porosity, permeability, saturation, core, hydrodynamic well studies (HWS), geophysical well studies (GWS), interpretation.

Эффективная разработка месторождений нефти и газа невозможна без достоверной информации о свойствах пород-коллекторов, которые содержат углеводороды. Эти свойства объединяют в понятие фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). К ним относятся:

Пористость (m) - характеризует способность породы вмещать флюид (нефть, газ, воду). Определяет емкостные свойства.

Проницаемость (k) – характеризует способность породы пропускать жидкости при перепаде давления. Определяет фильтрационные свойства.

Насыщенность (S) - доля объема пор, занятая конкретным флюидом.

Точное определение ФЕС важно для расчета запасов, прогнозирования дебита скважин, создания гидродинамических моделей и планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи. Методы определения ФЕС можно разделить на:

1. Лабораторные исследования керна;
2. Гидродинамические исследования скважин;
3. Интерпретация данных геофизических исследований скважин. [2]

1. Лабораторные методы исследования керна.

Данные методы основаны на прямых измерениях параметров на образцах породы (керне), отобранных из продуктивного пласта.

Определение пористости:

Метод насыщения жидкостью: измеряется объем пор в образце путем его насыщения жидкостью (керосином, деканом) и взвешивания.

Газоволюметрический метод (по Бойлю-Мариотту): Основан на расширении газа (гелия, азота) из камеры известного объема в поровое пространство образца. Является одним из самых точных и оперативных методов. [1]

Определение проницаемости:

Газовый метод: через образец пропускается газ при разном давлении. Рассчитывается по закону Дарси. Требуется учета эффекта Клинкенберга - кажущегося увеличения проницаемости при низких давлениях из-за проскальзывания газа.

Жидкостный метод: через образец пропускается жидкость. Более точно моделирует пластовые условия, но требует больше времени для стабилизации потока и предотвращения физико-химического взаимодействия жидкости с породой. [2]

Определение насыщенности:

Метод дистилляции в аппарате Дина Старка. Метод основан на отгонке и измерении объема воды, содержащейся в образце керна.

Экстракционный метод: нефть из керна извлекается с помощью органических растворителей.

К преимуществам лабораторных методов можно отнести наглядное измерение параметров, возможность изучения неоднородности образца.

Из недостатков можно выделить то, что исследовать возможно лишь небольшой объем породы, нарушается структура и свойства породы при бурении и извлечении керна, высокая стоимость отбора керна. [4]

2. Гидродинамические методы исследования скважин (ГДИС)

Методы основаны на регистрации и интерпретации изменения давления в скважине в ответ на изменение ее режима работы (остановка, запуск, изменение дебита). Эти методы позволяют определить проницаемость и пьезопроводность пласта в зоне дренирования скважины.

Исследование на неустановившихся режимах

Кривая восстановления давления (КВД): Скважина, работавшая с постоянным дебитом, останавливается, и в ней регистрируется рост давления.

Кривая падения давления (КПД): Скважина запускается с постоянным дебитом, и регистрируется падение давления.

Интерпретация: Полученные кривые обрабатываются с помощью специальных методов. Сравнение реальных данных с эталонными решениями основного уравнения фильтрации позволяет оценить:

- Гидропроводность – это произведение проницаемости на толщину пласта, деленное на вязкость флюида.

$$\frac{k * h}{\mu}$$

- Пьезопроводность – это показатель скорости распространения возмущения давления в пласте.

$$\chi = \frac{k}{\mu * m * \beta}$$

- Скин-фактор (S) – это коэффициент, характеризующий степень загрязнения или интенсификации призабойной зоны пласта.

К преимуществам ГДИС можно отнести исследование свойств пласта в естественных условиях на большом радиусе (десятки-сотни метров), получение усредненных и наиболее репрезентативных для фильтрации параметров. В качестве недостатков заметна необходимость остановки скважины на продолжительное время, что влечет за собой потерю добычи. [3]

3. Интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС)

Методы ГИС основаны на изучении различных геофизических полей в скважине для оценки свойств пород.

Пористость определяется по акустическим, нейтронным и плотностным методам. Каждый метод имеет свои погрешности, поэтому часто используется комплексная интерпретация.

Насыщенность определяется в основном по данным резистивиметрии (измерения удельного электрического сопротивления породы), так как нефть и газ являются диэлектриками, а пластовая вода - электролитом. [3]

Проницаемость не измеряется напрямую, а оценивается через установленные корреляционные зависимости с пористостью и другими параметрами. Точность таких оценок часто невысока.

К преимуществам методов ГИС можно отнести непрерывность информации по всему стволу скважины, высокая скорость получения данных. К недостаткам можно отнести непрямой характер измерений, необходимость калибровки по керну для построения надежных корреляций.

Закключение

Ни один из методов не является универсальным. Достоверная оценка фильтрационно-емкостных свойств достигается только при комплексном использовании всех доступных данных:

Данные ГИС обеспечивают непрерывную детальную характеристику разреза по стволу скважины.

Лабораторные исследования керна предоставляют точечные, но прямые и точные измерения для калибровки зависимостей ГИС (построения «керна-ГИС»).

Гидродинамические исследования дают усредненные значения фильтрационных параметров в зоне дренирования скважины, которые являются эталоном для проверки и корректировки моделей.

Список использованных источников:

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. – Москва: Изд-во Недра - 2005.
2. Шектман Г.Н. Методы интерпретации гидродинамических исследований скважин. – Москва: Изд-во Институт компьютерных исследований - 2010.
3. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – Москва: Изд-во Недра - 1982.
4. Экономидес М., Хилл Э., Экономиди К. Современная гидродинамика скважин. – Москва: Изд-во Институт компьютерных исследований - 2012.
5. Юсупова, Л. Ф. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами (на примере Протозановского месторождения) / Л. Ф. Юсупова, Г. Р. Измайлова, Р. Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5(145). – С. 31-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-5-31-39.
6. Исследование работы газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации / Р. А. Гилязетдинов, Р. Ф. Хуснутдинов, Р. Р. Хуснутдинова [и др.] // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти, Октябрьский, 22–23 апреля 2022 года. – Октябрьский: Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" в г. Октябрьском, 2022. – С. 11-16.
7. Юсупова, Л. Ф. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами (на примере Протозановского месторождения) / Л. Ф. Юсупова, Г. Р. Измайлова, Р. Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5(145). – С. 31-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-5-31-39.
8. Вычисление начального капиллярного давления и максимального радиуса порового канала на основе лабораторных капилляриметрических исследований / Л. С. Кулешова, М. О. Михайлов, Р. Р. Хуснутдинова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 206-212.
9. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
10. Оценка технологической эффективности ремонта скважин / Р. Р. Хуснутдинова, И. Г. Фаттахов, Р. Р. Степанова [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 1(661). – С. 54-57.

11. Повышение эффективности эксплуатационных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, за счет увеличения средней наработки на отказ / К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. В. Петрова, Ж. Ван // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ: Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 393-398.
12. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
13. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
14. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
15. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
16. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
17. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Р. Хуснутдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

П. Г. Митичкина, С. А. Жариков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студенты гр.ГР-22-11)

Аннотация. Статья посвящается изучению использования современных программных комплексов в нефтегазовой отрасли. Рассматривается направление создания геологической модели при помощи методов машинного обучения. Приводится современный программный комплекс, позволяющий существенно оптимизировать процессы поиска и добычи углеводородов

Ключевые слова: программный комплекс, нефтегазовая промышленность, нефть, геологическая модель, машинное оборудование

UDC 622.276

APPLICATION OF SOFTWARE PACKAGES TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF OIL FIELD DEVELOPMENT

R.R.Khusnutdinova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, docent)*

P. G. Mitichkina, S. A. Zharikov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, students gr. GR-22-11)*

Abstract. The article is devoted to the study of the use of modern software systems in the oil and gas industry. The article considers the direction of creating a geological model using machine learning methods. A modern software package is provided that makes it possible to significantly optimize the processes of hydrocarbon prospecting and production

Keywords: software package, oil and gas industry, petroleum, geological model, machinery

Всестороннее понимание литологической структуры недр играет важную роль в нефтегазовой отрасли, так как разрез горных пород является основой для множества задач, включая разведку ресурсов и защиту экологии. Высокая точность геологических и гидродинамических моделей критически важна для оптимизации добычи. Методы машинного обучения применяются для создания геологической модели, которая позволяет провести глубокий анализ распределения литологических отложений.

На основе анализа литературных данных, на диаграмме (Рисунок 1) представлена динамика добычи нефти. Исходя из этого, можно сказать, что, для того, чтобы увеличить динамику добычи нефти необходимо оптимизировать методы разработки и добычи. Несмотря на то, что основные объемы запасов вовлечены в разработку, резервы все еще остаются достаточно большими.

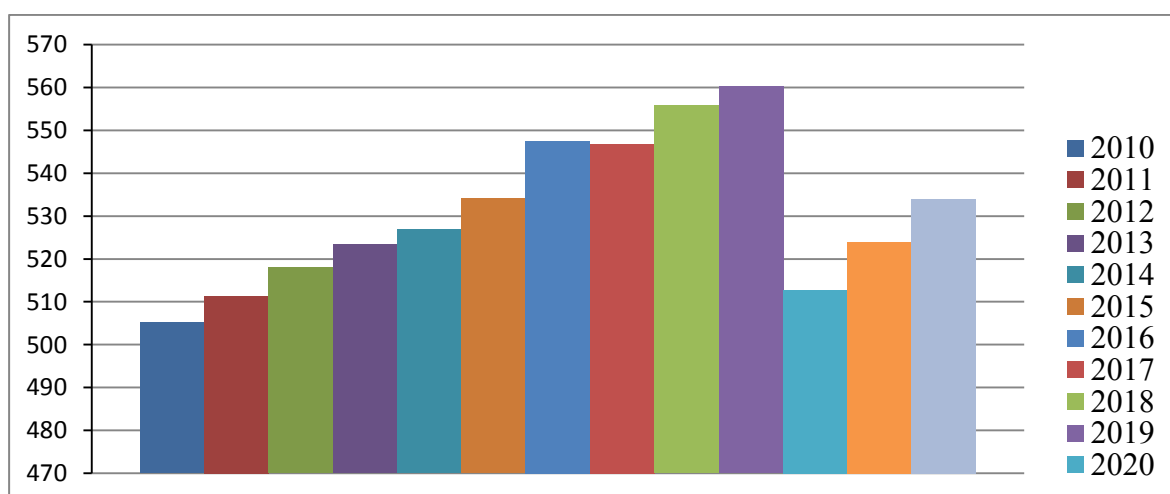


Рисунок 1 - Добыча нефти в России по годам (с учётом газового конденсата, в млн. тонн)

Создание геологической модели требует интеграции данных из разных источников, что позволяет получить более полное представление о подземных структурах. Комбинированный подход, включающий сейсмографические исследования, анализ керна и геофизические методы, способствует не только улучшению понимания геологического строения, но и минимизации рисков при разработке месторождений [1]. Кроме того, современное программное обеспечение для моделирования геологических процессов помогает визуализировать и анализировать данные, что значительно ускоряет процесс принятия решений. Применение методов машинного обучения и искусственного интеллекта в этом контексте открывает новые горизонты для прогноза поведения скважин и оптимизации добычи. Регулярная переоценка имеющихся данных с использованием новых технологий и методов позволяет реагировать на изменения в условиях эксплуатации месторождений, что способствует более эффективному управлению ресурсами[2].

Создание точной модели месторождения нефти является ключевым аспектом для эффективного управления запасами углеводородов и оптимизации процессов добычи. В частности, усовершенствование гидродинамической модели, которая служит основой для анализа движения воды, нефти и газа в пласте [3]. Компании, внедряющие такие модели, отмечают увеличение коэффициента извлечения нефти, сокращение времени на принятие решений и снижение операционных затрат. Более того, точные модели способствуют более эффективному планированию и управлению запасами. В последние годы нефтегазовые компании стали активно внедрять программы на основе искусственного интеллекта.

Крупная российская компания «Роснефть» на данный момент осуществляет реализацию программы «Цифровое месторождение». Компьютерная платформа анализирует и систематизирует данные сейсморазведки, что заметно оптимизирует процессы поиска и извлечения углеводородов. Данную программу запустили в качестве опытно-промышленного режима на базе Илишевского месторождения «Башнефти».

Использование современных технологий и машинного оборудования позволяет значительно увеличить скорость и качество добычи нефти на месторождениях. Это достигается за счет применения более эффективных методов бурения и добычи, а также использования автоматизированных систем управления процессом добычи. Рекомендуются внедрять современное машинное оборудование на всех этапах разработки нефтяных месторождений для достижения наибольшей эффективности и устойчивого развития отрасли.

Список использованных источников:

1. Ихсанова, Ф. А. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий с использованием индуктивных алгоритмов машинного обучения / Ф. А. Ихсанова, Р. А. Гилязетдинов, П. Г. Митичкина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 686-690.
2. The current state of the issue of corrosion protection of oil and gas facilities / L. Zainagalina, P. Mitichkina, R. Suleimanov, R. Stepanova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03030. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403030.
4. Разработка программных решений для повышения качества и эффективности интегрированного моделирования / И. О. Ходаков, Т. Р. Ахмедшин, Е. В. Белоногов [и др.] // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7, № 1(23). – С. 144-151. – DOI 10.51890/2587-7399-2022-7-1-144-151.
5. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
6. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
7. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной

научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.

8. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

9. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.

10. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.

11. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

12. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

13. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

14. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

15. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

16. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

17. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием,

Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

УДК 622.276.72

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАФИНИЗАЦИИ НА ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ

Р. Р. Хуснутдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.Э. Мухаметгареев, А.И. Миннегалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

Аннотация. В данной статье анализируется влияние процесса отложения парафина на оборудование добывающих скважин в нефтегазовой отрасли. Рассматриваются основные затраты и ущерб, связанные с воздействием парафина, а также предлагаются методы защиты нефтегазового оборудования. Актуальность данной темы.

Ключевые слова: парафинизация, насосно-компрессорные трубы (НКТ), парафин.

UDC 622.276.64

ANALYSIS OF THE EFFECT OF PARAFFINIZATION ON UNDERGROUND EQUIPMENT AND PROTECTION METHODS

R.R. Khusnutdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate professor)

D.E. Mukhametgareev, A.I. Minnegalimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-23–11)

Abstract. This article analyzes the effect of the paraffin deposition process on the equipment of producing wells in the oil and gas industry. The main costs and damages associated with exposure to paraffin are considered, and methods for protecting oil and gas equipment are proposed. The relevance of this topic.

Keywords: paraffination, tubing and compressor pipes, paraffin.

Добыча, транспортировка и хранение парафинистых нефтей в нефтегазовом производстве сопровождаются существенными трудностями, связанными с отложением парафина в подземных и наземных системах нефтяных скважин, в призабойной зоне, магистральных нефтепроводах и резервуарах нефтесборных парков. Чтобы поддерживать оборудование и систему коммуникаций в рабочем состоянии, необходимо регулярно очищать их от парафина, который оседает на стенках.

Эти проблемы приводят к серьезным затруднениям в работе нефтепромыслов. Эксплуатация скважин усложняется, их производительность снижается, увеличивается частота аварий, возникают дополнительные сложности при автоматизации и диспетчеризации производственных процессов. Кроме того, значительные средства расходуются на мероприятия по борьбе с отложениями парафина[1].

В данной статье мы рассмотрим влияния парафина на нефтегазовое оборудование добывающих скважин, а именно процесс его отложения на насосно-компрессорные трубы (НКТ).

Парафинизация нефтегазового оборудования представляет собой процесс, при котором на различных элементах оборудования, таких как штоки глубинных насосов, обсадные колонны, внутренние поверхности труб и трубопроводов, а также в призабойной зоне пласта, образуются твёрдые углеводороды, включая парафин и церезин[7]. Этот процесс обусловлен несколькими факторами:

- Изменение термобарических условий. При подъёме нефти из пласта, где она находится под высоким давлением и температурой, происходит её охлаждение и снижение давления. Это приводит к уменьшению растворимости парафина, который оседает на стенках труб.

- Испарение лёгких фракций. Снижение давления в системе способствует испарению растворённых газов, которые уносят с собой лёгкие углеводороды. Это ускоряет процесс парафинизации и уменьшает способность нефти растворять твёрдые углеводороды.

- Химический состав нефти. Нефть, содержащая значительное количество высокомолекулярных твёрдых углеводородов (парафин $C_{18}-C_{35}$ и церезин $C_{36}-C_{55}$), склонна к образованию парафиновых отложений[2].

Процесс опасен тем, что в ходе отложения твёрдых частиц данного процесса конкретно в трубах НКТ возможно повышение износа как труб, так и насосов из-за сужения проходного сечения. Закупорка труб так же может быть вплоть до полной остановки добычи. Вследствие чего производство сталкивается с значительными расходами на очистку оборудования, не исключая риски крупных аварий[5].

Данный процесс представляет опасность из-за возможности увеличения износа труб и насосов и повышенной нагрузки на оборудование вследствие отложения твёрдых частиц в трубах насосно-компрессорных труб (НКТ). Это происходит из-за уменьшения диаметра проходного сечения, что может привести к закупорке труб и даже полной остановке добычи. В результате производство несёт значительные расходы на очистку оборудования, а также подвергается рискам возникновения крупных аварий[3]. Для предотвращения парафинизации в нефтегазовой отрасли используются различные методы:

- Механические: Применение специальных устройств (скребки, шарошки) для удаления отложений. Этот способ требует временной остановки добычи[6].

- Термические: Использование тепловых методов воздействия на парафин, таких как закачка горячей нефти или пара в трубы, применение электродепарафинизаторов и кабелей для непосредственного подогрева нефти внутри труб.

- Химические: Применение ингибиторов парафина для разрушения отложений и их последующего вымывания, а также растворителей для растворения уже сформированного парафина.

- Магнитные: Использование магнитного поля для изменения центров кристаллизации парафина и применение магнитных депарафинизаторов, создающих магнитные поля, перпендикулярные движению нефти, что снижает адгезию парафина[4,8,9].

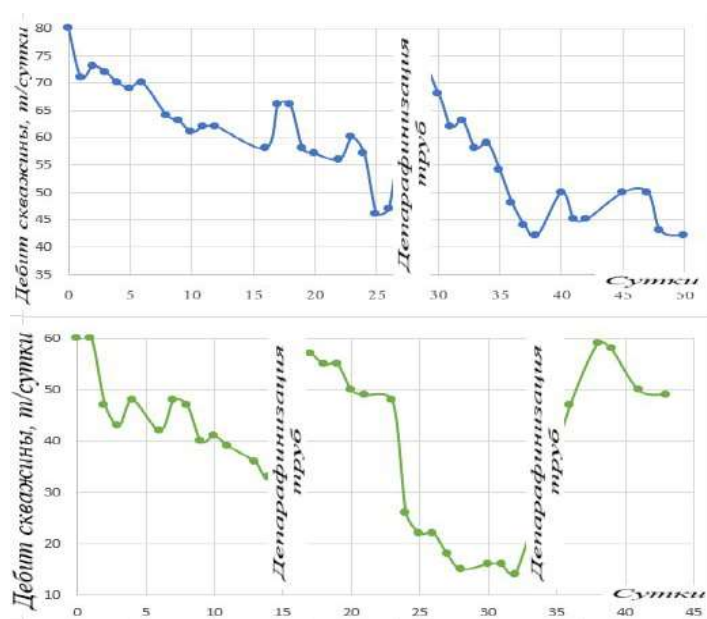


Рисунок 1 - Графики падения дебита скважин, добывающих парафинистую нефть.

На рисунке 1 представлены графики по ежесуточным замерам дебитов скважин, добывающих парафинистую девонскую нефть Туймазинского нефтяного месторождения. На рисунке видно, что систематическое падение добычи в процессе эксплуатации наблюдается впрямь до воздействия методов борьбы с парафинизацией: закачки горячей нефти, химических реагентов или извлечения труб и их дальнейшей очистки. После проведения методов депарафинизации добыча вновь повышается[10,11].

Характеристика методов борьбы с парафинизацией представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика методов борьбы с парафинизацией

Технология	Принцип действия	Преимущества	Недостатки
<i>Термические методы</i>			
Нагревание трубы	Нагрев до температуры плавления парафина и его удаление	Высокая эффективность на любых отложениях	Энергозатратно Временное решение Остановка производства на время работ
Подогрев продукции	Поддержание температуры потока выше температуры начала кристаллизации	Непрерывное действие Эффективно предотвращает отложения.	Высокие затраты на энергию. Неэкологично
<i>Механические методы</i>			
Скребки (шаровые, поршневые, дисковые)	Механическое соскабливание отложений со стенок трубы при прохождении скребка	Дешевизна метода. Не требует химикатов или энергии на нагрев Подходит для длинных трубопроводов	Риск застревания в трубе Не устраняет проблему Требуется остановки потока или установки ловушек Не эффективно для сложного оборудования
<i>Химические методы</i>			
Депарафинизаторы	Химические реагенты, которые адсорбируются на растущих кристаллах парафина, деформируя и диспергируя их	Предотвращает образование отложений парафина Не требует остановки производства Экономически выгоден для сложных систем	Требуется точного подбора реагента под конкретную нефть Постоянные затраты на реагент и его дозировку Может влиять на эмульгирование нефти
Диспергаторы	Химические реагенты, которые смачивают и отслаивают уже существующие отложения, дробя их на мелкие частицы, уносимые потоком	Позволяют очистить систему без механического вмешательства Восстанавливают пропускную способность	Менее эффективны для старых, спрессованных отложений. Большой объем реагента для ударных обработок Могут забить фильтры и отстойники отслоившимся шламом.
<i>Технологические и конструктивные методы</i>			
Внутреннее покрытие труб	Создание гладкой поверхности с низкой адгезией	Пассивный метод Высокоэффективен в сочетании с другими методами. Защита от коррозии.	Высокие капитальные затраты. Риск повреждения покрытия при монтаже и эксплуатации.
Термоизоляция трубопроводов	Снижение скорости охлаждения продукции, поддержание температуры выше критической	Снижает потребность в подогреве и химии. Энергоэффективно.	Высокие капитальные затраты. Эффективность падает со временем при повреждении изоляции.

Таблица 1 содержит данные, которые четко демонстрируют наиболее эффективные методы борьбы с парафинизацией. Из этого можно сделать вывод, что выбор метода для каждой скважины является индивидуальным и зависит от конкретных условий и причин возникновения парафинизации.

В данной статье рассмотрен процесс парафинизации нефти на стенках насосно-компрессорных труб. Это актуальная проблема для нефтегазовой отрасли, с которой сталкиваются все компании, занимающиеся добычей нефти и газа. Однако, можно с

уверенностью утверждать, что проблема влияния парафинизации на нефтегазовое оборудование актуальна в настоящее время.

Список использованных источников:

1. С. Ф. Люшин, В. А. Рассказов, Д. М. Шейх-Али, Борьба с отложениями парафина при добыче нефти / - Москва : Гостоптехиздат, 1961. - 150 с. - С. 29-37.
2. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений борьба с ними. М.: Недра, 1970. - 390 с. - С. 147-159.
3. Мазепа Б. А. Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования. М.: Недра, 1966. - 175с. - С. 77-87.
4. В. Н. Гайдамакина, В. Н. Гайдамакин, Методы борьбы с парафиноотложениями // Наука, образование и культура. - 2018. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-borby-s-parafinootlozheniyami>.
5. Юсупова, Л. Ф. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами (на примере Протозановского месторождения) / Л. Ф. Юсупова, Г. Р. Измайлова, Р. Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5(145). – С. 31-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-5-31-39.
6. Исследование работы газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации / Р. А. Гилязетдинов, Р. Ф. Хуснутдинов, Р. Р. Хуснутдинова [и др.] // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти, Октябрьский, 22–23 апреля 2022 года. – Октябрьский: Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" в г. Октябрьском, 2022. – С. 11-16.
7. Юсупова, Л. Ф. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами (на примере Протозановского месторождения) / Л. Ф. Юсупова, Г. Р. Измайлова, Р. Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5(145). – С. 31-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-5-31-39.
8. Вычисление начального капиллярного давления и максимального радиуса порового канала на основе лабораторных капилляриметрических исследований / Л. С. Кулешова, М. О. Михайлов, Р. Р. Хуснутдинова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 206-212.
9. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
10. Оценка технологической эффективности ремонта скважин / Р. Р. Хуснутдинова, И. Г. Фаттахов, Р. Р. Степанова [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 1(661). – С. 54-57.
11. Повышение эффективности эксплуатационных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, за счет увеличения средней наработки на отказ / К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. В. Петрова, Ж. Ван // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ: Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 393-398.
12. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference

Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

13. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.

14. Оценка деформаций элементов буровой колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдера, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.

15. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

16. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

17. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гизатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

18. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.

19. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .

20. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.

21. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

УДК 378

ДИАГНОСТИКА МЕЖСКВАЖИННОЙ КОММУНИКАЦИИ ИНТЕГРАЦИЕЙ МЕЖСКВАЖИННЫХ ТРАССЕРНЫХ ТЕСТОВ И АНАЛИЗА ИНТЕРФЕРЕНЦИИ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД И ПОЛЕВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

М. А. Хуссейн

(Российский государственный университет нефти и газа национальный исследовательский университет имени И.М. Губкина г. Москва, Россия аспирант группы НГА 23-02)

М. Р. Карим

(Российский государственный университет нефти и газа национальный исследовательский университет имени И.М. Губкина г. Москва, Россия, аспирант группы НГА 22-02)

Аннотация. Предлагается интегрированный подход к диагностике межскважинной коммуникации в коллекторах с низкой и ультранизкой проницаемостью, сочетающий межскважинные химические трассерные тесты (МХТТ) и анализ интерференции давления (ИИД). Трассерные наблюдения дают количественные оценки связности, времени прорыва и направлений фильтрации, тогда как ИИД позволяет отделить упругие эффекты от истинной гидравлической проводимости и проследить эволюцию трещинного каркаса по мере эксплуатации [1, 6]. Показано, что расхождение между ранними результатами по водным трассерам и последующим отсутствием связи по давлению связано с закрытием индуцированных непроппантованных трещин, тогда как обнаружение обмена радиоактивно мечёным проппантом указывает на устойчивые проводящие каналы [1,3]. Совместная интерпретация уточняет динамические модели и повышает достоверность картирования связи; для количественной характеристики неоднородности могут применяться функции пропускной способности и ёмкости и коэффициент Лоренца [2,4,]

Ключевые слова: межскважинная коммуникация; межскважинные химические трассерные тесты (МХТТ); интерференционные испытания давления (ИИД); индуцированные непроппантованные трещины; радиоактивно мечёный проппант; коэффициент Лоренца.

UDC 378

DIAGNOSING INTERWELL COMMUNICATION BY INTEGRATING INTERWELL TRACER TESTS AND PRESSURE INTERFERENCE ANALYSIS METHODOLOGICAL APPROACH AND FIELD RESULTS

M. A. Hussein

(Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia)

M. R. Karim

(Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia)

Abstract. An integrated approach is proposed for diagnosing interwell communication in low- and ultralow-permeability reservoirs by combining interwell chemical tracer tests (ICTT) with pressure interference analysis (PIA). Tracer observations provide quantitative estimates of connectivity, breakthrough times, and dominant flow directions, whereas PIA separates elastic (compressibility) effects from true hydraulic transmissivity and tracks the evolution of the fracture network during field operations [1,6]. The discrepancy between early water-tracer indications of communication and a subsequent absence of pressure connectivity is shown to stem from the closure of induced, unpropped fractures, while detection of exchange involving radioactively tagged proppant points to persistent conductive pathways [1,3]. Joint interpretation refines dynamic reservoir models and increases the reliability of connectivity mapping; heterogeneity can be quantified using flow-capacity and storage-capacity functions and the Lorenz coefficient [2,4].

Keywords: interwell communication; interwell chemical tracer tests (ICTT); pressure interference analysis (PIA); induced unpropped fractures; radioactively tagged proppant; Lorenz coefficient.

Научная новизна исследования. Введён воспроизводимый интегрированный метод совместной интерпретации МХТТ и ИИД, позволяющий отдельно оценивать упругий отклик и истинную гидравлическую проводимость и отслеживать эволюцию межскважинной связности во времени [1,6] предложен практический критерий устойчивой связи согласованное наблюдение обмена мечёным проппантом и быстрых интерференционных откликов - и показана увязка количественных диагностик с показателями неоднородности потока (в т. ч. коэффициент Лоренца) [1,4].

Практическая значимость интеграции межскважинных химических трассерных тестов и интерференционных испытаний давления проявляется прежде всего в том, что она превращает набор разрозненных наблюдений в воспроизводимую схему принятия решений для пластов с низкой и ультранизкой проницаемостью. Совместный анализ позволяет надёжно отделять кратковременные упругие явления от истинной гидравлической проводимости, упорядочивать пары скважин по степени и долговечности связи и обосновывать межствольные расстояния и последовательность ввода горизонтальных стволов с меньшей ценой ошибок на этапе эксплуатации [1] благодаря этому сокращается доля неэффективных вмешательств, оптимизируется объём наблюдений и лабораторных измерений, ускоряется достижение устойчивого технологического эффекта стабилизации дебитов, сдерживания обводнённости и повышения нефтеотдачи в рамках текущих ограничений инфраструктуры [1].

Методологическая опора такого подхода согласованное использование информации о миграции меток и о волновых откликах давления. трассерные кривые дают прямые признаки связности, времени прорыва и направлений фильтрации, а ИИД фиксирует реакционное время и характер затухания отклика, позволяя отделить упругую компоненту от вкладов, связанных с существованием проводящих путей. Когда обе линии доказательств согласованы - например, обнаружен обмен мечёным проппантом и одновременно регистрируются быстрые интерференционные отклики - вероятность устойчивой межскважинной связи высока и решения по управлению потоками приобретают опору в полевых фактах, а не только в предположениях модели [4] обратные ситуации ранние отклики по водным трассерам при последующем отсутствии связи по давлению указывают на закрытие индуцированных непроппантованных трещин по мере изменения пластовых давлений и, следовательно, требуют либо избирательной эксплуатации уровней, либо адресных мер по разобщению интервальных перетоков, если последние нежелательны [1,3] практическая работа с такими данными строится как непрерывный цикл проектирования, наблюдений и уточнения модели, но без жёстких стадийных барьеров: проектировщик выбирает набор трассеров с различной подвижностью и сорбируемостью, привязывает частоту отбора проб к прогнозным временам прорыва, а технолог задаёт управляемые ступени дебита или закачки на «источнике», обеспечивая высокочастотную регистрацию забойного давления на «мониторах». Полученные распределения времени пребывания трактуются как априорные ограничения на топологию потоков и доминирующие каналы, а данные ИИД используются для извлечения эффективной сжимаемости и проводимости «связок» тех участков среды, по которым течёт основная часть потока. совместная инверсия в такой постановке не сводится к механическому «склеиванию» двух независимых результатов, а выступает механизмом взаимоусиления диагностической чувствительности: что подтверждается трассером, квантифицируется давлением; что замечает давление, локализуется трассером [4] с точки зрения инженерной метрологии важным преимуществом служит переход от качественных описаний неоднородности к количественным критериям. Пара функций пропускной способности и ёмкости, а также коэффициент Лоренца отражают меру канализации потока и позволяют сравнивать пары скважин на единой шкале. Чем выше выпуклость зависимости «доля потока доля объёма», тем сильнее доминирование ограниченного числа проводящих путей; рост коэффициента Лоренца сопровождается укорочением реакционного времени давления и повышением вероятности ранней трассерной детекции, что даёт простые и понятные правила сортировки пар по приоритетам доработки [2,4]. Встраивание этих метрик в многокритериальные процедуры ранжирования помогает не только «найти лидеров» для воздействия, но и своевременно выявить пары, где потенциальный эффект будет низким, тем самым экономя бюджет наблюдений и технологических операций [2].

Эксплуатационные решения в таком контуре перестают быть реактивными. Если подтверждается обмен мечёным проппантом и регистрируется быстрый интерференционный отклик, целесообразны сценарии управляемого перераспределения потоков балансировки

режимов и селективной закачки поскольку устойчивость связи высока и вероятность шунтирования прогнозируема уже на этапе дизайна [4]. Если же фиксируется лишь ранний отклик водных трассеров, но поздняя связь по давлению отсутствует, предпочтительны стратегии раздельной эксплуатации уровней, локальная водоизоляция или профилактика нежелательных перетоков иначе высок риск вложений в каналы, утратившие проводимость [1] отсутствие и трассерных, и интерференционных признаков в рассматриваемую временную шкалу, как правило, означает отсутствие значимой гидравлической связи; в таких случаях уместны поверочные мини-тесты и пересмотр геологического сценария, а не масштабные вмешательства [3] надёжность выводов напрямую зависит от дисциплины сбора и подготовки данных важны согласование временных шкал трассерных и давленческих наблюдений, контроль фоновых уровней и подтверждение пределов обнаружения, особенно при низких концентрациях маркеров. Использование нескольких химически различных трассеров снижает риск ложноотрицательных выводов в средах с выраженной сорбцией, а привязка «времени пуска» и «времени ступени» позволяет корректно сопоставлять пики концентраций и реакционные отклики давления. Регулярное сужение интервалов неопределённости через последовательное уточнение параметров ёмкости и пропускной способности по мере накопления наблюдений важнее, чем однократная «идеальная» съёмка, поскольку геомеханическая эволюция трещинного каркаса делает систему нестационарной [2,5] особые соображения возникают в горизонтальных стволах и многосекционных системах, где профиль вскрытия пласта и асимметрия трещинного каркаса искажают как трассерные кривые, так и интерференционные отклики. Здесь значение приобретает совместное чтение сигналов на нескольких «мониторах» и прослеживание временных лагов между ними: корреляция лагов с геометрией укладки и хронологией гидроразрыва помогает отделить вклад междурядных каналов от внутрисекционных перетоков [3]. В карбонатах и средах с выраженной капиллярной пропиткой следует ожидать смещения и «растяжения» хвостов трассерных кривых; выбор маркеров в таких условиях проверяется лабораторно на флюидах и керне, чтобы не ошибиться в интерпретации полевых пиков [2,5].

В системах поддержания пластового давления связка «трассер + давление» особенно полезна для выявления высокопроницаемых каналов и шунтирующих путей, которые классические балансовые и профильные методы видят лишь косвенно. Локализация таких путей по согласованным признакам позволяет точнее таргетировать водоизоляционные мероприятия и профилирование приёмистости, снижая долю неэффективных обработок и уменьшая перетоки между уровнями. Практический результат выражается в экономии на диагностике и в ускорении стабилизации показателей разработки эффект, многократно подтверждённый на полигонах с высокой неоднородностью фильтрационных свойств [3] с точки зрения моделирования ценность интегрированного подхода в том, что он накладывает дисциплину на процесс калибровки. Реакционное время и форма интерференционного отклика чувствительны к эффективной проводимости соединяющих сегментов, тогда как распределения времени пребывания лучше «видят» объём вовлечения и степень канализации. Разделение этих ролей делает калибровку менее вырожденной: параметры, которые «живут» в одном типе данных, проверяются другим, а сценарии, успешно объясняющие только часть наблюдений, отбраковываются до того, как будут приняты дорогостоящие инженерные решения [4]. Согласованность по двум независимым линиям свидетельств по сути «двойная подпись» становится простым критерием качества модели и предиктором устойчивости принятого решения [2].

Наконец эволюционный аспект связи требует повторной верификации по мере изменения пластовых давлений, режимов эксплуатации и после технологических операций. Стратегии «отсроченного гидроразрыва» в мультискважинных кустах способны формировать временные каналы, которые выражены в трассерных наблюдениях на ранних стадиях но могут исчезать или слабо проявляться в поздних интерференционных откликах из-за закрытия незапроппантованных сегментов и перераспределения проппанта это не противоречие, а ожидаемая динамика системы, которую следует закладывать в график

повторных наблюдений и в регламент пересмотра моделей [6]. Таким образом, интегрированная интерпретация не только уточняет картину связности «здесь и сейчас» но и даёт инструмент для отслеживания её изменения во времени с прямыми последствиями для тактики эксплуатации и приоритизации доработки.

В совокупности предложенный подход обеспечивает отдельную оценку упругого отклика и истинной проводимости, даёт количественные признаки неоднородности, переводит диагностику межскважинных взаимодействий в воспроизводимую инженерную процедуру и уменьшает разброс прогнозов. Согласованное наблюдение обмена мечёным пропантом и быстрых интерференционных откликов остаётся надёжным индикатором устойчивой связи, тогда как расхождения между ранними водными трассерами и поздним «молчанием» по давлению разумно интерпретируются как следствие геомеханического закрытия непропантованных трещин [1,3] интеграция этих диагностик в стандарт проектирования и контроля разработки позволяет более точно ранжировать пары скважин, экономить ресурсы мониторинга и направлять вмешательства туда, где ожидаемая отдача подтверждена двумя независимыми линиями доказательств [2,4].

Список использованных источников:

1. Мажар В. А., Ридель А. А., Колесников М. В., Пахомов Е. С., Зыков А. С. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – Вып. 2(37). – С. 127–138.
2. Трофимов А. С., Бердников С. В., Кривова Н. Р. и др. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Территория «Нефтегаз». – 2006. – № 12. – С. 72–77.
3. Петрушин Е. О., Савенок О. В., Арутюнян А. С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 10. – С. 397–405.
4. Кумар А. Манчанда Р. Шарма М. М. Диагностика межскважинного взаимодействия на основе интегрированного анализа трассеров и интерференционных испытаний давления // Материалы Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). – 2018. – С. 2; 9; 11.
5. Санни М. Л. Аль-Аббад М. А. Кокал С. Л. Хартвиг С.; Хусеби О.; Йеванорд К. Полевое исследование межскважинного химического трассерного теста // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 2015. – С. 5; 10–13; 14
6. Манчанда Р. Шарма М. М. Отсроченный гидроразрыв: новая стратегия многостадийного фактурирования в мультискважинных кустах // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2013. – SPE-166489-MS

УДК 622.24

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН МНОГОХОДОВОГО. 3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

С.В. Чертовских

*(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий
ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент, зав.каф. ТМО)*

З.З. Мавлиханова

*(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий
ФГБОУ ВО УГНТУ, ассистент каф. ТМО)*

И.Ф. Рахимов

*(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий
ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ММО313-23-01)*

Аннотация. Статья посвящена решению проблемы низкой эксплуатационной надежности ПСМ, вызванной интенсивным износом и нарушением герметичности в зоне соединения входных патрубков. В качестве решения проблемы предлагается применение современных методов компьютерного инжиниринга. Также рассмотрено 3D-моделирование

и гидродинамические расчеты для детального изучения причин отказов и идентификации критических зон износа.

Ключевые слова. Нефтегазовая отрасль, переключатель скважин многоходовой (ПСМ), герметичность соединений, гидроабразивный износ, коррозионное разрушение, моделирование.

UDC 622.24

ANALYSIS OF THE CAUSES OF FAILURE OF A MULTI-WAY WELLSWINTCH. 3D MODELING AND HYDRODYNAMIC CALCULATIONS

S.V. Chertovskikh

*(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies
of Ufa State Petroleum Technological University, Associate Professor)*

Z.Z. Mavlikhanova

*(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies
of Ufa State Petroleum Technological University, Assistant Professor)*

I.F. Rakhimov

*(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies
of Ufa State Petroleum Technological University)*

Abstract: The article is devoted to solving the problem of low operational reliability of PSM caused by intensive wear and leakage in the connection area of the inlet pipes. As a solution to the problem, it is proposed to use modern computer engineering methods. 3D modeling and hydrodynamic calculations are also considered for a detailed study of the causes of failures and identification of critical wear zones.

Keywords: Oil and gas industry, multi-pass well switch (MPWS), tightness of connections, hydroabrasive wear, corrosion destruction, modeling.

ПСМ является одним из ключевых элементов в системе площадочных сооружениях нефтегазовой отрасли. Переключатель выполняет функцию перенаправления потока жидкости от скважин к сепаратору, не нарушая при этом процесс эксплуатации всех остальных скважин. Это необходимо для замера дебита, контроля и измерения параметров жидкости нефтяных скважин. Таким образом, надежность и бесперебойная работа всей системы сбора нефти, а также актуальность измеряемых параметров скважин напрямую зависят от исправности данного оборудования [1].

Однако традиционные конструкции ПСМ, десятилетиями используемые в отрасли, зачастую демонстрируют недостаточную стойкость к агрессивным условиям эксплуатации, что приводит к частым отказам и существенным экономическим издержкам. Проблема совершенствования конструкции актуальна в связи с необходимостью улучшения производительности и устойчивости скважинных систем при одновременной минимизации непродуктивных простоев и постоянно растущих затрат на техническое обслуживание и капитальный ремонт [1].

Основным структурным элементом переключателя, принимающим на себя всю нагрузку, является его корпус. Он постоянно испытывает комплексное разрушающее воздействие двух ключевых факторов: интенсивной коррозии и гидроабразивного износа.

Гидроабразивный износ, также известный как эрозия, возникает из-за постоянного присутствия в перекачиваемой пластовой жидкости большого количества механических примесей - твердых частиц измельченной породы (песка, глины), которые поднимаются насосно-компрессорными трубами из призабойной зоны скважины [2]. Эти абразивные частицы, перемещаясь с высокой скоростью вместе с потоком, действуют подобно абразивному инструменту, постепенно истирая и деформируя внутреннюю поверхность металла, особенно в зонах изменения направления потока и на входных патрубках [3].

Параллельно этому физическому процессу развивается коррозионное разрушение. Оно происходит из-за сложного химического состава нефтяной жидкости, которая содержит агрессивные компоненты: попутный нефтяной газ с высокой концентрацией сероводорода, углекислый газ, минерализованную пластовую воду с солями хлоридов, а также растворенный кислород, попадающий в систему во время технологических операций [3]. Эти элементы и соединения инициируют многообразные электрохимические реакции, приводящие к коррозии, которая оказывает существенное негативное воздействие на металлические элементы корпуса, значительно ускоряя процесс его деградации. Важно отметить, что коррозия и эрозия не просто суммируются, а синергетически усиливают друг друга: коррозия разрыхляет поверхностный слой металла, делая его более уязвимым для абразивного воздействия, а эрозия постоянно счищает образующиеся пассивные защитные пленки, обнажая свежий металл.

Как прямое следствие описанных процессов, основными причинами аварийных ситуаций и внеплановых остановок являются разрушение стенок корпуса, износ уплотнительных прокладок, разрушение сварных швов, нарушение герметичности соединения входных патрубков [1]. В большинстве случаев аварии ПСМ возникают из-за нарушения герметичности соединения входных патрубков [4]. Это происходит не только вследствие комбинированного воздействия гидроабразивного износа и коррозионного разрушения внутренних поверхностей [2, 3], но и из-за дополнительного механического фактора - силы трения, воздействующей на корпус в зоне контакта с подвижной кареткой, которая осуществляет перенаправление потоков [5-8].

При этом современные методы диагностики и анализа отказов ПСМ зачастую ограничиваются сбором и обработкой общих статистических данных, не учитывая в полной мере детальные физико-химические и гидродинамические процессы, происходящие внутри модуля во время его работы. В этой связи применение передовых методов компьютерного инжиниринга, таких как 3D-моделирование и гидродинамические расчеты, позволяют кардинально изменить подход к проектированию и модернизации. Эти технологии дают возможность виртуально смоделировать работу ПСМ в условиях, максимально приближенных к реальным, глубже изучить первопричины отказов, с высокой точностью выявить критические зоны повышенного износа и турбулентности потока и, в конечном счете, оптимизировать геометрию конструкции для значительного повышения ее надежности и долговечности [4].

Для построения 3D-модели ПСМ, в частности, наиболее уязвимого узла - зоны контакта патрубков и подвижной каретки будем использовать программу КОМПАС (рис. 1).

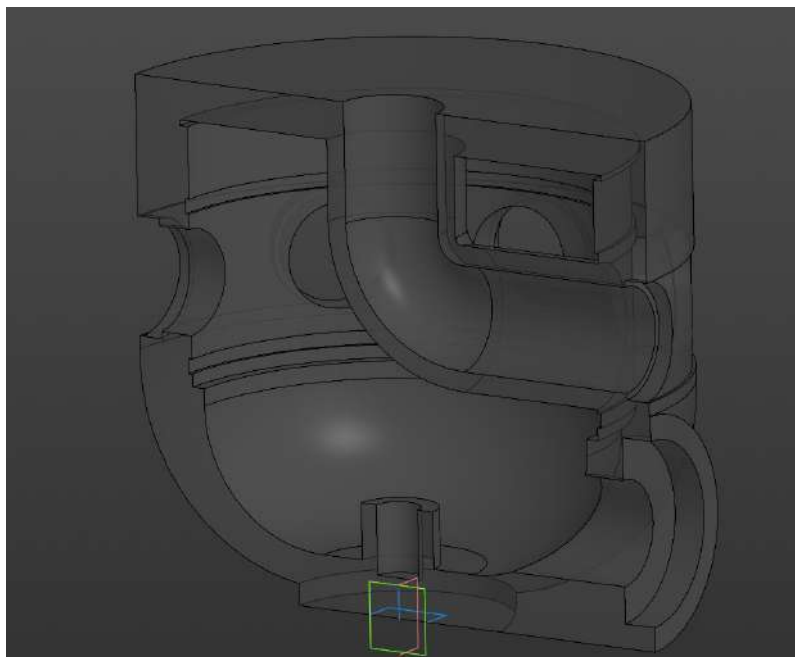


Рисунок 1 – 3D-модель ПСМ в разрезе

Для проведения гидродинамических расчетов импортируем модель в программу ANSYS.

Зоны резкого перепада давления указывают на потенциальные области концентрации нагрузок на стенку (рис. 2). Такие перепады могут приводить к напряжённому состоянию, ускорять процессы разрушения и определяют один из ключевых критериев долговечности конструкции.

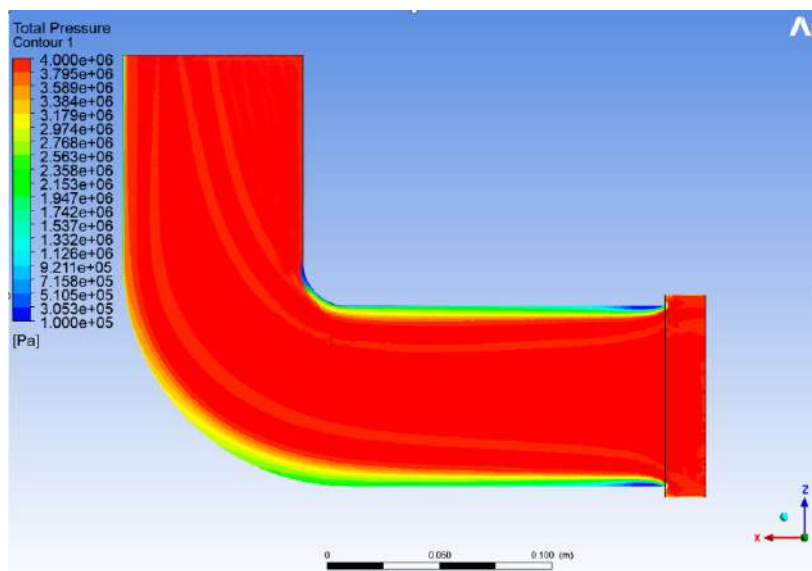


Рисунок 2 – Распределение давления в разрезе

Максимальная скорость указывает на участки повышенного воздействия потока на стенку (рис. 3). Такие зоны могут служить инициаторами износа материала, что снижает ресурс конструкции.

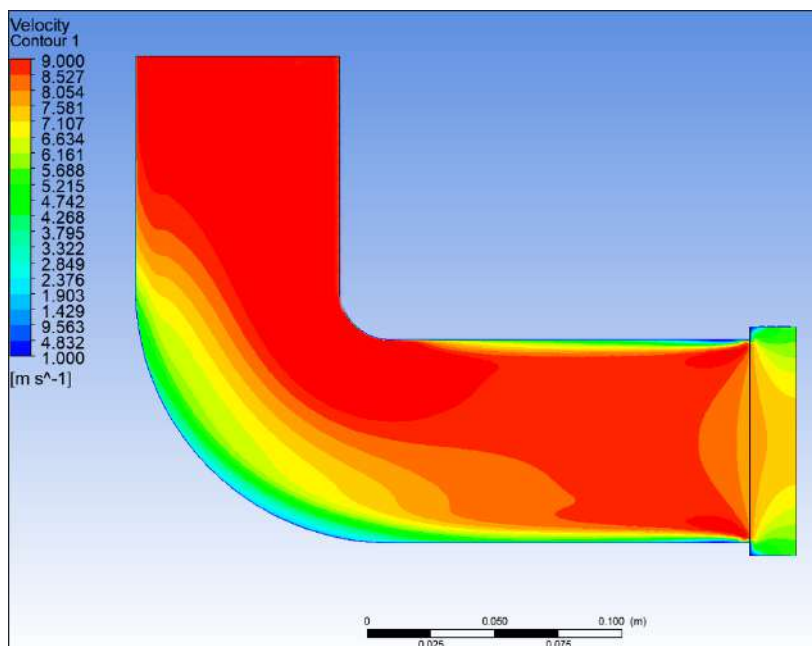


Рисунок 3 – Распределение скорости флюида в сечении

Проведенное исследование, сочетающее методы гидродинамического анализа и компьютерного моделирования, подтвердило теоретические положения о природе отказов ПСМ. Результаты работы выявили критические зоны конструкции, определяющие её долговечность и надёжность, и предоставили физическое обоснование причин аварийных ситуаций, возникающих вследствие нарушения герметичности соединения входных патрубков ПСМ.

Список использованных источников:

1. Ахметзянов Р.Э. Повышение эффективности эксплуатации переключателя скважин многоходового ПСМ // Наука и ТЭК. 2011. № 7. С. 23-25.
2. Горбунов А.И., Ширковский А.И. Гидроабразивный износ оборудования в нефтегазовой отрасли. М.: Недра, 2018. С. 81-120.
3. Климов В.А., Семенов А.С. Коррозия и защита металлов в нефтедобыче. СПб.: Химиздат, 2019. С. 45-89.
4. Иванов Д.М., Кузнецов Р.Н. Компьютерное моделирование износа в узлах нефтяной арматуры // Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 56-61.
5. Камалетдинова Р.Р., Мамлеев Р.Ф., Мамлеев Р.Ф., Чертовских С.В., Л.Ш. Шустер. Вопросы применения керметов на основе карбида титана в трубопроводной запорной арматуре // Упрочняющие технологии и покрытия. 2014. № 2 (110). С. 3-6.
6. Камалетдинова Р.Р., Мамлеев Р.Ф., Мамлеев Р.Ф., Чертовских С.В., Л.Ш. Шустер. Триботехнические характеристики керметов на основе карбида титана в экстремальных условиях нагружения // Трение и смазка в машинах и механизмах. 2014. № 1. С. 31-33.
7. Шустер Л.Ш., Камалетдинова Р.Р., Чертовских С.В. Влияние нефтяной среды на триботехнические характеристики скользящего контакта в запорной арматуре // Сборка в машиностроении, приборостроении. 2016. № 4. С. 45-48.
8. Шустер Л.Ш., Мамлеев Р.Ф., Камалетдинова Р.Р., Чертовских С.В., Р.М. Киреев. Износ трибосопряжений из керамики-металлического материала на основе карбида титана // Трение и износ. 2016 (37). № 2. С. 12-16.

УДК 622.24

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН МНОГОХОДОВОГО

С.В. Чертовских

*(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий
ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент, зав.каф. ТМО)*

3.3. Мавлиханова

*(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий
ФГБОУ ВО УГНТУ, ассистент каф. ТМО)*

И.Ф. Рахимов

*(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий
ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ММО313-23-01)*

И.Р. Хакимова

(Институт технологии и материалов ФГБОУ ВО УУНИТ, старший преподаватель)

Аннотация: Статья посвящена решению проблемы низкой эксплуатационной надежности ПСМ. Предложен метод модернизации с использованием дополнительной пластины из коррозионностойкого сплава 12Х18Н10Т с антифрикционным покрытием на основе нитрида титана. Техническое решение сочетает проверенные материалы с инновационными покрытиями, предлагая экономически выгодное решение для нефтегазовой отрасли, что позволит значительно увеличить межремонтный интервал работы оборудования.

Ключевые слова: Нефтегазовая отрасль, переключатель скважин многоходовой (PCM), сплав 12X18H10T, нитрид титана, антифрикционное покрытие, износостойкость.

UDC 622.24

MODERNIZATION OF THE DESIGN OF A MULTI-WAY WELL SWINSH

S.V. Chertovskikh

(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University, Associate Professor)

Z.Z. Mavlikhanova

(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University, Assistant Professor)

I.F. Rakhimov

(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University)

I.R. Khakimova

(Institute of Technology and Materials Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education UUNIT, Senior Lecturer)

Abstract: The article is devoted to solving the problem of low operational reliability of PSM. A modernization method is proposed using an additional plate made of corrosion-resistant alloy 12X18N10T with an antifriction coating based on titanium nitride. The technical solution combines proven materials with innovative coatings, offering an economically advantageous solution for the oil and gas industry, which will significantly increase the inter-repair interval of equipment operation.

Keywords: Oil and gas industry, multi-way well switch (MWS), 12X18N10T alloy, titanium nitride, antifriction coating, wear resistance.

Современные нефтегазодобывающие компании предъявляют повышенные требования к надежности оборудования, особенно к таким критически важным, как PCM. Основной проблемой традиционных конструкций остается интенсивный износ в зоне соединения входных патрубков, который приводит к нарушению герметичности и последующим аварийным ситуациям [1]. В качестве перспективного решения данной проблемы рассматривается применение дополнительной защитной пластины из сплава 12X18H10T с нанесением антифрикционного износостойкого покрытия на основе нитрида титана. Техническое решение сочетает проверенные материалы с инновационным покрытием, предлагая практически применимую и экономически выгодную модернизацию для нефтегазовой отрасли.

В качестве основы защитного элемента выбран широко применяемый коррозионно-стойкий сплав 12X18H10T, чьи уникальные эксплуатационно-технологические характеристики идеально подходят для работы в агрессивных средах нефтегазодобывающих месторождений [2, 3-5]. Данный сплав демонстрирует исключительную коррозионную стойкость при контакте с сероводородсодержащими средами, сохраняя высокие механические свойства в широком температурном диапазоне от -196 до +600°C. Предел прочности этого сплава составляет не менее 520 МПа, а предел текучести – 205 МПа, что обеспечивает необходимую надежность [3]. Ключевым технологическим преимуществом является отличная свариваемость всеми распространенными методами, что критически важно для модернизации уже эксплуатируемого оборудования непосредственно в полевых условиях.

Рассмотрим вторую, не менее важную составляющую пластины – антифрикционное покрытие. Процесс его нанесения осуществляется современным методом катодно-дугового испарения в вакуумной камере при температуре 450-500°C [6]. Предварительно поверхность нержавеющей пластины подвергается тщательной механической обработке (шлифовка,

полировка до шероховатости $Ra \leq 0,2$ мкм), после чего проводится ионная очистка аргоном для обеспечения идеальной адгезии покрытия к подложке. Сам процесс напыления длится 90-120 минут, в результате чего формируется сверхтвёрдый, плотный и однородный слой толщиной 3-5 мкм с микротвёрдостью 2400 HV [7]. Данное покрытие обладает не только высочайшей износостойкостью, но и низким коэффициентом трения, что предотвращает явление схватывания и заедания подвижных элементов [8, 9].

Таблица 1 - Сравнительные характеристики материалов для ПСМ

Характеристика	Сталь 09Г2С (традиционное решение)	Сплав 12Х18Н10Т	12Х18Н10Т + TiN
Предел прочности, МПа	490	520	520 (основа)
Твердость поверхности, HV	140-190	200-250	2400 (покрытие)
Коэффициент трения	0,7-0,9	0,6-0,7	0,4
Стойкость к коррозии в H_2S	Низкая	Высокая	Очень высокая
Стойкость к гидроабразивному износу	Низкая	Средняя	Очень высокая
Стоимость решения	Низкая	Средняя	Средняя

Анализ данных, представленных в таблице, позволяет сделать следующие ключевые выводы:

1. Качественный скачок в износостойкости. Применение комбинированного материала обеспечивает беспрецедентное увеличение поверхностной твердости - до 2400 HV. Это прямо указывает на радикальное повышение стойкости к гидроабразивному износу, который является основной причиной выхода из строя узла патрубков.

2. Существенное снижение трения. Коэффициент трения комбинированного материала – 0,4, почти в два раза ниже, чем у стали 09Г2С. Это минимизирует риск заедания подвижных элементов и уменьшает износ корпуса, что напрямую повышает надежность и плавность работы всего механизма ПСМ.

3. Комплексная защита от коррозии. В то время как сталь 09Г2С обладает низкой стойкостью к сероводородной коррозии, комбинированное решение наследует высокую коррозионную стойкость основы из сплава 12Х18Н10Т. Покрытие является химически инертным и служит дополнительным барьером, обеспечивая «очень высокую» общую защиту от агрессивной среды.

4. Оптимизация по критерию «стоимость-эффективность». Хотя первоначальная стоимость решения на основе 12Х18Н10Т с покрытием выше, чем у обычной конструкционной стали, но оно окупится повышенным ресурсом. Это свидетельствует об экономической целесообразности модернизации: инвестиции в более совершенный материал приводят к значительному сокращению затрат на частый ремонт и ликвидации аварийных последствий.

Комбинированное решение, сочетающее пластину из коррозионностойкого сплава с антифрикционным покрытием, обеспечивает комплексное улучшение эксплуатационных характеристик ПСМ. Основное преимущество данного подхода заключается в синергетическом эффекте: прочная основа из сплава эффективно поглощает ударные нагрузки и обеспечивает стойкость к химической коррозии, в то время как сверхтвёрдое поверхностное покрытие сопротивляется абразивному износу.

Практическая реализация данного решения не требует кардинальной модернизации существующих конструкций ПСМ или дорогостоящего демонтажа всего узла. Защитная

пластина изготавливается отдельно и устанавливается в зону контакта в качестве сменного вкладыша. Простота монтажа позволяет проводить усовершенствование непосредственно на месторождениях силами ремонтных бригад, что существенно снижает затраты на ремонт и продолжительность простоев [1, 10, 11].

Таким образом, применение комбинированного материала на основе сплава 12X18H10T [12, 13] с покрытием нитрида титана представляет собой эффективное инженерное решение для повышения ресурса и надежности самого уязвимого узла ПСМ. Сочетание проверенных материалов и передовых технологий поверхностного упрочнения позволяет значительно увеличить межремонтный период оборудования, минимизировать риски аварийных ситуаций и, как следствие, снизить эксплуатационные затраты нефтегазодобывающих компаний.

Список использованных источников:

1. Ахметзянов Р.Э. Повышение эффективности эксплуатации переключателя скважин многоходового ПСМ. М.: Наука и ТЭК, 2011. С. 23–25.
2. ГОСТ 5632-2014 "Стали высоколегированные и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные". 04.12.2016 URL: <https://all-gosts.ru/gosts/gost-5632-2014-nerzhaveyushchie-stali-i-splavy-korrozionno-stoykie-zharostoykie-i-zharoprochnye-marki/>. С. 15–17.
3. Рыжов С.В., Петров К.Л. Конструкционные материалы для нефтегазового оборудования: сплавы и покрытия. М.: Машиностроение, 2020. С. 89–92.
4. Камалетдинова Р.Р., Мамлеев Р.Ф., Мамлеев Р.Ф., Чертовских С.В., Л.Ш. Шустер. Вопросы применения керметов на основе карбида титана в трубопроводной запорной арматуре // Упрочняющие технологии и покрытия. 2014. № 2 (110). С. 3–6.
5. Шустер Л.Ш., Камалетдинова Р.Р., Чертовских С.В. Влияние нефтяной среды на триботехнические характеристики скользящего контакта в запорной арматуре // Сборка в машиностроении, приборостроении. 2016. № 4. С. 45–48.
6. Патент РФ №261789 "Способ нанесения износостойкого покрытия" / ООО "Завод электрических исполнительных механизмов и приводов "ПРИМЕХ". 28.03.2016 URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2617189C1_20170421. С. 4–5.
7. Иванов Д.М. Современные антифрикционные покрытия в нефтегазовом оборудовании. М.: Нефтяное хозяйство, 2022. С. 58–60.
8. Шустер Л.Ш., Мамлеев Р.Ф., Камалетдинова Р.Р., Чертовских С.В., Р.М. Киреев. Износ трибосопряжений из керамики-металлического материала на основе карбида титана // Трение и износ. 2016 (37). № 2. С. 12–16.
9. Чертовских С.В., Камалетдинова Р.Р. Трибологические характеристики керамики-металлических композиционных материалов с износостойкими покрытиями // Трибология – машиностроению: Труды XII международной научно-технической конференции. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. С. 544–545.
10. Смирнов Л.А. Методы повышения износостойкости деталей нефтепромыслового оборудования // Вестник машиностроения. 2023. №4. С. 45–49.
11. Камалетдинова Р.Р., Мамлеев Р.Ф., Мамлеев Р.Ф., Чертовских С.В., Л.Ш. Шустер. Триботехнические характеристики керметов на основе карбида титана в экстремальных условиях нагружения // Трение и смазка в машинах и механизмах. 2014. № 1. С. 31–33.
12. Чертовских С.В., Горлова И.Р., Худякова Л.П., Семашко М.А. Подбор материалов трибосопряжений запорной трубопроводной арматуры с учетом исследования адгезионных параметров трения // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: материалы X Международной научно-практической и методической конференции (г. Уфа, 26–27 мая 2022 г.) / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. Уфа: РИЦ БашГУ, 2022. С. 131–138.
13. Чертовских С.В., Горлова И.Р., Абдюкова Р.Я. Исследование адгезионных параметров трения трибосопряжений запорной трубопроводной арматуры // Актуальные

УДК 622.276

МЕТОДЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

В.С. Чирва

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-11)

П.А. Частоступов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-12)

А.А. Герасимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Н.В. Павлов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРсз-21-13)

Аннотация. Процессу осложнений подвержены скважины, электроцентробежные насосы, эксплуатируемые в условиях большого количества обводнения эксплуатирующих пластов и добываемых полезных ископаемых. Предупреждение осложнений является одним из наиважнейших направлений увеличения межремонтного периода работы скважин, увеличения наработки на отказ и сокращения финансовых потерь.

Ключевые слова: насосная установка, отложения солей, ингибитор, поддержание пластового давления, солевой фонд.

UDC 622.276

METHODS FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS

V.S. Chirva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-11)*

P.A. Chastostupov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-12)*

A.A. Gerasimova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-13)*

N.V. Pavlov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State
Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRSz-21-13)*

Abstract. Wells, electric centrifugal pumps, and electric submersible pumps operated in conditions of high water cut of producing formations and extracted minerals are subject to the process of complications. Prevention of complications is one of the most important ways to increase the inter-repair period of wells, increase the time between failures, and reduce financial losses.

Key words: pumping unit, salt deposits, inhibitor, reservoir pressure maintenance, salt fund.

Скважины, оборудованные установками электроцентробежных насосов, по технико-экономическим показателям на порядок отличаются от скважин, спущенных насосами ШГН. У них на устьях нет громоздких механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие станки-качалки и огромные железобетонные или трубные фундаменты, необходимые для их установки, обслуживания и дальнейшей эксплуатации.

В настоящее время установки УЭЦН позволяют вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения и освоения в любой время года, ежели как для насосов ШГН приходится устанавливать фундаменты и монтировать станки – качали и дополнительное оборудование [1].

Фактические показатели наработки на отказ по рассматриваемому месторождению представлены на рисунке 1.

Анализ преждевременного выхода ЭЦН из строя показывает причины: отложения неорганических солей (36,3 %), засорение рабочих органов насоса песком (16 %), поверхностным мусором (8,2 %). В качестве иллюстраций на рисунках 2, 3 представлены фотографии корпуса и рабочих органов УЭЦН, а на рисунке 4 – рабочих органов покрытых отложениями солей, со следами износа.

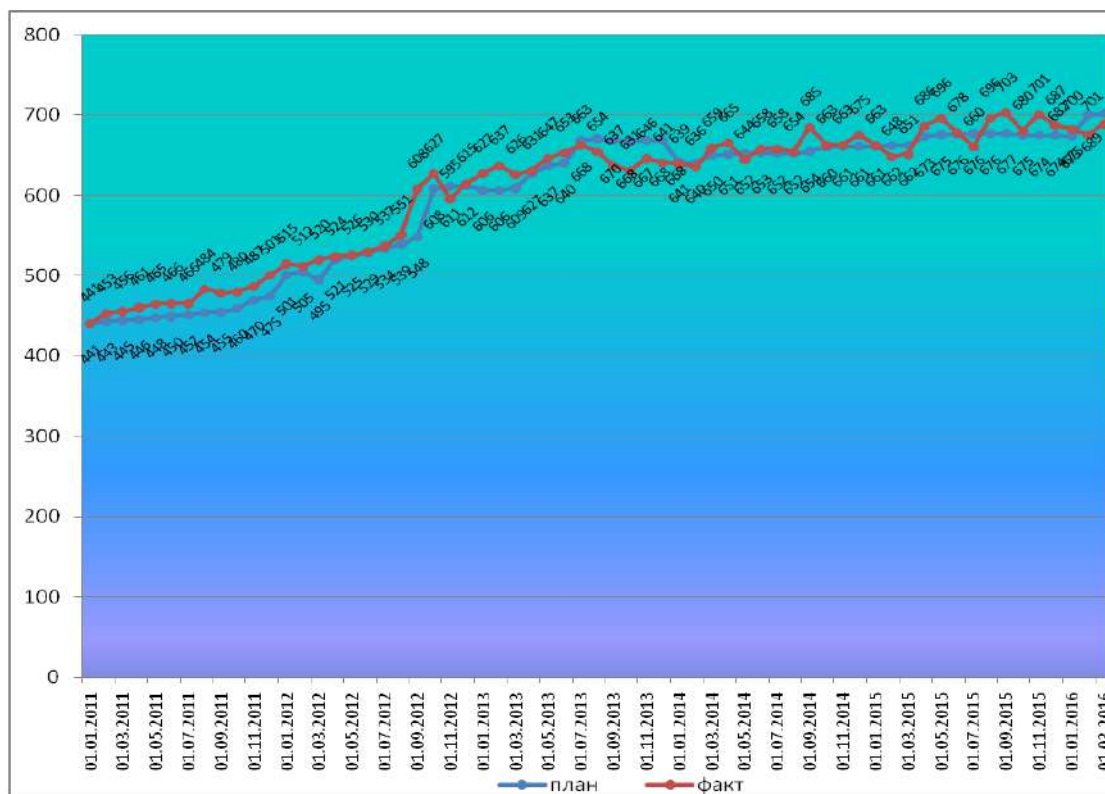


Рисунок 1 – Нарботка на отказ УЭЦН рассматриваемого месторождения



Рисунок 2 – Корпус УЭЦН с отложениями солей



Рисунок 3 – Рабочие колеса и направляющие аппараты ЭЦН, покрытые отложениями солей



Рисунок 4 – Рабочее колесо, покрытое отложениями

Для того чтобы исследовать и понять характер образования отложения осадков соли в проточных каналах рабочих органов, пришлось проделать ряд мероприятий в виде поперечных и продольных разрезов рабочих колес и направляющих аппаратов где преобладало большое количество отложений осадков.

В рассматриваемом месторождении применяется методика прогнозирования выпадения солей по Озолину, которая позволяет рассчитывать склонность к образованию гипса, в то же время склонность к выпадению карбонатов и сульфидов железа. Метод основан на теории активности водно-солевых систем. Известно, что равновесное состояние раствора будет наблюдаться тогда, когда произведение растворимости сульфата кальция K_{CaSO_4} равно произведению концентраций активных ионов ($a_{Ca^{2+}} \cdot a_{SO_4^{2-}}$) и это уравнение имеет вид:

$$K_{CaSO_4} = a_{Ca^{2+}} \cdot a_{SO_4^{2-}} \quad (1)$$

В общем виде активность ионов связана с концентрацией ионов уравнением:

$$a = f \cdot C, \quad (2)$$

где a – активность ионов;

f – коэффициент активности;

C – молярная концентрация ионов.

Проведённые расчёты позволяют дополнительно просчитывать склонность к отложению солей при различных температурах. Полученные результаты следующие:

— в большинстве случаев результаты анализа и фактический состав отложений солей совпадают с результатами прогнозирования склонности к солеотложению;

— по скважинам солевого фонда, пластовая вода которых не склонна к отложению солей по результатам лабораторных исследований, были проведены дополнительные расчёты при различных значениях температур. Результаты лабораторных исследований и расчётов показывают, что вероятность появления отложений в скважине зависит от температуры. Для скважины № 57411 при температуре 20 °С вероятность отложений карбонатов и сульфида железа составляет около 50 %, в то время как при температуре 100 °С эта вероятность составляет свыше 75 %.

Скважина № 32116 при температуре 20 °С не склонна к отложениям, при температуре 100 °С вероятность появления гипса составляет около 50 %. Из этих данных можно также сделать вывод о необходимости проведения дополнительных исследовательских работ по определению температуры на выкидной линии УЭЦН в скважине. Применяя данную методику, мы можем прогнозировать вероятность выпадения солей различных составов и при различных температурах более точно.

По пласту ЮК-1 происходило снижение дебита с незначительным увеличением обводнённости, в то же время химический состав воды характеризуется увеличением сульфат - ионов, чем и объясняется склонность всех скважин пласта ЮК-1 к отложениям гипса, как по расчёту, так и по фактическому составу отложений (таблица 1).

Таблица 1 – Количество скважин солевого фонда рассматриваемого месторождения

Месторождение	Пласт	Количество скважин фонда	Состав отложений – количество скважин
Рассматриваемое Месторождение	БК-1	10	CaSO ₄ – 10
	БК-2	39	CaCO ₃ , FeS – 4 CaSO ₄ – 35
	ЮК-1	3	CaSO ₄ – 3
	ЮК 2-9	1	CaSO ₄ – 1

Химический состав, а именно содержание хлор - ионов по пластам БК-1 и БК-2 пластовых вод скважин существенно влияет на процесс отложения солей.

Присутствие хлор-ионов влияет на предельную растворимость сульфата кальция.

С увеличением их содержания увеличивается предельная растворимость, т.е. пластовая вода не насыщается сульфатом кальция, вероятность отложения гипса понижается. С начала эксплуатации содержание хлор - ионов в составе пластовых вод изменился следующим образом: по пласту ЮК 2-9 содержание хлор - ионов – снизилось, по БК-2 в большинстве случаев – понизились.

Состав отложений солей на скважинах месторождения представлен чаще всего хлористыми солями и карбонатами, реже – гипсом. По пласту D₁ выявлено несколько очагов предположительного влияния кислотных обработок на процесс выноса минералов из пласта.

В связи с поступлением в последнее время отложений различного состава с водозаборного фонда скважин, лабораторией проведены работы по анализу пластовой воды водозаборных скважин на склонность к отложению солей [2-3].

Расчёт на склонность к солеотложению проводился по методике «Прогнозирование образования осадков сложного состава и их вида в добывающих скважинах» (РД 03-05752503-060-2000).

Расчёт производится по 3 типам отложений:

1 тип – вероятность отложений гипса выше 75 %;

2 тип - вероятность отложений гипса и сульфида железа выше 90 %;

3 тип - вероятность отложений карбонатов и сульфида железа выше 75 %.

Результаты расчёта показывают, что из 42 проанализированных проб пластовой воды 30 имеют склонность к отложениям либо 1, либо 3 типа.

Растворимость большинства минералов снижается в 2 раза на каждые 480 атм.

Пластовые воды при контакте с породами и растворёнными газами (сероводород, углекислый газ) могут насыщаться растворённым карбонатом. С падением давления сероводород высвобождается из водной фазы, вызывая рост pH, что и приводит к образованию кальцита. На наших месторождениях основными видами солеобразования является несовместимое смешение и автоосаждение.

Также к основным причинам отложения солей в скважинах относятся: старение фонда скважин, увеличение обводнённости, ранее проведенные мероприятия, такие как СКО, закачка дистиллятной жидкости в систему ППД и, как следствие, изменение химического состава пластовых вод [39].

В целях удешевления в зимнее время вместо антифриза, при приготовлении ингибиторов, часто используется минерализованная пластовая вода [41].

Исследованиями установлено вредное влияние солевых отложений на работу УЭЦН в скважине. Эксплуатационные показатели еще больше ухудшаются при добыче полезных ископаемых из наклонно-направленных скважин.

В разное время на рассматриваемом месторождении подвергались промышленным испытаниям различные методы защиты от отложения солей (магнитные, вибрационные), но они не давали такого положительного эффекта, как ингибирование, поэтому этот метод является основным [4-5].

Испытания ингибитора ХПС-005 (марки С и Т) в трех направлениях: по предотвращению осадкообразования сульфата кальция (гипса), карбоната кальция и на совместимость с пластовыми и сточными водами.

Испытания проводились на минерализованных водах, содержащих осадкообразующие катионы и анионы, с пластовой и искусственно приготовленной минерализованной водами.

Результаты испытания приведены в (таблицах 2, 3).

В результате проведенных испытаний установлена возможность приготовления 1-10 % раствора ингибитора ХПС-005С на пластовых водах различной минерализации. Результаты испытания на совместимость с пластовыми и сточными водами приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Испытания ингибитора ХПС-005 (марки С и Т) по предотвращению осадкообразования сульфата кальция (гипса)

Вид отложений	Дозировка ингибитора, мг/дм ³	ХПС-005С	ХПС-005Т
		Эффективность, %	
Сульфат кальция (CaSO ₄ · 2H ₂ O)	5	95,8	87,6
	10	97,4	91,3
	20	97,4	100,0
	30	100,0	100,0

Таблица 3 – Испытания ингибитора ХПС-005 (марки С и Т) по предотвращению осадкообразования карбоната кальция

Вид отложений	Дозировка ингибитора, мг/дм ³	ХПС-005С	ХПС-005Т
		Эффективность, %	
Карбонат кальция (CaCO ₃)	10	95	100
	20	100	100
	30	100	100

В результате проведенных испытаний установлена возможность приготовления 1-10 % раствора ингибитора ХПС-005С на пластовых водах различной минерализации.

Результаты испытания на совместимость с пластовыми и сточными водами приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Испытания ингибитора ХПС-005 (марки С и Т) на совместимость с пластовыми и сточными водами

Характеристика минерализованной воды	ХПС-005С				ХПС-005Т			
	Содержание ингибитора, % масс.							
	1	2	5	10	1	2	5	10
	Наличие осадка							
Пластовая вода скважина № 32116 (Ca ²⁺ =27928 мг/л)	отс.	отс.	отс.	отс.	осадо к	осадо к	осадо к	осадо к
Вода с БКНС (Ca ²⁺ =9519 мг/л)	отс.	отс.	отс.	отс.	осадо к	осадо к	осадо к	осадо к
Искусственно приготовленная вода (Ca ²⁺ =40000 мг/л)	отс.	отс.	отс.	отс.	осадо к	осадо к	осадо к	осадо к

На основании результатов проведенных испытаний по эффективности предотвращения отложений сульфата и карбоната кальция, а также совместимости с пластовыми водами различной минерализации для промышленного использования рекомендован ингибитор отложения солей ХПС-005С. Рекомендуемая эффективная концентрация 5 - 10 г/т в попутно-добываемой воды.

Список использованных источников:

1. Кагарманов И. И. Особенности эксплуатации УЭЦН: учебник / И. И. Кагарманов. – Самара: [б.и.] 2005. – 48 с.
2. Каплан Л. С. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами: учебник / Л. С. Каплан, А. В. Семенов Н. Ф. Разгоняев. – Москва: Недра, 1994. – 190 с.
3. Богданов А. А. Погружные центробежные электронасосы: учебник / А. А. Богданов. – Москва: [б.и.], 1957. – 129 с.
4. Хужин М. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин осложненного фонда: дис. канд. техн. наук: 21.00.17/Хужин Марат Рафикович. – Уфа, 2015. – 92 с.
5. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов/ А. Н. Дроздов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
6. Атажонов, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонов, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
7. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
8. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering,

Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

9. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

10. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

11. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.

12. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

14. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

15. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Д.И. Шабалдин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

А.Б. Кучкина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12дв-23-11)

Аннотация. Содержание данной статьи отражает актуальные методы интенсификации добычи нефти и их оптимизация. Рассматриваются уже существующие технологии и инструменты их развития. Более подробно отражен метод ГРП нового поколения.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, оптимизация, интенсификация добычи нефти, нефтяные пласты, интенсификация, гидроразрыв пласта нового поколения.

UDC 622.276

INCREASING THE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION STIMULATION METHODS AND OPTIMIZING THE METHODS APPLIED TO ENHANCE OIL RECOVERY

D.I. Shabaldin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, MGR12dv23-11)

A.B. Kuchkina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, MGR12dv23-11)

Abstract. This article discusses current methods for intensifying oil production and their optimization. It examines existing technologies and tools for their development. A more detailed discussion is provided on the next-generation hydraulic fracturing method.

Keywords: enhanced oil recovery methods, optimization, enhanced oil production, oil reservoirs, intensification, new-generation hydraulic fracturing.

В нефтегазовой отрасли всегда наиболее важной задачей будет повышение эффективности добычи нефтепродуктов на территории месторождений. Под нефтеотдачей понимают отношение количества итогового объема добываемой нефти из пласта к её первоначальным запасам в пласте. Объем запасов недр с каждым годом становятся всё меньше, что порождает открытие и применение инновационных технологий и методов добычи интенсификации.

Методы интенсификации содержат в себе определённый комплекс мероприятий, целью которых является рост объема добываемых нефтепродуктов из уже существующих скважин. [1]

Основные методы интенсификации:

- Гидродинамические;
- Физико-химические;
- Тепловые;
- Газовые.

Определение эффективности применения методов интенсификации опирается на геолого-физические характеристики пласта, текущее состояние разработки месторождения и экономические показатели. [2] На сегодняшний день свое развитие получают: комплексные технологии воздействия на добычу нефтепродуктов, использование нанотехнологий и применение цифровых методов моделирования. Они позволяют увеличить объем дебита скважины, вырастить коэффициент извлечения нефти и быть более экономным в затратах на добычу.

Одним из инновационных методов является гидроразрыв пласта нового поколения. Это метод интенсификации добычи нефти и газа основан на принципе закачки в пласт жидкости под давлением превышающий прочность пород с целью создания трещин, заполняемых пропантом. Введение гидроразрыва пласта в работу обусловлено нарастающей трудностью по освоению и разработке новых месторождений полезных ископаемых нефти и газа, а также большим объемом части трудноизвлекаемых запасов и работой с комплексными и высокорисковыми объектами.

Гидроразрыв (ГРП) пласта нового поколения - это модернизированная версия технологии, которая использует интеллектуальное проектирование, новые материалы, цифровой контроль, что позволяет работать скважине в сложных геологических условиях с минимальным воздействием на окружающую среду.

Точность в работе технологии обеспечивает автоматизированное управление процессом гидроразрыва пласта. Его содержание отражает: электронные системы

управления клапанами, пакерами и оптоволоконные датчики, которые обеспечивают полный контроль состояния всех трещин и мониторинг давления в текущий момент. В условиях сложного бурения применяется радиоуправление для бесперебойного беспроводного контроля. Такие технологии управления процессами гидроразрыва сводят к минимуму риск аварий, несчастных случаев и повышают коэффициент эффективности работы.

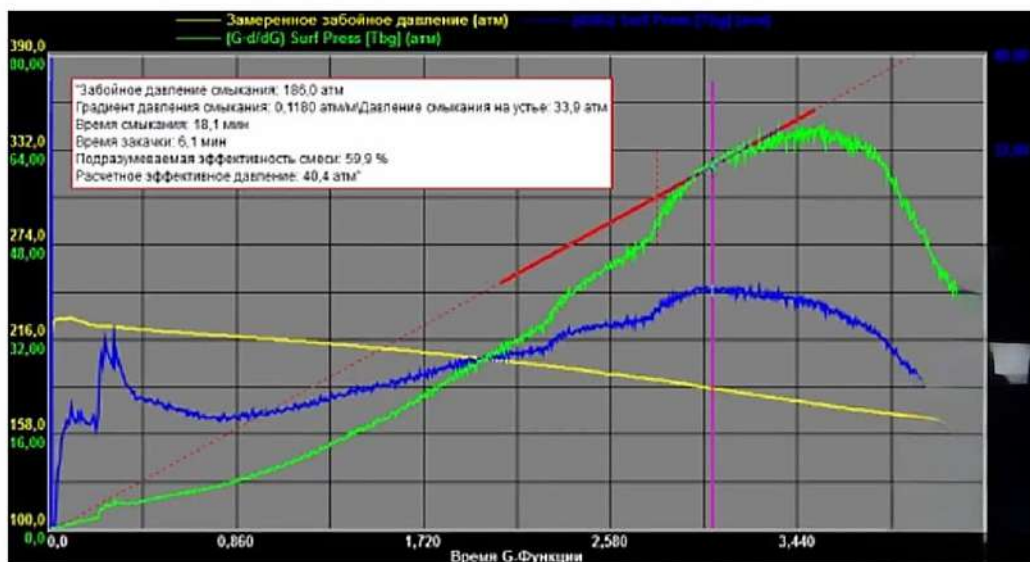


Рисунок 1 - Преимущества применения ГРП нового поколения по технико-физическим показателям

ГРП применялся во времена СССР [3], но в настоящее время ГРП нового поколения включает в себя новые материалы, цифровой контроль, использование интеллектуального проектирования, что позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду, следовательно, экологичность этого метода очень высокая.

Целями применения гидроразрыва пласта нового поколения является: увеличение продуктивности добывающих скважин, то есть для увеличения продуктивности у нас открывается или расширяется гидродинамические связи с малопроницаемыми зонами. [4] Также разработка трудноизвлекаемых запасов (сланцевой нефти, плотных коллекторов) и применение гидроразрыва для оптимизации разработки зрелых месторождений.

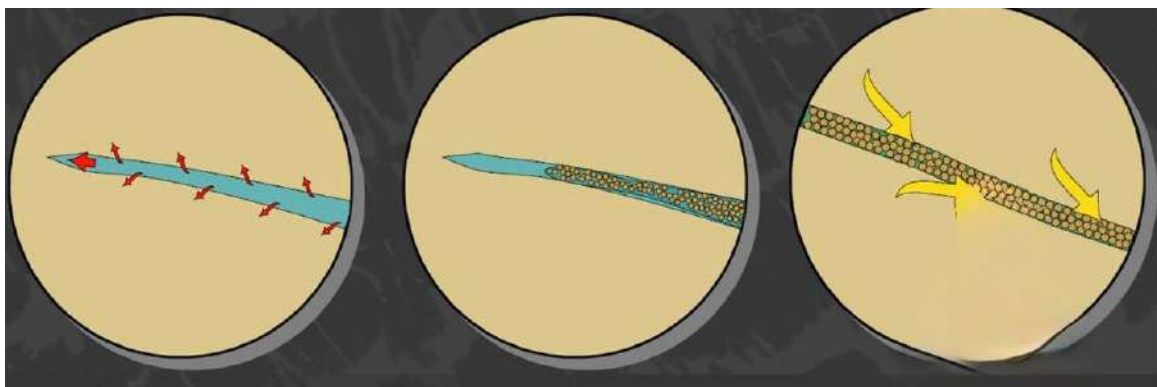


Рисунок 2 - Этапы проведения ГРП нового поколения

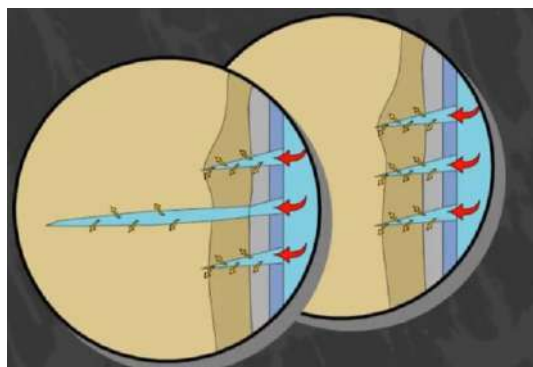


Рисунок 3 - Закачка жидкости превосходит утечку в пласт для инициации трещины

Отличие гидроразрыва нового поколения от традиционного метода отличается по своим параметрам: материалам, жидкостям, применения техники управления, моделированию, экологичности. Например, в классическом ГРП применяется песок и стандартные пропанты, а в ГРП нового поколения применяются новые, высокопрочные материалы.

Методы, повышающие эффективность интенсификации добычи нефти, требуют разностороннего подхода, который включает в себя: доработку существующих технологий и введение инновационных методов, а также их оптимизацию. [5] Самыми перспективными направления развития в данной отрасли являются на данный момент: применение цифровых технологий, использование современных материалов и интеграция разных методов воздействия. Также организация управления различными технологиями является основным фактором в повышении техники и технологии нефтеотдачи нефти.

Список использованных источников:

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. Тр. VIII Межд. симп.: Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин. – 2013.
2. Рамазанов Д. Н. Учет рисков при планировании методов увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений. - дисс. к.э. н.: 08.00.13. – Уфа. - 2010. -189 с. - <http://dlib.rsl.ru>
3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, - 1986. - С. 165.
4. Жданов С.А. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин [Текст] / С. А. Жданов, С.В. Константинов // Нефтяное хозяйство, 1995. - № 9. - С. 24-25.
5. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. - Казань: Издательство Казанского университета, - 1999. – С. 280
6. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
7. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.

8. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
9. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
10. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
11. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
12. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
13. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
14. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
15. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.
16. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.
17. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
18. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

19. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

20. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

21. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

УДК 622.276

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ОЦЕНКИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОР КОЛЛЕКТОРОВ ПО РАЗМЕРАМ

Р.С. Шагалиев

(Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», аспирант гр. 93-11)

Аннотация. В данной статье приведены различные методы исследования распределения пор по размерам зерна коллекторов. Приведена характеристика каждого из методов, преимущества и недостатки. Составлена таблица, позволяющая сравнить приведенные методы.

Ключевые слова: распределение пор по размерам, зерн, нефтедобыча, коллектор, пласт.

UDC 622.276

COMPARATIVE CHARACTERISTICS OF METHODS FOR ASSESSING THE PORE SIZE DISTRIBUTION

R.S. Shagaliev

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", postgraduate student of gr. 93-11)

Abstract. This article presents various methods for studying the pore size distribution of reservoir core. It describes each method, its advantages, and disadvantages. A table has been compiled to compare these methods.

Keywords: pore size distribution, core, oil production, reservoir, formation.

Точная характеристика порового пространства является фундаментальной задачей для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и построения адекватных геологических и гидродинамических моделей. Рассмотренные в статье методы призваны решить эту задачу.

Для прогнозирования фильтрации флюидов и оценки ФЕС основной упор необходимо делать на изучении распределения пор по размерам. Это позволяет точно определить, какие поровые каналы участвуют в фильтрации, в каких порах аккумулирована основная часть нефти, и каким образом можно оптимизировать процессы воздействия на пласт.

Одним из основных методов, когда речь заходит об изучении распределения пор по размерам, является ртутная порометрия. Постепенное нагнетание ртути с регистрацией зависимости давления от насыщенности образца ртутью пересчитывается в гистограмму распределения пор по радиусам. Ртуть практически инертна по отношению к образцу и

способна проникать в поры, которые недоступны для воды ввиду сил поверхностного натяжения [1]. Данный метод обеспечивает широкий диапазон измеряемых размеров (от 0,0015 мкм до 300 мкм) [2], однако относится к разрушающим методам, т.е. после исследования образец керна будет невозможно использовать для других исследований. Также метод требует тщательной подготовки образцов керна и безопасности работ.

Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) в свою очередь относится к неразрушающим. Размеры пор с помощью данного метода оцениваются косвенно через время релаксации T_1 и T_2 . Метод позволяет анализировать пористость, распределение пор и насыщенность флюидами, однако его результаты могут искажаться из-за высокой минерализации пластовой воды и наличия парамагнитных примесей [3]. Также для точной калибровки данного метода требуются данные других методов (например, ртутной порометрии).

Рентгеновская компьютерная томография (микротомография) также относится к неразрушающим методам. Она даёт возможность визуализировать трёхмерную структуру пор с высоким разрешением, но ограничена в разрешающей способности и требует сложной обработки данных [4]. С ее помощью изучаются макро- (> 1 мм), мезо- (0,2 - 1 мм), микро- (1 - 100 мкм) и наноуровень (< 1 мкм). При этом разрешение метода зависит от размера образца: для полноразмерного керна (100 мм) разрешение составляет около 0,4 мм, а для микро- и нанотомографии на малых образцах (≤ 10 мм) достигает 0,05 мкм [5].

Метод адсорбции газа относится к неразрушающим и основан на измерении количества газа, адсорбирующегося на поверхности образца при контролируемых давлении и температуре. Для анализа размера пор используется азот из-за его инертности, доступности и экономичности. Данный метод является узконаправленным, в основном с его помощью изучаются микро- (менее 0,002 мкм), мезо- (0,002-0,05 мкм) и макропоры (более 0,05 мкм) [2]. При этом образец требует тщательной подготовки, а анализ проводится на специальном оборудовании, способном поддерживать температуру кипения жидкого азота (-196 °C). Результаты обрабатываются с использованием математических моделей, которые могут приводить к погрешностям [6].

Один только сканирующий или растровый электронный микроскоп (СЭМ) не является инструментом для определения распределения пор по размерам в образцах керна, хотя и позволяет получить изображения поверхности образца и визуализировать поры, он имеет ограничения – анализ затрагивает лишь малые локальные участки образца, которые могут не быть репрезентативными для всей породы образца [7]. Для получения более полной и точной информации о порах СЭМ используют совместно с другими методами. Так, например, используется модификация СЭМ с широким ионным пучком (BIB-SEM). Данный метод позволяет визуально наблюдать морфологию и расположение пор, получать изображения с разрешением до нескольких нанометров, что точнее микротомографии, но не сравнится с точностью ртутной порометрии [8].

Методы полупроницаемой мембраны и центрифугирования основаны на определении капиллярного давления, которое пересчитывается в радиус пор по формуле Лапласа. Данные методы позволяют изучать связанность пор и распределение пор по размерам [3]. Главными преимуществами в отличие от ртутной порометрии являются неразрушающее воздействие на образцы и безопасность работ, однако их точность при этом ниже ввиду больших сил поверхностного натяжения [9].

Сравнительная характеристика рассмотренных методов приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение методов оценки распределения пор по размерам

Метод	Диапазон размеров	Разрушаемость	Основные преимущества	Основные недостатки
Ртутная порометрия	0,0015-950 мкм	Разрушающий	Широкий диапазон измерений	Токсичность, разрушение образца
ЯМР	0,002-0,05 мкм	Неразрушающий	Неразрушающий, анализ пористости и	Чувствительность к минерализации воды и

Метод	Диапазон размеров	Разрушаемость	Основные преимущества	Основные недостатки
			насыщенности	парамагнитным примесям
Рентгеновская томография	Зависит от размеров образца	Неразрушающий	3D-визуализация	Ограниченное разрешение, сложная обработка данных
Адсорбция газа	0,00035-0,5 мкм	Неразрушающий	Точность для микро- и мезопор	Требуется сложной подготовки, криогенных температур
СЭМ/BIB-SEM	0,01-0,4 мкм	Разрушающий (BIB)	Визуальное наблюдение морфологии пор	Локальный анализ, малая репрезентативность
Полупроницаемая мембрана	от 0,1 и более мкм	Неразрушающий	Точность, равномерность насыщения	Длительность, ограничение по свойствам мембраны
Центрифугирование	от 0,06 и более мкм	Неразрушающий	Скорость анализа, высокое давление	Сложность интерпретации данных, неравномерность насыщения

Таким образом, каждый из рассмотренных методов имеет свою специфическую область применения, определяемую его физическим принципом действия и воздействием на образец. Ртутная порометрия остается эталонным методом для точного определения распределения пор в широком диапазоне, но ее разрушающий характер и токсичность ограничивают применение. Микротомография является наилучшим инструментом для визуализации 3D-структуры порового пространства, но не позволяет детально изучать нанопоры в полноразмерном керне из-за разрешения. Метод адсорбции газа, напротив, является наиболее эффективным для точного анализа микропор и мезопор, но требует сложной подготовки образцов и опирается на математические модели, что может быть источником погрешностей. Сканирующий электронный микроскоп и особенно BIB-SEM незаменимы для изучения морфологии пор и их пространственного распределения, но они носят локальный характер и для репрезентативной оценки должны комбинироваться с другими способами.

Список использованных источников:

1. Назаров Д.В., Тепляшин Т.М. Анализ данных ртутной порометрии образцов керна из терригенного коллектора Восточной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: материалы Междунар. науч. конф. – 2017. – С. 305-306.
2. On the use and abuse of N_2 physisorption for the characterization of the pore structure of shales / P. Bertier, K. Schweinar, H. Stanjek [и др.] // The Clay Minerals Society Workshop Lectures Series. – 2016. – Т. 21., Ч. 12. – С. 151–161. – [О применении и неправильном использовании N физисорбции для характеристики поровой структуры сланцев].
3. Методические особенности ртутной порометрии образцов керна / А. Б. Казак, И. В. Якимчук, Д. А. Коробков [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 44–86.
4. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений / С. В. Галкин, А. А. Ефимов, С. Н. Кривошеков, Я. В. Савицкий, С. С. Черепанов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 5. – С. 995–1007.
5. Савицкий Я.В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 28-37.
6. Utpalendu Kuila, Manika Prasad. Application of nitrogen gas-adsorption technique for characterization of pore structure of mudrocks // The Leading Edge. – 2013. – С. 1478–1485. – [Применение метода адсорбции азота для характеристики пористой структуры глинистых пород].

7. Сауткин Р. С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения// Георесурсы. – 2015. – Т. 2, № 4 (63). – С. 25–34.
8. BIB-SEM characterization of pore space morphology and distribution in postmature to overmature samples from the Haynesville and Bossier Shales / J. Klaver, G. Desbois, R. Little, J. L. Urai // Marine and Petroleum Geology. – 2015. – Т. 59. – С. 451–466. – [BIB-SEM характеристика морфологии и распределения порового пространства в постзрелых и перезрелых образцах сланцев Хейнсвилл и Боссье].
9. Разницын А. В. Повышение эффективности изучения карбонатных пород нефтегазовых залежей методом ядерного магнитного резонанса : дис. ... к-та техн. наук : 25.00.12. Пермь, 2021.

УДК 622.276.43

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЛЯ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЩЕЛОЧНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.Р. Шайдуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГР-20-11)

Аннотация. В процессе разработки старых нефтяных месторождений присутствуют различные осложнения при эксплуатации нефтедобывающих скважин. Наиболее распространённые среди них являются существенное ухудшение и усложнение горно-геологических условий добычи нефти, вовлечение в разработку залежей с высоковязкой нефтью, низкопроницаемыми терригенными и карбонатными коллекторами, преимущественная выработка активных запасов нефти. Разработка таких залежей методами обычного заводнения малоэффективна, так как связана с низкими темпами отбора нефти и конечными коэффициентами нефтеизвлечения. Использование щелочных растворов - один из наиболее эффективных методов гидрофилизации пористой среды, то есть уменьшения угла смачивания породы водой, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти водой. В данной статье рассматривается щелочное заводнение как метод увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Ключевые слова: скважина, нефть, заводнение, щелочной раствор, коэффициент нефтеизвлечения, дебит.

UDC 622.276.43

INCREASING THE OIL RECOVERY COEFFICIENT FOR THE RESERVOIR USING ALKALINE FLOODING TECHNOLOGY

A.R. Shaydullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. GR-20-11)*

Abstract. In the process of developing old oil fields, there are various complications during the operation of oil-producing wells. The most common among them are the significant deterioration and complication of the mining and geological conditions of oil production, the involvement in the development of deposits with high-viscosity oil, low-permeability terrigenous and carbonate reservoirs, and the predominant development of active oil reserves. The development of such deposits by conventional flooding methods is ineffective, as it is associated with low oil extraction rates and finite oil recovery coefficients. The use of alkaline solutions is one of the most effective methods of hydrophilization of a porous medium, that is, reducing the angle of rock wetting with water, which leads to an increase in the coefficient of oil displacement by water. This article discusses alkaline flooding as a method of increasing the coefficient of oil recovery.

Keywords: borehole, oil, flooding, alkaline solution, oil recovery coefficient, flow rate.

Для воздействия на нефтяной пласт применяют технологию щелочное заводнение, которое представляют собой метод повышения нефтеотдачи, при котором в пласт через нагнетательные скважины закачивают щелочной раствор. Раствор для данного метода

подготавливают с помощью химических реагентов, обладающих выраженными щелочными свойствами. К таким реагентам относят: карбонат натрия (кальцинированная сода) - Na_2CO_3 , гидроксид натрия (каустическая сода) - NaOH , гидроксид аммония - NH_4OH , фосфат натрия - Na_3PO_4 , силикат натрия (растворимое стекло) Na_2SiO_3 .

Щелочные растворы закачиваются в виде оторочек размером 10–25 % от порового пространства пласта. За счёт химической реакции щелочного раствора с солями кальция и магния в вытесняющей сточной воде образуется осадок, например CaSiO_3 по природе является коллоидным и способен значительно снизить проницаемость обводненного пласта до 10 и более раз, другие же могут уменьшить лишь 1,5–2 раза. Это позволяет произвести выравнивание профиля приёмистости, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков.

Принцип действия щелочного заводнения базируется на сложных химических процессах, происходящих при контакте кислотных компонентах нефти со щелочным раствором. В ходе этих реакций формируется поверхностно-активные вещества, которые приводят к уменьшению межфазного натяжения на границе «щелочной раствор - нефть» до значений, менее 0,01 мН/м. Это ключевой параметр эффективности данного метода. Классификация нефтей по их активности в присутствии щелочных растворов позволяет выделить три основные категории: малоактивные нефти - характеризуются относительно высоким межфазным натяжением около 4 мН/м, активные нефти - демонстрируют значительное снижение натяжения в диапазоне 0,003–0,02 мН/м, высокоактивные нефти - показывают максимально возможное уменьшение натяжения, не превышающее 0,003 мН/м.

Низкие значения межфазного натяжения способствуют улучшению моющих свойств вод и внутрипластовому эмульгированию, что в свою очередь приводит к увеличению нефтеотдачи.

подавляющее большинство природных нефтей в разном количестве и составе имеют органические вещества, обладающие способностью взаимодействовать со щелочью. В первую очередь, к ним относят кислородные соединения нефти, которые могут быть разделены на три класса: нафтеновые кислоты, жирные кислоты и фенолы.

Основную роль - в уменьшении межфазного натяжения на границе раздела щелочной раствор - нефть имеют жирные кислоты. В результате реакции щелочей с жирными кислотами образуются их соли - «мыла», которые обладают значительной поверхностной активностью. Жирные кислоты имеют общую формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{COOH}$ (одноосновные карбоновые кислоты с открытой цепью) и составляют вместе с фенолами не более 10% общего содержания кислых веществ, массовая доля их в нефти составляет сотые доли процента. Нафтеновые кислоты, в основном, представляют собой карбоновые кислоты циклического строения (общая формула $\text{C}_n\text{H}_{2n-1}\text{COOH}$). Содержание нафтеновых кислот может достигать нескольких процентов. Наибольшее количество нафтеновых кислот имеют нафтеновые нефти, а наименьшее - парафиновые.

Смачиваемость породы коллектора играет решающую роль в распределении остаточных запасов нефти в нефтеносном пласте. Характер этого распределения напрямую зависит от гидрофильных или гидрофобных свойств коллектора. В гидрофильных коллекторах наблюдается удержание остаточной нефти, которая останавливается в сужениях крупных пор, где гидродинамическое давление оказывается недостаточным для преодоления капиллярных сил. Гидрофобные коллекторы демонстрируют иной механизм распределения углеводородов. Здесь нефть формирует тонкую пленку, равномерно покрывающую поверхность пористой среды. Механизм формирования смачиваемости тесно связан с химическим составом пластовой нефти. Полярные компоненты, содержащиеся в нефтяном флюиде, активно адсорбируются на поверхности породы и гидрофобизируют ее. В связи с этим большинство нефтяных пластов характеризуется промежуточным типом смачиваемости, а нефть частично остается в виде капель на поверхности породы. Для облегчения отрыва этих капель от поверхности породы необходимо улучшить ее смачиваемость вытесняющей

жидкостью. Известно, что щелочные воды лучше смачивают поверхность кварца чем обычная вода.

Таким образом, управление смачиваемостью коллектора представляет собой важный фактор повышения коэффициента извлечения нефти из недр.

При взаимодействии щелочных растворов с породой пласта происходят сложные физико-химические процессы, которые сопровождаются потерями щелочи. Большой интерес представляет явление набухания глины в продуктивном пласте при взаимодействии с водой и раствором щелочи. Явление набухания глин непосредственно влияет на проницаемость пласта, нефтеотдачу и приемистость нагнетательных скважин.

Набухание глин объясняется проникновением молекул воды или раствора щелочи в межслойные пространства глин за счет ионного обмена. Адсорбция воды способствует ослаблению связи в глине между соседними слоями, за счет чего обеспечивается расклинивание слоев и увеличение объема глин.

С ростом концентрации щелочи в растворе коэффициент набухания уменьшается. Так, при концентрации щелочи, равной 40–45 %, его величина в 1,5-3 раза меньше, чем для пресной воды.

Закачка низко концентрированных растворов щелочи (0,2-5 %) ведет к значительному снижению проницаемости (до 2 раз) по сравнению с проницаемостью при фильтрации воды. При повышении концентрации щелочного реагента наблюдается рост фильтрационных свойств пластовой модели. Примечательно, что уже при дозировке 6–10% щелочной среды показатели проницаемости превосходят значения, фиксируемые при обычной водной фильтрации.

В процессе прохождения щелочного раствора через пористую среду с остаточной нефтью происходит активное химическое взаимодействие. Щелочные реагенты вступают в реакцию с кислотными компонентами нефти, формируя и растворяя щелочные соли в водной и нефтяной фазах. Этот химический процесс вызывает два важных эффекта: резкое снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз, образование нефтяной эмульсии.

По мере продвижения раствора по пласту содержание в нем щелочи будет снижаться и активность взаимодействия с нефтью затухать. Следующие порции раствора щелочи будут взаимодействовать с нефтью только после того, как пройдут зону пласта с деактивированной нефтью, межфазное натяжение с которой достаточно велико и составляет около 2-3 мН/м.

Таким образом, оторочка раствора щелочи будет разделена на зону контакта активной нефти с раствором, не содержащим свободной щелочи, зону активного взаимодействия щелочи с нефтью и зону контакта свежего раствора щелочи с деактивированной нефтью.

При значительном содержании остаточной нефти в первой и второй зонах формируется специальная эмульсионная оторочка. Мелкодисперсные эмульсии высокой стойкости распространяются по пласту, вовлекая в процесс фильтрации остаточные нефтяные скопления. Повышенная вязкость эмульсии обеспечивает более широкий охват пласта технологическим воздействием. В случае слабых адсорбционных плёнок происходит слияние нефтяных капель между собой, объединение с остаточной нефтью на поверхности породы, увеличение размеров нефтяных агрегатов, рост нефтенасыщенности в зоне вытеснения. Эти процессы приводят к увеличению фазовой проницаемости для нефтяной фазы, повышению эффективности извлечения углеводородов, улучшению показателей нефтеотдачи пласта. Формирование устойчивой эмульсии способствует увеличению нефтеотдачи.

Выделяют шесть зон фильтрации флюидов которые представлены на таблице 1 и рисунке 1:

Таблица 1 Зоны фильтрации флюидов

№ Зоны	Происходит фильтрация флюидов
1	активной нефти с начальным содержанием кислотных компонентов.
2	активной нефти с начальным содержанием кислотных компонентов и смеси закачиваемой и пластовой воды.

№ Зоны	Происходит фильтрация флюидов
3	нефти, пластовой и закачиваемой воды и раствора щелочи
4	неактивной нефти, опресненной воды и раствор щелочи
5	неактивной нефти и пресной воды
6	закачиваемой пресной воды, как проталкивающего агента оторочки раствора щелочи

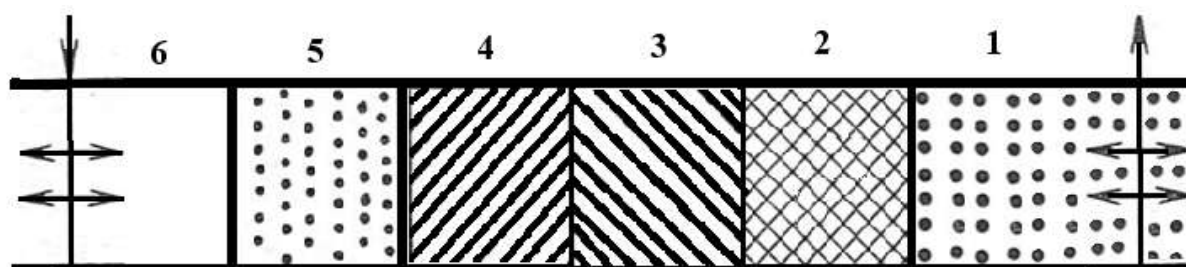


Рисунок 1 Зоны вытеснения из пласта растворами щелочи.

Таким образом щелочное заводнение способствует увеличению коэффициента нефтеизвлечения за счёт следующих факторов: снижение межфазного натяжения между нефтью и водой, образования ПАВ, улучшение смачиваемости породы водой, формирование устойчивой эмульсии, выравнивание профиля приёмистости.

Список использованных источников:

1. Усманова Ф. М. Механизм действия щелочи на нефть и выбор условий щелочного заводнения нефтяного месторождения: Автореферат канд. техн. наук: 05.15.06. - Москва, 2013. – 24 с.
2. Юшков И. Р., Ерофеев А. А. Оценка результатов щелочного заводнения в Пермском крае // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 58–63.
3. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Исследование генерации газожидкостных систем при воздействии на пласт щелочными растворами// Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 80–92.
4. Газизов А.А., Газизов А.Ш., Кабиров М.М., Ханнанов Р.Г. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. 304 с.
5. Сонич В.П., Мишарин В.А., Черемисин Н. А. и др. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №9. - с. 36–39.
6. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. 816 с.
7. Боксерман А.А., Мищенко И. Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. - 2006. - №12. с. 30.
8. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.
9. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. 596 с.
10. Булыгин Д. В., Булыгин В. Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996. 382 с.: ил.
11. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

12. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
13. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
14. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
15. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
16. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaliev, A. Minnivaliev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
17. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
18. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
19. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
20. Атажонova, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонova, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
21. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

УДК 622

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВолов НА ЮЖНО-ПРИБОСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.И. Шайхуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГРС3-21-14)*

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Бурение новых скважин на большинстве залежей месторождения в настоящее время связано с большими капиталовложениями и определенным финансовым риском. Наиболее эффективным мероприятием по сокращению бездействующего фонда скважин с альтернативой восстановления и введения скважин в эксплуатацию является зарезка бокового ствола. Актуальность данной темы заключается в том, что применение боковых стволов в скважинах позволяет решить широкий спектр проблем, которые обычно связаны с разведочными работами, текущим и капитальным ремонтом, добычей трудноизвлекаемых запасов, а также реконструкцией скважин после длительной эксплуатации. Зарезка боковых стволов позволяет уменьшить бездействующий фонд скважин, в некоторых случаях увеличивает коэффициент охвата или коэффициент вытеснения нефти.

Ключевые слова: боковой ствол, коэффициент охвата, остаточные запасы, увеличение нефтеотдачи.

UDC 622

SIDEBORE OPENING EFFICIENCY AT THE YUZHNO-PRIOBSKOYE FIELD

R.I. Shaihullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GRsZ-21-14)

A.F. Shakurova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Drilling new wells at most field deposits currently entails significant capital investment and a certain financial risk. Sidetracking is the most effective measure for reducing the number of idle wells, as an alternative to restoring and bringing wells back into production. This topic is relevant because the use of sidetracks in wells allows for solving a wide range of problems typically associated with exploration, routine and major workovers, the production of hard-to-recover reserves, and well reconstruction after long-term production. Sidetracking reduces the number of idle wells and, in some cases, increases the sweep efficiency or oil displacement efficiency.

Keywords: side trunk, coverage ratio, residual reserves, and increased oil recovery.

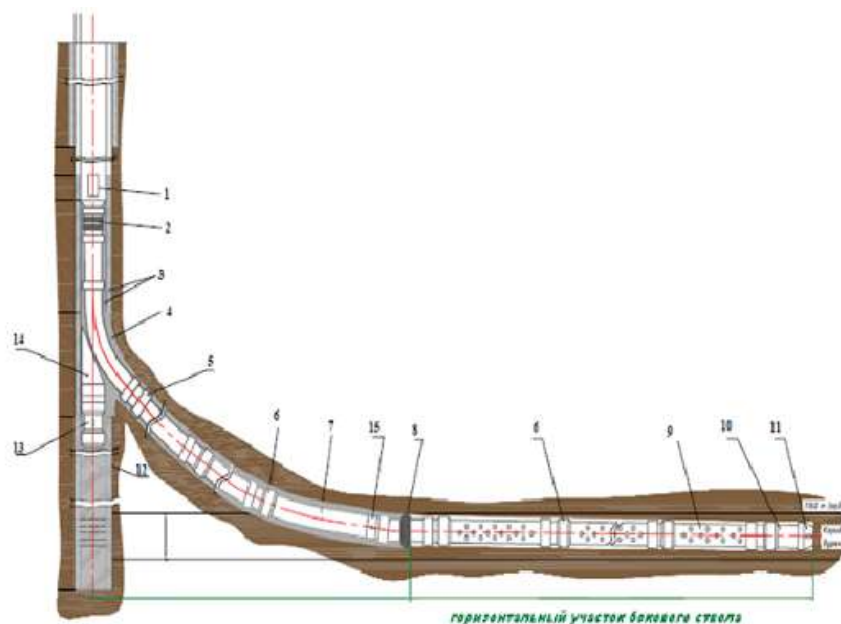
Многие месторождения Российской Федерации имеют достаточно весомые запасы, относящиеся к категории остаточных. Новые технологии и инновационные программы нефтяных компаний оказывают эффективное влияние при решении производственных задач. Для окончательного извлечения и интенсификации добычи флюида нефтяные компании на своих лицензионных участках проводят мероприятия с целью оптимизации системы разработки пластов с потенциальной продукцией, особое внимание уделяют объектам с низкими величинами текущих коэффициентов нефтеотдачи и объектам с низкими показателями добычи, но в то же время имеющие значительные запасы нефти. Наличие остаточных запасов наглядно иллюстрирует, насколько эффективны традиционные методы нефтеизвлечения и текущая плотность сетки скважин, которые не могут обеспечить полноту выработки запасов, образуя целики нефти. Данный вопрос особенно актуален при разрабатывании широких водонефтяных зон, разрабатываемых сначала с использованием более редкой сетки скважин относительно чисто нефтяной зоны, которая доказала свою несостоятельность, впоследствии чего и образовались остаточные запасы нефти.

Так, большинство компаний топливно-энергетического комплекса начали уделять особое внимание для извлечения остаточных запасов из пластов, которые были не охваченными при разработке имеющейся системы, при помощи зарезки бокового ствола.

В настоящее время данная технология считается наиболее целесообразной, потому что появляется возможность извлечь больше остаточного флюида из пласта, так как новые

стволы обеспечивают существенно больший, чем средний дебит эксплуатируемых скважин. Это может составить значительную прибавку в добыче нефти и соответственно увеличить нефтеотдачу пластов, но используется на более поздних стадиях разработки месторождения, так как к тому моменту пробурена значительная часть скважин как основного, так и резервного фонда, а выработка запасов обеспечена не полностью. Бывают случаи, когда доля остаточных запасов очень незначительная, в таких случаях нерентабельно бурить вертикальные скважины. Этот метод имеет целый ряд преимуществ перед строительством новой скважины, однако, в то же время есть свое главное ограничение – боковые стволы применяют только в тех породах, что не относятся к рыхлым, не имеющим склонности к трещиноватости и способности к обвалу.

Типовая конструкция скважины после зарезки представлена на рисунке 1.



- 1 – пробка верхняя цементирующая, 2 – подвеска хвостовика с пакером;
 3 – цементный камень, 4 – интервал вырезания обсадной колонны; 5 – пружинный центратор, 6 – жесткий центратор, 7 – хвостовик, 8 – гидравлический пакер, 9 – фильтр, 10 – башмачный патрубок, 11 – башмак, 12 – эксплуатационная колонна, 13 – клин-отклонитель, 14 – якорь клина-отклонителя

Рисунок 1 – Типовая конструкция скважины после ЗБС

На данный момент Южно-Приобское месторождение находится на стадии падения добычи нефти. Снижение добычи связано с различными факторами. Прежде всего это текущая система разработки месторождения. Анализ показал, что наиболее эффективными из применяемых систем являются 3-х рядные системы с треугольным и уплотненным размещением, но данные системы применяются сравнительно долгое время и в скором времени могут начать показывать более низкую эффективность. Помогает решить данную проблему зарезка боковых стволов. Данный метод отлично зарекомендовал себя на Южно-Приобском месторождении.

Список использованных источников:

1. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Ансаф Х.М. Обоснование строительства горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Х.М. Ансаф // в сборнике: Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле-2022. Сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции

молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2022. – С. 276-279.

2. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Кильмаматова Э.Т., Гизетдинов И.А. Оптимизация режимов работы скважин на Урицком месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Э.Т. Кильмаматова, И.А. Гизетдинов // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 121-124.

3. A.F. Shakurova, «Influence of orientation of vertical crack of hydraulic fracturing treatment on the efficiency of reserve recovery», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry" - 2 - Mathematical Simulation and Computer Data Analysis, С. 032076, 2019.

4. A.F. Shakurova, «Study of geological and technological factors on the efficiency of hydraulic fracturing», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry", С. 062025, 2019.

5. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Акимов А.В., Калинина С.В. Разработка месторождений высоковязких нефтей / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, А.В. Акимов, С.В. Калинина // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 118-121.

6. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Халикова К.М., Шевцов Г.А. Закачка поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, К.М. Халикова, Г.А. Шевцов // в сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – 2021. – С. 489-494.

7. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Имамутдинов А.И. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтяной отрасли / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, И.А. Имамутдинов // в сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ. Уфа, 2023. С. 393-395.

8. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Фархутдинов Р.М., Санаев А.А. Повышение нефтеотдачи методом пароциклической обработки скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Р.М. Фархутдинов, А.А. Санаев // в сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – 2021. – С. 494-499.

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Р.Р. Шакиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРСз-21-11)

Аннотация. За последние десятилетия нефтегазовая отрасль разработала широкий спектр методов увеличения нефтеотдачи, включая гидродинамические, физико-химические, тепловые и микробиологические технологии. Несмотря на их значительный вклад в интенсификацию добычи, все эти методы имеют общее фундаментальное ограничение: они не позволяют изменить пространственное положение забоя скважины. Это ограничение успешно преодолевается с помощью технологии бурения боковых стволов, которая обеспечивает доступ к новым, ранее не дренируемым зонам пласта.

Ключевые слова: зарезка боковых стволов, геолого-технические мероприятия, методы увеличения нефтеотдачи

UDC 622.276

EFFECTIVENESS OF LATERAL TRUNK CUTTING TECHNOLOGY

R.R. Shakirov

Abstract. In recent decades, the oil and gas industry has developed a wide range of enhanced oil recovery methods, including hydrodynamic, physical-chemical, thermal, and microbiological technologies. Despite their significant contributions to production intensification, these methods share a common fundamental limitation: they do not allow for changes in the spatial position of the wellbore. This limitation can be effectively addressed through the use of side-hole drilling technology, which provides access to previously undrained areas of the reservoir.

Key words: drilling of side wells, geological and technical measures, and methods of increasing oil recovery

Зарезка боковых стволов представляет собой технологию бурения дополнительных ответвлений от существующей скважины с низкой продуктивностью, вызванной механическими повреждениями или частичным истощением запасов на локальном участке. Этот метод также применяется для: обхода неустраняемых препятствий в стволе скважины; углубления существующего ствола; переноса забоя в более продуктивные зоны пласта [1].

Ключевые преимущества технологии: вовлечение в разработку ранее не дренируемых запасов; возможность использования существующей инфраструктуры; снижение капитальных затрат по сравнению с бурением новых скважин; минимизация экологической нагрузки за счет сокращения площади застройки.

Технология особенно актуальна для разработки малодебитных и трудноизвлекаемых запасов, реконструкции старых скважин с ограниченным ресурсом, оптимизации сетки скважин на зрелых месторождениях.

Для создания бокового ствола в обсаженной скважине необходимо вырезать окно в обсадной трубе. В других ситуациях боковой ствол может начинаться с открытого участка материнской скважины.

Для успешной реализации проекта по зарезке боковых стволов требуется комплексный подход, включающий следующие этапы:

- проведение первоначальных исследований с целью выявления скважин с высоким показателем обводненности и низким показателем дебита нефти, восстановление добывающих возможностей которых возможна только с зарезкой бокового ствола;
- оценка геологических запасов углеводородов на участках месторождения, относящихся к выбранным скважинам-кандидатам;
- обоснование подбора места вскрытия продуктивного пласта и оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта;
- преимущество применения определенных методов воздействия на пласт, включая гидроразрыв пласта клин-отклонитель для обеспечения необходимого отклонения;
- оценка бурения бокового ствола с точки зрения экономической рентабельности.

Критерии отбора скважин для зарезки боковых стволов включают:

- эксплуатационные показатели: низкий дебит нефти при высокой обводнённости; истощение запасов в зоне текущего дренирования;
- техническое состояние скважины: целостность и герметичность эксплуатационной колонны; отсутствие критических деформаций ствола; возможность проведения работ по существующему стволу.
- геомеханические и геологические условия: стабильность пород в интервале зарезки;
- наличие невыработанных запасов в доступных зонах; результаты геологического моделирования с выделением перспективных участков.

Дополнительные исследования: построение динамической геологической модели для анализа распределения остаточных запасов; гидродинамическое моделирование для прогноза эффективности работ; оценка рисков обводнения и других осложнений [2].

Преимущества комплексного подхода: снижение рисков неудачного бурения; максимизация доступа к недренированным запасам; повышение конечной нефтеотдачи пласта.

Зарезка боковых стволов и стволов с горизонтальным окончанием дает следующие возможности:

- при затруднении или невозможности доступа к интервалу эксплуатации восстановление аварийных или ликвидированных скважин;
- вскрытие менее дренированной части пласта в обход конусов обводнения, тем самым увеличение производительности малодебитных скважин;
- возможность вовлечь в разработку недренируемые, изолированные запасы нефти на участках залежей с послойной и зональной неоднородностью;
- возможность наиболее широко обхватить локальную залежь воздействием и почти сразу уменьшать, и восстанавливать пластовое давление на всей залежи.

Таблица 1 – Средние значения эффективности ЗБС

Параметры до ГТМ			Параметры после ГТМ		
дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %
4,73	41,70	81,56	45,48	62,80	24,83

Проанализируем средние значения, полученные по всем скважинам, до и после проведения зарезки боковых стволов. Дебит нефти и жидкости увеличился в 8,6 и 1,5 раза соответственно, а обводненность снизилась на 69 %.

Таким образом, необходимо сделать выводы на основе проведенного анализа:

- количество проведенных гидроразрывов пласта (203 мероприятия) по сравнению с зарезкой боковых стволов (64 мероприятия) более чем в 3 раза больше, но, несмотря на это, дополнительная добыча нефти гидроразрывом пласта почти в 8 раз меньше, 578,8 тыс. т в сравнении с 4557 тыс. т от зарезки боковых стволов.

- вывод из бездействия из других фондов оказался не менее эффективным мероприятием, чем гидроразрыв пласта. Несмотря на то, что дополнительная добыча нефти от ГРП в 2 раза больше, удельная дополнительная добыча ВБД составляет 6,5 тыс. т/скв. по сравнению с 2,9 тыс. т/скв. от ГРП. Это связано с намного меньшим количеством проведенных ВБД [3, 4].

- наименее эффективным мероприятием оказались водоизоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы. Их доля составляет 0,02 % от общего количества дополнительной добычи нефти.

- с помощью зарезки боковых стволов на 64 скважинах с 2017–2021 гг. произошел существенный рост дебита по нефти (в 8,6 раз) и снижение обводненности (на 69 %).

При сравнительно небольшом количестве проведенных мероприятий по зарезке боковых стволов, данное мероприятие дает наибольшую дополнительную и удельную дополнительную добычу нефти, улучшает основные параметры скважин, такие как дебит по нефти, жидкости и обводненность. Таким образом, зарезка боковых стволов является наиболее оправданным мероприятием.

Основные критерии, влияющие на выбор скважин-кандидатов для зарезки боковых горизонтальных стволов, являются геологические, технологические, технические.

Проведем обоснование выбора скважин-кандидатов по перечисленным ранее критериям (таблица 2) [5, 6].

Таблица 2 – Обоснование выбора скважин-кандидатов

Критерии	Условие	Скважины		
		№1012	№1054	№1087
Геологические				
Толщина нефтенасыщенного пласта h , м	$\geq 2,5$	16	15	12
Коэффициент песчанистости $K_{\text{пес}}$	$> 0,6$	0,8	0,7	0,75
Коэффициент расчлененности $K_{\text{рас}}$	< 3	2	1	1,5
Проницаемость k , мкм ²	н/р	0,0022		
Толщина глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами, м	≥ 2	3	5	6
Наличие активных подошвенных вод	н/р	+	+	+
Технологические				
Наличием слабо охваченных вытеснением участков залежей по площади и по разрезу	+	+	+	+
Выработанность запасов	$\leq 50 \%$	+	+	+
Обводненность	$\leq 90 \%$	40 %	35 %	39 %
Пластовое давление от исходного	$\leq 10-15 \%$	22,2 МПа		
Дебит скважины не превышал	5-7 т/сут	+	+	+
Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины, м	≥ 250	+	+	+
Технические				
Герметичность эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной	+	+	+	+
Длина свободной части вертикального ствола скважины для ЗБС, м	≥ 1000	+	+	+

Таким образом, предложенные скважины-кандидаты удовлетворяют необходимым требованиям и могут быть использованы под зарезку боковых горизонтальных стволов.

Зарезка боковых стволов является широко применяемым методом реанимации бездействующего фонда скважин для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Технология предполагает создание окна в обсадной колонне низкопродуктивной или простаивающей скважины с последующим бурением наклонно-направленного или горизонтального ответвления.

Технологические особенности:

- методы формирования окна: с использованием цементного моста (цементной пробки); с применением клина-отклонителя (более эффективный и предпочтительный метод);
- типы клиньев-отклонителей: для обсаженных и необсаженных стволов; с различными механизмами фиксации (постоянные пакеры; извлекаемые пакеры или якоря; гидравлические якорные системы).

Процесс бурения бокового ствола аналогичен бурению новой скважины, за исключением операции по созданию окна в существующей колонне. Это позволяет достигать ранее не дренируемых зон пласта с минимальными капитальными затратами по сравнению со строительством новых скважин [19].

Преимущества метода: вовлечение в разработку остаточных запасов; использование существующей инфраструктуры; снижение экологической нагрузки.

Список использованных источников:

1. Бутов Д. С. Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приобском месторождении / Д. С. Бутов // Академический журнал западной Сибири. – 2018. – том 14. – № 6 (77). – с. 108.

2. Бутов Д. С. Анализ эффективности реззки боковых стволов / Д. С. Бутов // Академический журнал западной Сибири. – 2018. – том 14. – №6 (77). – с. 112.
3. Гериев Р. А. Результаты проведения реззек боковых стволов на Приобском месторождении / Р. А. Гериев / Научный форум. Сибирь. – 2017. – том 3. – №2. – с. 5.
4. Мавлютов Д. Д. Определение критериев подбора объектов для реззки боковых горизонтальных стволов на действующих нефтяных скважинах / Д. Д. Мавлютов, Р. Еб Ирмашев. – Форум молодых ученых. – 2018. – том 2 – №11 – с. 3–7.
5. Долгополова Ю. М. Обоснование эффективности бурения боковых стволов путем геолого-гидродинамического моделирования / Ю. М. Долгополова // Инновационное развитие науки и образования сборник статей VIII Международной научно-практической конференции. – 2019. – с. 50–53.
6. Кротова А. П. Обзор и сравнение методик определения скважин-кандидатов для реззки боковых стволов. Интернаука / А. П. Кротова. – 2019. – №17-1 (99). – с. 56–60.
7. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
8. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
9. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
10. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
11. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
12. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
13. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
14. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
15. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимазинов // Материалы 45-й

Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

16. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

17. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

18. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.

19. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127

20. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

21. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

УДК 622.276.8

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИИ НА ФЕДЮШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

К.В. Проценко

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы, ГРСЗ-21-12)*

Аннотация. Когда нефть добывают из земных недр, она содержит в себе некоторое количество воды, в зависимости от условий добычи и характеристик нефти, может происходить их смешивание в разной степени, что приводит к образованию водонефтяных эмульсий. Использовать в переработке обводненную эмульгированную нефть нельзя, потому что вместе с водой в нефть попадают минеральные соли, которые вызывают коррозию металла трубопроводов, нефтеперегонной аппаратуры и т.д. Так же со временем увеличивается слой эмульгатора на глобулах воды, а это уже повышает его механическую прочность. На промыслах обезвоживание по возможности проводят как можно раньше или сразу же после извлечения нефти из недр, чтобы предотвратить старение водонефтяной

эмульсии. Эту проблему можно решить с помощью применения специальных химических реагентов – деэмульгаторов.

Ключевые слова: эмульсия, деэмульгатор, коалесценция, диспергирование, адсорбция.

UDC 622.276.8

IMPROVING WELL PROCESSING EFFICIENCY BY BREAKING OIL-WATER EMULSIONS AT THE FEDYUSHKINSKOYE FIELD

A.F. Shakurova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

K.V. Protsenko

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsz-21-12)*

Abstract. When oil is extracted from the earth's crust, it contains a certain amount of water. Depending on extraction conditions and the oil's properties, these waters can mix to varying degrees, resulting in the formation of water-in-oil emulsions. Water-contaminated emulsified oil cannot be used in refining because mineral salts, along with the water, can corrode metal in pipelines, refinery equipment, and other components. Over time, the emulsifier layer builds up on the water globules, increasing its mechanical strength. At oil fields, dehydration is performed as early as possible or immediately after oil extraction to prevent the aging of the water-in-oil emulsion. This problem can be solved by using specialized chemical reagents called demulsifiers.

Keywords: emulsion, demulsifier, coalescence, dispersion, adsorption.

На современном этапе развития человечества преуменьшить роль нефти и нефтепродуктов невозможно. Огромное число предметов, окружающих нас в повседневной жизни, являются продуктами добычи и переработки нефти. А реальной альтернативы топливу, получаемому из нефти в промышленном масштабе, как энергоносителя, на сегодняшний момент просто нет.

Важно уделять внимание процессам, связанным с подготовкой нефти. К таким моментам непосредственно относится добыча флюида, его транспортировка и все последующие работы, направленные на его подготовку и доведение до необходимого качества. Именно эти процессы являются факторами, характеризующими значение себестоимости нефти. Но данный процесс, как и любой другой, осложнён рядом особенностей. Одна из таких особенностей – формирование эмульсий.

В настоящее время эмульсии, образующиеся в данной среде, развили высокую устойчивость к разрушению, что значительно усложняет процесс подбора эффективной методики борьбы с ними. На параметр устойчивости влияют термические и динамические процессы, протекающие в нефти, свойства флюида, величина электрической проводимости и т.д.

Существуют естественные стабилизаторы образованных эмульсий это чаще всего поверхностно активные вещества природного происхождения (парафины, смолы, нафтенy и другие). А также свою роль вносят мельчайшие взвешенные частицы кварца, глины, соли.

Устойчивые нефтяные эмульсии значительно усложняют работу оборудования (падает эффективность работы насосных установок, увеличение давления жидкости значительно поднимает нагрузку на электродвигатели и трубопроводы, оборудование подвергается значительному коррозионному износу).

Данная проблема решается путем применения специальных химических реагентов – деэмульгаторов. Подача реагента осуществляется с помощью дозировочных установок [1]:

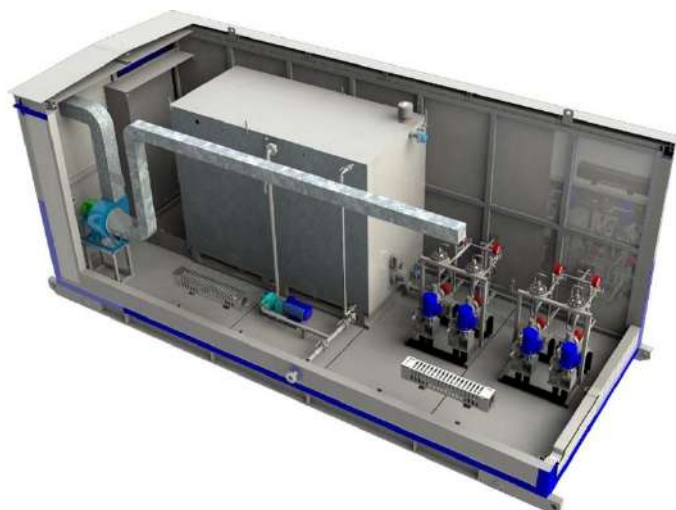


Рисунок 1 - Дозировочная установка

Все оборудование установок размещено в теплоизолированной будке, смонтированной на сварной раме-санях. Будка разделена герметичной перегородкой на два отсека (технологический и приборный). В технологическом отсеке размещены технологическая емкость, трубчатый электронагреватель, шестеренчатый и дозировочный насосы, а также средства контроля и управления. Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

Рассмотрим УПН непосредственно в условиях Федюшкинского месторождения.

Пункт подготовки и сбора нефти предназначена для разгазирования и обезвоживания нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения и сдачи нефти потребителю в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Проектная мощность УПН – 400000 т/год.

Загрузка УПН с учетом поступления нефти и жидкости с других месторождений составляет: по нефти – 980,3 т/сутки (357,8 тыс. т/год); по жидкости – 1225,5 т/сутки (447,3 тыс. т/год); по газу – 57808,2 м³/сутки (21,1 млн м³/год).

Год ввода в эксплуатацию – 2015.

На УПН Федюшкинского месторождения предусмотрен комплекс технологических сооружений с применением современного оборудования и средств контроля процессов для:

- подготовки нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения, до товарных кондиций в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, учета ее и транспортировки на пункт приема, учета и сдачи нефти;
- подготовки и транспорта газа первой ступени сепарации;
- подготовки пластовой воды для закачки в пласт;
- обеспечения надежной эксплуатации напорного нефтепровода с Федюшкинского месторождения и снижения риска загрязнения окружающей среды в зоне напорного нефтепровода.

Обезвоживание и обессоливание Федюшкинской нефти предусмотрено в две ступени, окончательное обезвоживание нефти до остаточной обводненности 0,5 % происходит на второй ступени при температуре 40 °С [2].

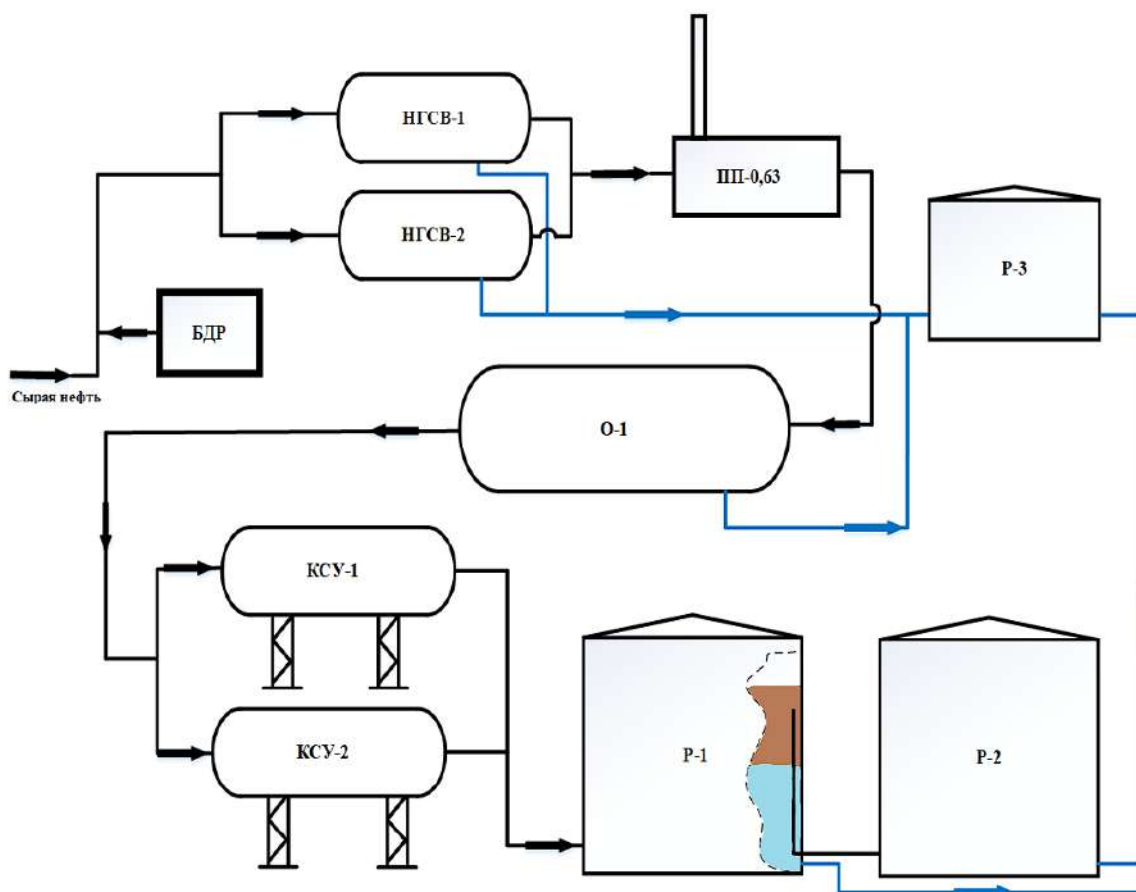


Рисунок 2 - Схема обезвоживания нефти

В качестве сепараторов первой ступени используются сепараторы нефти, газа и сточной воды (НГСВ), обеспечивающие отделение основного объема нефтяного газа и пластовой воды. Обводненность нефти на выходе из НГСВ первой ступени до 20 %.

Из сепаратора НГСВ-1,2 предварительно обезвоженная нефть поступает для дальнейшей подготовки в путевой подогреватель ПП-0,63 и затем в отстойник нефти О-1.

Нефть из отстойника О-1 с остаточной обводненностью до 0,5 % поступает на концевую сепарационную установку в сепараторы КСУ-1,2, где происходит полное разгазирование нефти.

Подготовленная нефть из сепараторов КСУ-1,2 поступает в технологический резервуар Р-1, где происходит дополнительный отстой воды. Из резервуара Р-1 нефть по линии перетока с отметки 6 м может поступать в резервуар товарной нефти Р-2.

Пластовая вода из отстойника О-1 объединяется и совместно с водой с первой ступени из сепаратора НГСВ-1,2 поступает на очистные сооружения в резервуар-отстойник пластовой воды Р-3 для очистки от механических примесей и нефтепродуктов.

Товарная нефть из резервуаров Р-2 или Р-1 поступает на прием насосов внешней перекачки Н-1,2 и с давлением до 2,5 МПа транспортируется по напорному нефтепроводу протяженностью на пункт приема, учета и сдачи нефти [3].

Таким образом из вышеизложенного стало ясно, что процесс подготовки нефти на УПН Федюшкинское совмещает в себе комплекс мер по разрушению водонефтяной эмульсии.

А именно:

- ввод деэмульгатора в сырую нефть на входе установки;
- предварительный сброс основной массы воды с первой ступени сепарации;

- подогрев водонефтяной эмульсии;
- гравитационный отстой водонефтяной эмульсии в отстойнике;
- дополнительный гравитационный отстой в резервуаре.

Такой комплекс мер по подготовки позволяет добиться товарных качеств нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

Для повышения степени эффективности процесса обезвоживания в поток нефти перед сепаратором первой и второй ступени сепарации подается реагент деэмульгатор от БДР.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

В условиях Федюшкинского УПН на применение рассматривалось несколько деэмульгаторов. Анализ эффективности их внедрения представлен в таблице:

Таблица 1 - Анализ эффективности деэмульгаторов

Параметр	Деэмульгатор			
	АМ-7	Servo CC 9431	ТХП Demulex марки А	СОЮЗ-1000
Рабочая дозировка, г/т	35	15	15	25
Стоимость, руб.	51 450	63 500	67 399	55 566
Расход в сутки:				
- в граммах	516 600	221 400	221 400	369 900
- в тоннах	0,5166	0,2214	0,2214	0,369
Стоимость в сутки, руб.	26 579,2	14 058,9	14 922,2	20 503,9
Стоимость в год, руб.	9 701 361	5 131 499	5 446 581	7 483 906
Эффект (содержание воды в нефти), %	0,8	0,22	следы	0,09

Вполне очевидным является тот факт, что из предоставленных и полученных результатов, импортный деэмульгатор ТХП Demulex марки А имеет преимущества над своими оппонентами.

Он обеспечивает качественное разделение водонефтяной эмульсии при малом удельном расходе, вследствие чего уменьшается процентное содержание воды в нефти и уменьшение содержания нефтепродуктов в воде, тем самым повышается качество нефти на выходе с УПН [4].

В результате анализа образующихся эмульсий и работы УПН Федюшкинское, можно сделать вывод, что импортный деэмульгатор ТХП Demulex марки А имеет преимущества над своими оппонентами и обеспечивает качественное разделение водонефтяной эмульсии при малом удельном расходе, вследствие чего уменьшается процентное содержание воды в нефти и уменьшение содержания нефтепродуктов в воде, тем самым повышается качество нефти на выходе с УПН

Список использованных источников:

1. Климова Л. З. Получение, исследование свойств и применение новых деэмульгаторов водонефтяных эмульсий / Л. З. Климова. – Москва, 2002. – 206 с.
2. Дополнения к Технологической схеме разработки Федюшкинского месторождения: проектный документ. – 2020. – 41 с.
3. Хуторянский Ф. М. Подготовка к переработке стойких высокообводненных ловушечных эмульсий НПЗ / Ф. М. Хуторянский. – Санкт-Петербург: ХИМИЗДАТ, 2006. – 152 с.
4. Пункт подготовки и сбора нефти (месторождение «Федюшкинское») ООО «Томскнефть»: технологический регламент. – Томск, 2020.

УДК 622.279.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

М.Т. Шарафутдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГРс3 21-14)

Аннотация. В статье приведены последние новшества в части методов борьбы с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями в глубинно-насосном оборудовании добывающих скважин. Анализирован подход по предотвращению образования АСПО в скважинах, дана фактическая оценка результатов и мер по борьбе с парафиноотложениями.

Ключевые слова: глубинно-насосное оборудование, АСПО, парафины, ингибитор.

UDC 622.279.4

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION EQUIPMENT BY USING CHEMICAL REAGENTS

M.T. Sharafutdinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GRsZ 21-14)*

Abstract. The article presents the latest innovations in the methods of asphalt-resin-paraffin deposits control in deep-pump equipment of production wells. The approach to prevent the formation of ASPO in wells is analyzed, the actual assessment of the results and measures to control paraffin deposits is given.

Keywords: deep-well pumping equipment, ARPD, paraffins, and inhibitor.

Сегодня многие нефтегазодобывающие компании сталкиваются со всё большими проблемами при добыче и транспортировке нефти из-за высокого содержания АСПО в ней. Эти проблемы напрямую влияют на снижение рентабельности добычи нефти из-за больших финансовых затрат на её извлечение. Многолетний опыт разработки и эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения – образуются в скважинном оборудовании и в призабойной зоне пласта (ПЗП) в основном на месторождениях, нефти которых отличаются повышенным содержанием парафинов и асфальтенов, например, на нефтяных месторождениях Волго-Уральского региона в терригенных толщах девонских отложений. Проблема образования АСПО особо актуальна для месторождений этого региона (например, нефтяных месторождений Республик Татарстана и Башкортостана), находящихся на завершающей стадии разработки, для которых характерно ухудшение термобарических пластовых условий (снижение пластовой температуры), утяжеление нефти, высокая обводненность (80-90 %).

Содержание АСПО в доле добываемой нефти не редко достигает 10-20%, что является критическим показателем для отрасли. Необходимость разрешения таких соединений очевидна любому НГДУ или нефтепромыслу. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой нефти, термо- и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений.

Традиционный способ борьбы с АСПО – тепловая обработка скважины – не всегда позволяет полностью удалить отложения. При каждой очередной промывке они прогреваются и осаждаются заново, в результате образуется твердая и очень плотная масса, состоящая из спеченных парафинов, смол, асфальтенов и механических примесей.

Материалы и методы

При написании статьи применялись промысловые данные цехов добычи нефти. Данные анализированы методом обобщения и сравнения большого количества различных массивов данных, как цифровых, так и печатных внутрипромысловых документов.

В настоящее время существуют различные методы обработки призабойной зоны скважины, но одним из наиболее эффективных методом является обработка призабойной зоны пласта с помощью химических реагентов, которая заключается в растворении отложений или частиц, препятствующих процессу фильтрации флюида к скважинам.

Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗП) проводится на всех стадиях разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и улучшения фильтрационных

характеристик ОПЗП с целью повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

В качестве растворителя АСПО используют так называемые отходы химических производств: абсорбенты А1 и А2 (смесь углеводородов, состоящая из 70 % бутан-бутиленовой фракции и 30 % бутилен-дивиниловой фракции); КОРД (кубовый остаток производства бутилового спирта); КОИ-47-88 (смесь легких углеводородов, бензола, ксинола, этилового бензола), ШФЛУ (широкую фракцию легких углеводородов), Нефрас 150/330, Нефрас С4 130/350. Смесь абсорбента А-2 и Нефраса А 150/330 (45/55) обеспечивает удаление до 96 % АСВ.

Растворитель комплексного действия, на основе ароматических углеводородов, с пакетом присадок и ПАВ, является самой современной разработкой:

1) обладает высокой растворяющей и диспергирующей способностью в отношении АСПО;

2) выраженный ингибирующий эффект по отношению к АСПО;

3) способствует разрушению и удалению эмульсии в добывающих скважинах;

4) пригоден для использования без подогрева при отрицательных температурах.

Растворитель АСПО продается в металлических бочках, может транспортироваться авто или ж/д транспортом.

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли. Важной характеристикой растворителя является его полная совместимость с нефтью и отсутствие отрицательного влияния на ее состав и свойства.

Проведение обработки растворителями связано с проникновением раствора в поровое пространство ПЗП. Поэтому в зависимости от гидродинамического состояния скважины подготовительные работы должны предусматривать подготовку на скважине определенных объемов сырой дегазированной нефти, которая будет использоваться в процессе закачки растворителя.

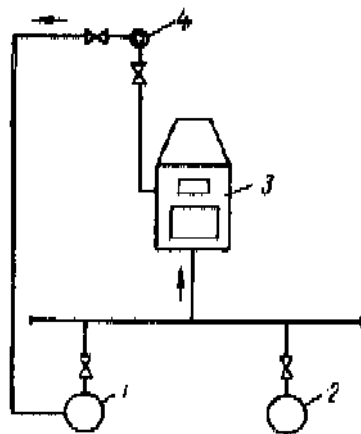


Рисунок 1 – Схема оборудования для закачки нефтерастворимого растворителя в пласт

При отсутствии указанных данных для первичных обработок нефтяных коллекторов того или иного месторождения объем растворителя следует устанавливать из расчета 0,4 - 1,5 м³ на 1 м мощности обрабатываемого пласта. При этом наименьшие объемы (0,4 - 1,0 м³) на единицу мощности целесообразнее планировать для менее проницаемых пород с малыми начальными дебитами скважин. Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать 1,0-1,5 м³ раствора на 1 м мощности.

При большой мощности пласта и как следствия высокого дебита скважины, возможно предусмотреть комбинированные методы подачи ингибитора и/или растворителя в скважину. Подача может осуществляться несколькими способами. Первый способ

предусматривает под собой использование установок дозирования реагентов. Наиболее целесообразным здесь является использование установок типа УДПХ с приводом от станка-качалки, что позволит существенно сэкономить на электроэнергии. Второй способ это затрубные механические заливки реагента.

Эффект от обработок скважин, как с помощью ингибирования, так и при проведении капитального и текущего ремонтов скважин, должен оцениваться суммарно, с учетом оценки этой эффективности на 1 тонну добываемой нефти.

Технологическая эффективность применения методов ОПЗ с целью интенсификации добычи нефти оценивается путем сравнения дебита скважины до и после ОПЗ и определяется количеством дополнительно добытой нефти в результате проведения одной скважино-операции.

Основными параметрами, характеризующими эффективность технологии, является потенциальное значение притока флюида из пласта в скважину.

При фильтрации жидкости, подчиняющейся линейному закону, поток жидкости в скважину можно выразить следующим образом:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}$$

Приток жидкости в перфорированную скважину будет отличаться тем, что из-за утолщения линий тока в перфорациях возникнет дополнительное фильтрационное сопротивление:

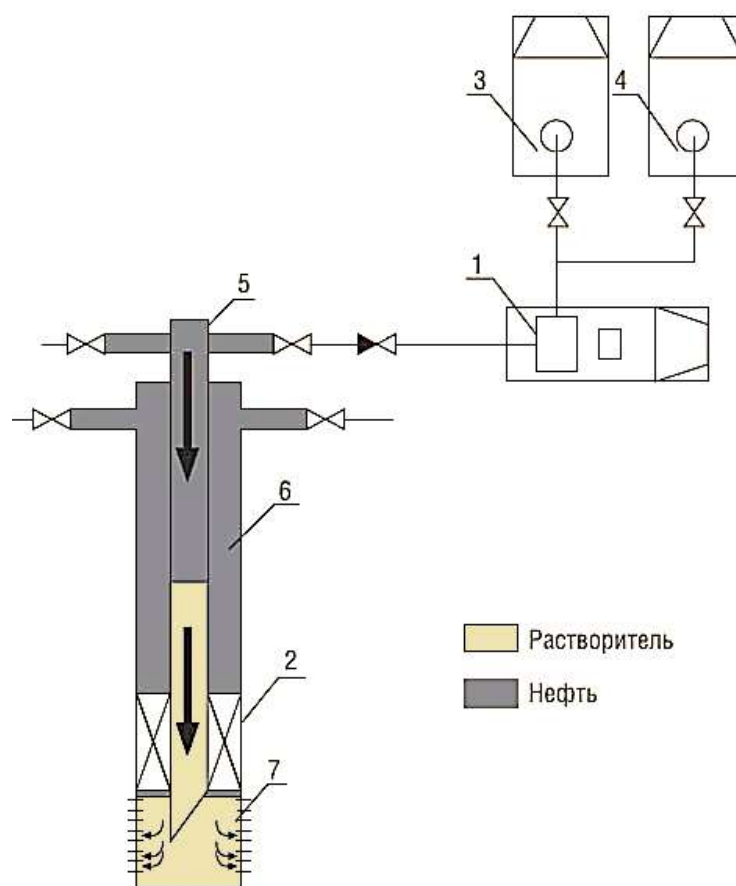
$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C \right)},$$

При проектировании технологии обработки ПЗП растворителями в качестве определяющих характеристик закачиваемой среды устанавливается плотность ρ и вязкость μ .

Важно обоснованно установить уровень восстановления или улучшения продуктивности. Поэтому в качестве максимально достижимого коэффициента проницаемости можно считать проницаемость «незагрязненного» пласта.

Наиболее эффективным способом предотвращения образования АСПО в нефтепромысловом оборудовании является химический метод с использованием реагентов-ингибиторов. Защита внутрискважинного оборудования дозированием ингибитора с помощью скважинного дозатора является наиболее экономически целесообразным способом.

Эффективная борьба с АСПО является ключевым фактором в повышении рентабельности добычи на месторождении нефти. Правильный подбор химического реагента и его дозировка оказывают наибольшее влияние на определение экономической целесообразности мероприятия.



1 – насосный агрегат ЦА-320; 2 – пакер; 3 – автоцистерна с растворителем;
4 – автоцистерна с продажной жидкостью; 5 – насосно-компрессорные трубы;
6 – затрубное пространство; 7 – забой скважины.

Рисунок 2 – схема установки для обработки призабойной зоны пласта
нефтерастворимыми растворителями

Эффективность применения технологии методов и материалов подтверждена документально актами о проведении испытаний материалов, а также результатами лабораторных исследований нефти и нефтепродуктов.

Список использованных источников:

1. Аминов А.Д., Карапетов К.А. и др. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. – М.:Недра, 1979. – 309 с.
2. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.:Недра, 1979. – 480 с.
3. Василевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
4. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. – М.:Недра, 1971. – 309 с.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.:Недра, 1989. – 245 с.
6. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
7. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

8. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
9. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
10. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
11. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
12. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
13. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
14. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
15. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
16. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
17. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
18. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
19. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

20. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

21. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

22. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 622.276

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕУСТОЙЧИВЫХ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ В ПОДЪЕМНИКАХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Т.Р. Шарипов

(руководитель отдела нефтегазовых технологий)

(АНО ВО «Университет Иннополис»)

Аннотация. В данной работе рассматриваются процессы разгазирования нефти как фактор, способствующий возникновению пульсационных режимов в вертикальных или наклонно-направленных подъемниках (шельфовые скважины, райзеры, насосно-компрессорные трубы/НКТ или затрубное пространство скважин на суше). Для детального моделирования использована модель «дрейфа потока». С помощью разработанной методики проведены вычислительные эксперименты и показано, что регулирование буферного давления (например, через устьевой штуцер) позволяет подавить амплитуду пульсаций и перевести скважину в стабильный режим работы. Это открывает возможности для практического управления эксплуатационными параметрами скважин в условиях активного разгазирования нефти.

Ключевые слова: нефтяные скважины, пульсации давления, heading, severe slugging, моделирование.

UDC 622.276

INTERPRETATION AND PREDICTION OF UNSTABLE FLOW REGIMES IN OIL WELL LIFT PIPELINES

T.R. Sharipov

(Innopolis University)

Abstract: This paper examines oil degassing processes as a factor contributing to the occurrence of pulsation regimes in vertical or directional wellbore systems (offshore wells, risers, tubing, and onshore well annulus). A "drift flux" model was used for detailed modeling. Using the developed methodology, computational experiments were conducted, demonstrating that regulating the buffer pressure (e.g., through a wellhead choke) can suppress the pulsation amplitude and restore the well to a stable operating mode. This opens up opportunities for practical management of well performance parameters under conditions of active oil degassing.

Keywords: oil wells, pressure pulsations, severe slugging, heading, severe slugging, modeling.

Цель исследований заключается в описании механизмов, приводящих к процессам типа «Severe slugging» [Ошибка! Источник ссылки не найден., 0] («сильное

пробкование»², далее SS) и «heading» [см. 1 и цитируемую там литературу], а также в разработке соответствующих математических моделей для условий эксплуатации с отсутствием искусственных источников колебаний – при добыче с постоянной частотой электроцентробежного насоса (ЭЦН) или при фонтанном способе добычи. Данные неустойчивые режимы течения характеризуется циклическими изменениями давления и расходов при определенных соотношениях скоростей жидкости и газа, преимущественно в условиях пробкового режима течения.

С практической точки зрения пульсации давления вызывают вибрации и увеличивают риски нарушения целостности стволов скважин и погружного оборудования [3]. Большинство из рассмотренных исследований, посвященных математическим моделям анализа и управления неустойчивыми режимами типа SS или «heading» в нефтяных скважинах, сосредоточены на газожидкостных потоках без учета влияния процессов разгазирования нефти.

Влияние фазовых переходов системы «нефть-газ» на пульсационные процессы предлагается оценить с помощью двух разработанных моделей, объединяющих теорию физико-химических свойств пластовых флюидов и уравнения массопереноса в подъемниках в изотермической постановке.

Первая имитационная модель сегрегации фаз [4] учитывает разгазирование нефти, не учитывает растворение газа в нефти, и призвана концептуально объяснить, как будет вести себя гидравлический режим при чередовании в НКТ газовой пробки, недонасыщенной нефти и пластовой нефти.

Вторая модель является модификацией модели «дрейфа потока» [5] к условиям фазовых переходов и учитывает, как разгазирование нефти, так и растворение газа в нефти. В данном случае в поперечном сечении НКТ может присутствовать и нефти и газ в любом соотношении, что позволяет провести физически достоверное моделирование динамических режимов типа SS при различных пластовых и устьевых условиях.

Была разработана программа для ЭВМ [6] и проведены расчеты при вывода НКТ на режим пропусканием пластового газа через столб нефти высотой 700 м (приток нефти из пласта не задавался) при следующих параметрах: $\rho_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}} = 859.6261 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}} = 1.1552 \text{ кг/м}^3$; $r_{\text{скв}} = 114 \text{ мм}$; $L_{\text{скв}} = 1000 \text{ м}$; $P_{\text{буф}} = 5, 10, 12 \text{ бар}$; $Q_{\text{нефть}}^{\text{ст. усл.}} = 0$; $Q_{\text{газ}}^{\text{ст. усл.}} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; зависимость физико-химических свойств от давления задавалась характерной для месторождений Западной Сибири в формате ключевых слов Eclipse «PVTO» и «PVDG» [Ошибка! Источник ссылки не найден.]; начальная глубина газонефтяного контакта 300 м; шаг расчетной сетки 10 м.

Анализ результатов расчетов, в том числе примера на рисунке 1 показывает, что:

1. Локальный максимум забойного давления соответствует состоянию, когда весь газ из пласта растворился в нефти;
2. Процесс снижения забойного давления связан с выталкиванием нефти на устье (сверху – только нефть, снизу – свободный газ + насыщенная нефть);
3. Локальный минимум забойного давления соответствует состоянию, когда свободный газ достиг устья;
4. Процесс роста забойного давления связан с падением нефти к забою и последующей сегрегацией фаз.

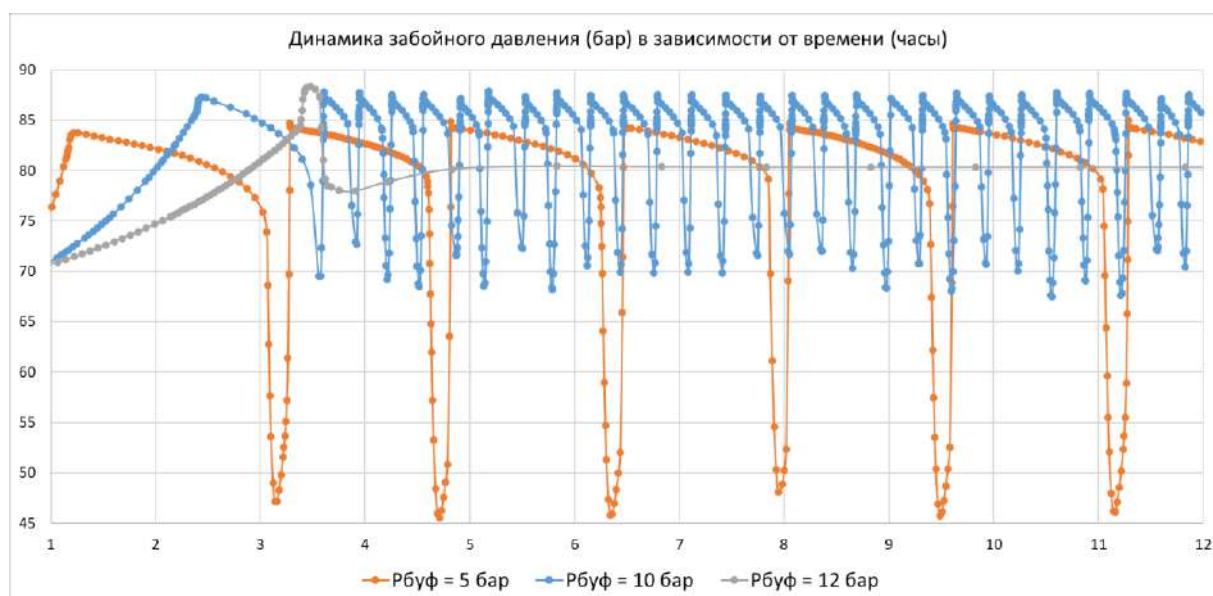


Рисунок 1 – Результаты вычислительного эксперимента с варьированием буферного давления (управление дросселированием)

На основании проведенных вычислительных экспериментов можно сделать следующие выводы:

- С увеличением противодавления увеличивается частота пульсаций и уменьшается амплитуда SS, что согласуется с графиками и выводами работы [Ошибка! Источник ссылки не найден.] на основе экспериментов на специализированной установке.
- С увеличением газосодержания нефти при одинаковых геометрических параметрах и граничных условиях увеличивается амплитуда колебаний и уменьшается частота SS. Аналогичных опубликованных экспериментальных, теоретических или численных исследований не найдено.
- Работа открывает новые возможности для прогнозирования и управления неустойчивыми режимами течения SS или «heading».

Список использованных источников:

1. Alameedy, U. Comprehensive review of severe slugging phenomena and innovative mitigation techniques in oil and gas systems / U. Alameedy, A. Al-Sarkhi, G. Abdul-Majeed. – Chemical Engineering Research and Design. – 2025. – Vol. 213. – P. 78–94. – DOI: 10.1016/j.cherd.2024.11.034.
2. Chen, S. Progress and outlook on severe slugging mitigation techniques for offshore hydrocarbon production: A systematic review / S. Chen, L. Zeng, Z. Zhang, Y. Xiaocong. – Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 246. – P. 213546. – DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213546.
3. Михайлов, В. Г. Анализ неустойчивых режимов течения в добывающих скважинах фонтанирующего типа / В. Г. Михайлов, С. М. Бикбулатов, В. А. Еличев [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 81–87.
4. Banjara, V. Critical review & comparison of severe slugging mitigation techniques / V. Banjara, E. Pereyra, C. Avila, C. Sarica. – Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 228. – P. 212082. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212082.
5. Шарипов, Т. Р. Имитационная модель неустойчивых режимов течения в НКТ при разгазировании нефти / Т. Р. Шарипов – Текст : непосредственный // Золотухинские чтения. Нефть, газ и энергетика в Арктическом регионе: материалы III Международной научно-практической конференции (16–18 апреля 2025 г.).

6. Holmes, J. A. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells / J. A. Holmes – SPE Journal. – 1998. – Vol. 22. – P. 1570–1584. – DOI: 10.2118/186105-PA.

7. Семейство симуляторов ECLIPSE [сайт]. – URL: <https://digital.slb.ru/products/eclipse/> – Текст : электронный.

8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2015617579. Программа моделирования динамических потоков в системе пласт-скважина ESPUD / Т. Р. Шарипов. – Опубл. 15.07.2015.

9. Chang, Y. Effect of the operation pressure on severe slugging in a gas-liquid two-phase flow in the pipeline-riser system / Y. Chang, B. Huang, Q. Xu [и др.] – Ocean Engineering. – 2025. – Vol. 317. – P. 120071. – DOI: 10.1016/j.oceaneng.2024.120071.

УДК 665.6/7

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОДЛЕНИЯ РЕСУРСА ЖАРОВЫХ ТРУБ ТРЕХФАЗНЫХ СЕПАРАТОРОВ ТИПА HEATER-TREATER

Н.А. Шашунов

(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ММО313-23-01)

З.З. Мавлиханова

(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий ФГБОУ ВО УГНТУ, ассистент)

А.Д. Мингажев

(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Аннотация. В статье анализируются материалы для жаровых труб трёхфазных сепараторов Heater-Treater: углеродистые и низколегированные стали, хромомолибденовые, аустенитные и никелевые сплавы. Рассмотрены механизмы их разрушения в агрессивных средах и при высоких температурах. Работа направлена на выявление перспективных решений, способных продлить срок службы оборудования и повысить его эксплуатационную надёжность.

Ключевые слова: Heater-Treater, жаровые трубы, высокотемпературная коррозия, хромомолибденовые стали, аустенитные сплавы, никелевые сплавы.

UDC 665.6/7

ANALYSIS OF PROMISING FOR EXTENDING THE SERVICE LIFE OF THREE-PHASE SEPARATORS OF THE HEATER-TREATER TYPE

N.A. Shashunov N.A.

(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University)

Z.Z. Mavlikhanova

(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University, Assistant)

A.D. Mingazhev

(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor)

Abstract. The article analyzes materials for flame tubes of three-phase Heater-Treater separators: carbon and low-alloy steels, chromium-molybdenum, austenitic and nickel alloys. The mechanisms of their destruction in aggressive environments and at high temperatures are considered. The work is aimed at identifying promising solutions that can extend the service life of equipment and improve its operational reliability.

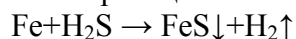
Keywords: Heater-Treater, flame tubes, high-temperature corrosion, chromium-molybdenum steels, austenitic alloys, nickel alloys.

Выбор материала жаровых труб трехфазных сепараторов типа Heater–Treater во многом определяет их долговечность и надёжность. Условия эксплуатации включают высокие температуры факела ~ 900 °С, агрессивную нефтеводяную среду и наличие термоциклических нагрузок. В таких условиях необходимо выдерживать компромисс между теплопроводностью, коррозионной стойкостью и экономической эффективностью.

В российской нефтепромысловой практике жаровые трубы сепараторов типа Heater–Treater в большинстве случаев изготавливаются из углеродистых и низколегированных сталей, таких как сталь 20 и 09Г2С. Они технологичны в обработке и сварке, а также значительно дешевле легированных или никелевых сплавов, что делает их основным выбором при серийном производстве.

Однако низкая стоимость сопровождается ограниченным сроком службы. Основная причина преждевременного выхода из строя труб из стали 20 и 09Г2С заключается в их низкой жаропрочности: при температурах выше 500 °С феррито-перлитная структура начинает терять стабильность, снижается предел длительной прочности, ускоряется процесс ползучести. В зоне факела, где температура металла может локально достигать 900 °С, разрушение идёт особенно быстро [4].

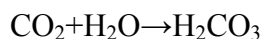
Дополнительный фактор ускоренного износа углеродистых и низколегированных сталей связан с агрессивностью рабочей среды. В эмульсии, которая омывает трубы, могут присутствовать сероводород, углекислый газ и растворённые соли. Каждый из этих компонентов по-своему усиливает коррозию [1]. Сероводород (H₂S) взаимодействует с железом с образованием сульфидов, протекает реакция:



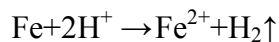
На поверхности металла образуется плёнка сульфида железа (FeS), которая имеет чёрный или тёмно-серый цвет. При воздействии высоких температур FeS легко отслаивается. Поэтому он не защищает металл, а наоборот, ускоряет коррозию. Под отслоившейся плёнкой металл остаётся оголённым для новых атак H₂S.

Кроме того, в реакции выделяется водород. Часть атомарного водорода проникает в кристаллическую решётку стали. Это приводит к накоплению водорода в дефектах кристаллической решётки (дислокациях, границах зёрен, пустотах). Водород снижает пластичность, препятствует скольжению дислокаций и вызывает образование микротрещин.

Углекислый газ (CO₂) в присутствии воды образует угольную кислоту (H₂CO₃), которая разъедает металл, вызывая так называемую углекислотную коррозию, протекает реакция:



Эта слабая кислота распадается с образованием ионов H⁺, которые активно вступают в реакцию с железом:



Данный процесс приводит к углекислотной коррозии. Эффективность защитного слоя FeCO₃ ограничена. При наличии хлоридов, турбулентного потока или периодических перепадов температуры плёнка становится неустойчивой: она растрескивается, отслаивается или локально растворяется. В этих условиях коррозия приобретает очаговый характер (питтинговая или поднакипная форма), что делает её особенно опасной для жаровых труб Heater-Treater.

Хлориды (соляные примеси NaCl, CaCl₂, MgCl₂) из пластовой воды создают очаговые формы коррозии - питтинги (точечные язвы на поверхности металла) и поднакипную коррозию, когда процесс идёт под слоем отложений, так как хлорид-ионы обладают высокой агрессивностью к стали.

При этом высокая температура усугубляет ситуацию: защитные оксидные пленки, которые могли бы замедлить коррозию при обычных условиях, становятся рыхлыми и легко отслаиваются [1]. В результате поверхность металла постоянно оголяется и подвергается

новым атакам агрессивных веществ. Это приводит к локальному истончению стенки и ускоренному разрушению.

Хромомолибденовые стали (12X1МФ, 15X5М). В условиях ограниченного срока службы углеродистых и низколегированных сталей при воздействии высоких температур и агрессивных сред перспективным направлением является применение низколегированных хромомолибденовых сталей, таких как 12X1МФ и 15X5М. Хромомолибденовые стали широко используются в теплоэнергетике и нефтехимической промышленности для эксплуатации в условиях, близких к рабочим режимам Heater-Treater.

Ключевым фактором их повышенной стойкости является легирование хромом ($\approx 1\text{--}5\%$) и молибденом ($\approx 0,3\text{--}1\%$). Хром стабилизирует структуру стали, повышает температуру рекристаллизации и образует устойчивые карбиды типа Cr_2C , которые препятствуют росту зёрен. Молибден, в свою очередь, образует мелкодисперсные карбиды Mo_2C , равномерно распределённые в матрице, что эффективно замедляет ползучесть и повышает предел длительной прочности [5].

Помимо жаропрочности, важным преимуществом является более высокая устойчивость к окислению. При нагреве на поверхности формируются плотные оксидные пленки, в составе которых наряду с Fe_2O_3 и Fe_3O_4 присутствует Cr_2O_3 . Эта пленка обладает меньшей скоростью роста, лучше удерживается на поверхности и препятствует диффузии кислорода, снижая скорость высокотемпературного окисления.

Хромомолибденовые стали более устойчивы к H_2S и CO_2 , чем углеродистые стали, т.к. хром и молибден тормозят развитие сульфидной и углекислотной коррозии [3].

Таким образом, применение хромомолибденовых сталей обеспечивает ряд преимуществ:

- более высокая жаропрочность по сравнению с углеродистыми сталями;
- замедленное развитие ползучести при длительной эксплуатации;
- повышенная стойкость к окислению и сернистой коррозии;
- лучшая коррозионная стойкость в средах, содержащих CO_2 и H_2S .

Опыт эксплуатации в энергетике и нефтехимии показывает, что Cr–Mo стали могут рассматриваться как перспективное направление для применения в Heater-Treater.

Аустенитные и никелевые сплавы. Сплавы на основе аустенитных нержавеющей сталей (например, 08X18H10T, 12X18H10T, 10X17H13M2T) и никелевые жаропрочные сплавы (Incoloy 800, Inconel 625) получили широкое распространение в нефтехимической промышленности, теплоэнергетике и при производстве печей и котлов, работающих при температурах до 1000°C . Аустенитные хромоникелевые стали обладают рядом преимуществ [5]:

- высокая коррозионная стойкость в средах, содержащих хлориды, углекислоту и сероводород, благодаря формированию плотной пассивной оксидной пленки ($\text{Cr}_2\text{O}_3 + \text{FeCr}_2\text{O}_4$);
- устойчивость к окислению и образованию окалины при высоких рабочих температурах;
- аустенитная структура (γ -железо, стабилизированное никелем) сохраняет пластичность и вязкость даже при длительном нагреве, что снижает риск термоусталостного растрескивания и повышает сопротивление ползучести, металл не становится хрупким
- легирование титаном (в сталях типа 08X18H10T) предотвращает образование межкристаллитной коррозии, связывая углерод в устойчивые карбиды TiC .

Никелевые сплавы (Incoloy 800, Inconel 625) применяются при ещё более жёстких условиях - температурах $800\text{--}1000^\circ\text{C}$ и в агрессивных сернистых средах. Их устойчивость обеспечивается благодаря:

- высокой доле Ni ($40\text{--}70\%$), стабилизирующего аустенитную структуру и повышающего пластичность;
- легированию молибденом и ниобием (Inconel 625), что значительно повышает стойкость к коррозионному растрескиванию в присутствии хлоридов;

- формированию на поверхности плотной защитной плёнки из Cr_2O_3 и NiO , обладающей низкой скоростью роста при высоких температурах.

Таким образом, аустенитные и никелевые сплавы обеспечивают значительное повышение ресурса жаровых труб в условиях высоких температур и агрессивных сред. [2]

Несмотря на то, что на практике в эксплуатации наиболее распространены углеродистые и низколегированные стали, сопоставление их характеристик с хромомолибденовыми, аустенитными и никелевыми сплавами в таблице 1 позволяет оценить перспективные направления для повышения ресурса оборудования.

Таблица 1 - Сравнительный анализ применяемых и перспективных материалов для жаровых труб Heater-Treater

Материал	Типичная структура	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	Коррозионная устойчивость	Применение	Стоимость
Углеродистые и низколегированные стали	Феррито-перлитная матрица	До 400–450	Низкая: чувствительна к H_2S , CO_2 , хлоридам; защитные плёнки неустойчивы	Основной материал жаровых труб	80-120 руб/кг
Хромомолибденовые стали	Феррито-перлитная, стабилизированная карбидами Cr_2C и Mo_2C	До 550–580	Средняя: лучше против окисления и H_2S , устойчивее к сернистой и уголекислотной коррозии, чем углеродистые стали	Применяются в котлах, печах	200-250 руб/кг
Аустенитные стали	Аустенитная (γ -железо, стабилизированное Ni)	До 650–700	Высокая: стойки к хлоридам, CO_2 , H_2S ; устойчивость против межкристаллитной коррозии	Используются в печах, теплообменниках	400-600 руб/кг
Никелевые сплавы	Аустенитная Ni-база с Cr, Mo, Nb	До 900–1000	Очень высокая: плотные плёнки Cr_2O_3 + NiO ; стойкость к сернистой, хлоридной и высокотемпературной коррозии	Применяются в нефтехимии, печах крекинга	2000-4000 руб/кг

Список использованных источников:

1. Шингаркина О. В., Зенцов В. Н. Защита от коррозии трубопроводов, резервуаров и оборудования. - М.: Инфра-Инженерия, 2023. - 201 с.
2. Меркушкин Е.А., Березовская В.Ф., Сомина С.А. "Межкристаллитная коррозия сталей". Учебно-методическое пособие. - Екатеринбург: УрФУ, 2020.- 75 с.
3. Каспарова О. В. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей // Электронный ресурс. - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/mezhkristallitnaya-korroziya-nerzhaveyuschih-staley> - (Дата обращения: 16.09.2025).
4. Горицкий, В.М. Тепловая хрупкость сталей.- М.: Металлургиздат, 2007. 381 с.
5. Эфрон, Л.И. Металловедение в «большой» металлургии. Трубные стали. - М.: Металлургиздат, 2012. 696 с.

УДК 532.546

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ: ОБЗОР МЕТОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

О.А. Шепелькевич

(Бирский филиал ФГБОУ ВО УУНУТ, ассистент)

Аннотация. В статье рассматриваются численные методы, применяемые для решения комплекса задач механики сплошных сред, связанных с моделированием начальных стадий

образования и роста газовых гидратов. На примере конкретного теоретического исследования анализируются постановки задач и адекватные им методы решения, такие как метод конечных разностей, автомоделный анализ и метод стрельбы. Подчеркивается важность корректного выбора численного аппарата для обеспечения достоверности результатов в условиях сложных многопараметрических процессов.

Ключевые слова: газовые гидраты, численные методы, фазовые переходы, фильтрация, тепломассоперенос.

Исследование процессов гидратообразования имеет фундаментальное значение для нефтегазовой промышленности, в частности, для решения задач управления добычей, хранения и транспортировки газа, а также оценки новых технологий, таких как замещение метана в гидратных залежах диоксидом углерода. Физико-химические процессы, сопровождающие гидратообразование, - это классический объект изучения механики многофазных сплошных сред. Они включают в себя сопряженные явления переноса (теплота, масса), фазовые переходы и фильтрацию в пористых средах.

Аналитическое решение таких задач часто невозможно из-за их сильной нелинейности и сложной геометрии границ раздела фаз. Поэтому центральную роль в их теоретическом исследовании играет применение современных численных методов. Корректный выбор и адаптация численных схем позволяют не только получить количественные оценки, но и выявить качественные закономерности, что является ключом к прогнозированию и оптимизации технологических процессов.

Постановки задач и применяемые численные методы

Рассмотренное теоретическое исследование охватывает несколько взаимосвязанных задач, для каждой из которых был выбран адекватный численный аппарат.

1. Моделирование начального этапа гидратообразования на границе раздела фаз

Постановка задачи: Исследование формирования гидратного слоя на границе «газ-вода» и определение периода индукции, зависящего от давления, концентрации примесей и растворимости газа. [1]

Численный метод: Метод конечных разностей (МКР) с неявной схемой.

Обоснование выбора: Неявная схема является безусловно устойчивой (или условно устойчивой с большими допусками по шагу), что критически важно для задач, где процессы могут протекать с сильно различающимися временными масштабами. Это позволяет избежать численной неустойчивости при моделировании длительного индукционного периода. Использование безразмерных параметров дополнительно повышает устойчивость расчета и универсальность получаемых решений.

2. Анализ роста гидратных частиц с учетом их геометрии и тепловыделения

Постановка задачи: Изучение роста гидрата в объеме жидкости, когда его интенсивность лимитируется диффузией газа, и анализ сопутствующих температурных полей. [2]

Численный метод: Автомоделный анализ.

Обоснование выбора: Для задач с определенной симметрией и подобными граничными условиями переход к автомоделным переменным позволяет свести систему уравнений в частных производных к системе обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ). Это значительно упрощает численное решение и позволяет получить наглядные распределения полей температуры и концентраций, устанавливая прямые зависимости между параметрами.

3. Моделирование нагнетания CO₂ в гидратосодержащий пласт

Постановка задачи: Описание многоэтапного процесса поршневого вытеснения метана жидким диоксидом углерода, его растворения и последующего гидратообразования в пористой среде. [3]

Численный метод: Метод конечных разностей с явной схемой.

Обоснование выбора: Явные схемы проще в программной реализации для нелинейных систем уравнений, характерных для фильтрационных задач. Однако они требуют соблюдения условия устойчивости Куранта–Фридрихса–Леви. В данном случае, для режима с высокой проницаемостью и быстрым вытеснением газа, явная схема оказывается эффективной, так как позволяет явно контролировать шаг по времени для адекватного описания фронтальных движений.

4. Моделирование гидратообразования в снежном массиве

Постановка задачи: Исследование формирования зон с различным фазовым составом (газ-снег-гидрат) при нагнетании газа в снег, включая построение полей температур, давлений и насыщенныхностей.[4]

Численный метод: Метод стрельбы.

Обоснование выбора: Для краевых задач, особенно в осесимметричной постановке, метод стрельбы является мощным инструментом. Он сводит решение краевой задачи к решению задачи Коши для системы ОДУ с последующей итерационной подстройкой начальных условий до удовлетворения граничным условиям на другом конце интервала. Этот метод хорошо подходит для поиска стационарных или автомодельных решений, описывающих установившиеся зональные распределения.

Заключение. Проведенный обзор демонстрирует, что успешное теоретическое исследование сложных процессов в механике сплошных сред напрямую зависит от адекватного выбора численных методов. Решение модельных задач гидратообразования сопряжено с рядом вычислительных сложностей:

- Сильная нелинейность уравнений, вызванная зависимостью параметров от термобарических условий и фазового состава.
- Наличие подвижных границ раздела фаз, например, растущего гидратного слоя.
- Необходимость учета сопряженных полей (давление, температура, концентрация, насыщенность).
- Требования к устойчивости и точности расчетов на больших временных интервалах.

Использование метода конечных разностей (как в явной, так и в неявной форме) обеспечивает гибкость и надежность для динамических задач. Автомодельный анализ и метод стрельбы оказываются незаменимыми для получения точных решений в задачах со специальным видом симметрии. Таким образом, осознанный выбор численного метода, учитывающий физическую сущность задачи, ее математическую постановку и требования к результатам, является залогом достоверного теоретического прогноза и основой для принятия практических решений в нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников:

1. Шагапов В. Ш., Шепелькевич О. А., Ялаев А. В. Начальный этап образования гидрата в объеме жидкости на примесных частицах при контакте газа и воды. / Теоретические основы химической технологии. 2017. Т. 51. № 4. С. 441-450.
2. Шагапов В.Ш., Юмагулова Ю.А., Шепелькевич О.А. О росте гидрата в водном растворе газа/ Журнал «Теплофизика и Аэромеханика». Сибирское отделение РАН, Новосибирск 2016, том 23, №4. С.559 – 565.
3. Шагапов В.Ш., Шепелькевич О.А., Юмагулова Ю.А. Замещение газа метана в гидратном пласте жидким диоксидом углерода / Инженерно-физический журнал. 2017. Т. 90. № 6. С. 1424-1433.
4. Шагапов В.Ш., Чиглинцева А.С., Шепелькевич О.А. К теории образования гидрата при нагнетании холодного газа в снежный массив, насыщенный тем же газом/ Журнал «Математическое моделирование». 2019. Т. 31. № 1. С. 63-84.

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АКТИВАТОРА ВРАЩЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА СКВАЖИН

Н.Р. Якупов, Д.Р. Амельченко

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студенты гр. ГР-20-11)

Аннотация. В представленной работе рассматривается проблема коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб в установках электроцентробежных насосов при добыче обводненной продукции. В качестве перспективного решения предложен активатор вращения потока. Описан принцип его действия, заключающийся в закрутке потока и предотвращении расслоения фаз, что снижает контакт воды с внутренней поверхностью НКТ. Приведены результаты расчетов, показывающие снижение скорости коррозии и увеличение срока службы НКТ. Рассчитана экономическая эффективность от внедрения устройства.

Ключевые слова: насосно-компрессорная труба, электроцентробежный насос, обводненность, активатор вращения, скорость коррозии, межремонтный период.

JUSTIFICATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE ROTATION ACTIVATOR TO INCREASE THE INTER-REPAIR PERIOD OF WELLS

N.R. Yakupov, D.R. Amelchenko

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the city of
Oktyabrsky, students of group GR-20-11)*

Abstract. The presented work discusses the problem of corrosion damage to tubing in electric centrifugal pump installations during the extraction of water-saturated products. As a promising solution, an activator of flow rotation is proposed. The principle of its operation is described, which consists in twisting the flow and preventing phase separation, which reduces the contact of water with the inner surface of tubing. The results of calculations are presented, showing a decrease in the corrosion rate and an increase in the service life of tubing. The economic efficiency of the device's implementation is calculated.

Keywords: tubing, electric centrifugal pump, water cut, rotation activator, corrosion rate, and overhaul period.

Одной из ключевых проблем при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), является интенсивная коррозия насосно-компрессорных труб (НКТ). С ростом обводненности добываемой продукции и истощением месторождений доля трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся сложным составом пластовых вод, постоянно увеличивается. Высокое содержание агрессивных компонентов представленных на диаграмме (рисунок 1), таких как диоксид углерода (CO_2), сероводород (H_2S), хлорид-ионы, а также наличие механических примесей и песка, создают условия для развития различных видов коррозии: общей, точечной, эрозионно-коррозионного износа [1-2].

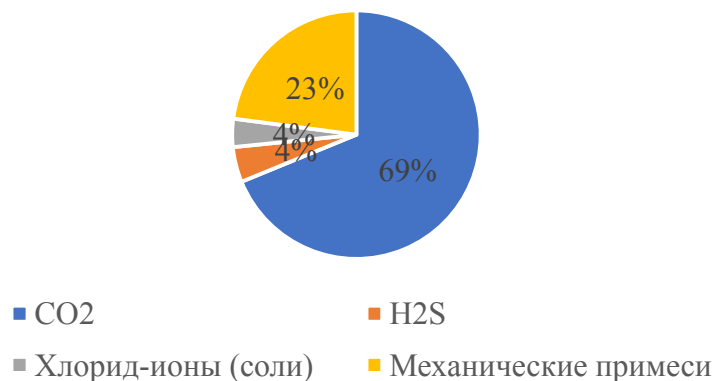


Рисунок 1 – Содержание агрессивных компонентов

Последствия коррозии НКТ приводят к значительным экономическим потерям, связанным с частыми ремонтами скважин, заменой оборудования, потери добычи и рисками для экологической безопасности. Традиционные методы защиты, включая применение ингибиторов коррозии и нанесение защитных покрытий (полимерных, стеклоэмалевых), не всегда обеспечивают достаточную эффективность. Ингибиторы требуют точного дозирования и могут терять эффективность при изменении состава продукции, а покрытия подвержены механическому повреждению [3-4].

В связи с этим актуальной задачей является разработка и внедрение пассивных физических методов защиты, не требующих постоянных затрат реагентов и устойчивых к изменяющимся условиям эксплуатации. Одним из таких методов является применение активаторов вращения потока (АВП), устанавливаемых в колонне НКТ. Данные устройства обеспечивают закрутку многофазного потока, что способствует к равномерному распределению компонентов, предотвращает расслоение фаз и образование застойных зон, тем самым снижая вероятность и интенсивность коррозионных процессов [5-6].

Принцип действия активатора вращения

Активатор вращения представляет собой статическое устройство, устанавливаемое в НКТ. Его внутренняя геометрия (чаще всего — спиральные лопасти или каналы) преобразует осевое движение многофазного потока (нефть, вода, газ, механические примеси) в винтовое (закрученное). Это приводит к следующим эффектам:

- исключается расслоение фаз, при котором вода, обладающая большей плотностью, стремится занять нижнюю часть трубы, создавая зону постоянного контакта с металлом и локальной коррозии;
- турбулизация потока препятствует осаждению твердых частиц и кристаллов парафина на стенках НКТ;
- равномерное распределение абразивных частиц по сечению трубы снижает локальную скорость износа;
- интенсификация действия ингибиторов. В случае их применения, закрученный поток обеспечивает более равномерное распределение реагента по внутренней поверхности НКТ.

Методика оценки эффективности

Для оценки коррозионной ситуации и эффективности АВП использовалась методика расчета скорости коррозии на основе закона Фарадея и эмпирических моделей для CO_2 -коррозии [7]. Расчетный срок службы НКТ (Т) определялся по формуле:

$$T = (S \cdot K) / V_c$$

где S – толщина стенки трубы, мм;

K – коэффициент запаса (принимается равным 0,5 для точечной коррозии);

V_c – скорость коррозии, мм/год.

Экономический эффект (Э) от внедрения рассчитывался как предотвращенные убытки от одного отказа, связанного с коррозией НКТ, за вычетом стоимости самого устройства и его установки:

$$\text{Э} = C_{\text{рем}} - (C_{\text{авп}} + C_{\text{уст}})$$

где $C_{\text{рем}}$ – средняя стоимость ремонта скважины, связанного с заменой НКТ;

$C_{\text{авп}}$ – стоимость активатора вращения (руб.);

$C_{\text{уст}}$ – стоимость спуско-подъемных операций по его установке (руб.).

Для анализа была рассмотрена скважина № 564 с УЭЦН, характеризующаяся следующими параметрами приведенными в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Проектные параметры скважины № 564

Параметры	Значения
Обводненность продукции, %	85
Содержание CO_2 , %	1,5

Параметры	Значения
Содержание механических примесей, %	0,05
Материал НКТ	L80
Толщина стенки НКТ, мм	6,45
Скорость коррозии, мм/год	0,8

Без применения средств защиты расчетная скорость CO₂-коррозии для данных условий составляла 0,8 мм/год. Расчетный срок службы колонны НКТ при этом не превышал 4 лет.

После установки активатора вращения, по данным испытаний и промысловых наблюдений на аналогичных объектах, скорость коррозии снижалась в среднем на 40-60% [8]. При оценке (снижение на 40%) новая скорость коррозии составила:

$$V_{\text{с(нов)}} = 0,8 \cdot (1 - 0,4) = 0,48 \text{ мм/год}$$

Соответственно, расчетный срок службы НКТ увеличился:

$$T_{\text{нов}} = (6,45 \cdot 0,5) / 0,48 \approx 6,7 \text{ лет}$$

Таким образом, применение АВП позволяет увеличить межремонтный период работы оборудования на 2,7 года.

Экономический эффект внедрения активатора вращения потока

Средняя стоимость ремонта скважины, связанного с заменой НКТ из-за коррозии ($C_{\text{рем}}$), оценивается в 5 000 000 руб. Стоимость активатора вращения ($C_{\text{авп}}$) составляет 150 000 руб. Стоимость его установки в составе СПО ($C_{\text{уст}}$) – 500 000 руб. Данные для расчета экономического эффекта внедрения АВП представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Данные для расчета экономического эффекта внедрения АВП

Параметры	Значения
Стоимость КРС, тыс. руб	5000
Стоимость активатора, тыс. руб	150
Стоимость спуско-подъемных операций с внедрением АВП, тыс. руб	500

Экономический эффект внедрения активатора вращения потока составит

$$\Xi = 5000000 - (150000 + 500000) = 4350000 \text{ руб.}$$

Учитывая увеличение срока службы НКТ с 4 до 6,7 лет, установка АВП окупается многократно даже в рамках одного межремонтного цикла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение активатора вращения потока является эффективным физическим методом защиты НКТ от коррозии в условиях высокообводненной добычи с использованием УЭЦН.

Принцип действия устройства, основанный на закрутке и распределении компонентов в многофазном потоке, позволяет снизить скорость коррозии на 40 - 60 % за счет предотвращения расслоения фаз и образования застойных зон.

Проведенные расчеты показали, что установка АВП позволяет увеличить расчетный срок службы колонны НКТ с 4 до 6,7 лет для рассмотренных условий.

Экономический расчет подтвердил высокую эффективность внедрения активаторов вращения, обеспечивающую значительный экономический эффект за счет предотвращения дорогостоящих ремонтов скважин и увеличения межремонтного периода эксплуатации оборудования.

Список использованных источников:

1. Y. Wang, H. Xan, J. Li, R. Liu, Review on oil displacement technologies of enhanced oil recovery: state-of-the- art and outlook, Energy & Fuels, 37(10), (2023).
2. W. Yang, P. Lingying, D. Qinyi, Dynamic analysis of natural gas substitution for crude oil: Scenario simulation and quantitative evaluation, Energy, 282, 128764 (2023).

3. G. Liu, H. Wang, J. Tang, Z. Liu, D. Yang, Effect of wettability on oil and water distribution and production performance in a tight sandstone reservoir, *Fuel*, 341(4), 127680 (2023).
4. M. A. Pratama, H. J. Khan, H. Daigle, A review of formation damage processes encountered during gas hydrate production, *Geoenergy Science and Engineering*, 228(3), 211958 (2023).
5. X. Wang, M. Gan, X. Yang, P. Zhang, X. Peng, Y. Ju, C. Wang, Mechanism of enhanced oil recovery by fuzzy-ball fluid as a novel oil-displacement agent, *Energy Reports*, 9, 1447-1463 (2023).
6. A. Y. Davydov, Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems, *Journal of Physics Conference Series*, 1333(4), 042005 (2019).
7. L. F. Yusupova, E. M. Almukhametova, I. A. Faizullin, Sources of oily waste affecting the Earth's crust interior, *AIP Conference Proceedings*, 2410, 020034 (2021).
8. L. M. Zaripova, M. S. Gabdrakhimov, A mathematical model of the pulsator for cleaning paraffin deposits of pipelines and downhole equipment, *Journal of Physics: Conference Series*, 1333 (3), 032095 (2019).
9. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // *E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)*, Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
10. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // *III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings*, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
11. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // *Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции*, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
12. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
13. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов*, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
14. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // *Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием*, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
15. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // *Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020*, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016

16. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.

17. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.

18. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.

УДК 622.692.4

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.Г. Яловега, А.К. Мурадян

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР-21-11)

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Л.М. Гимаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Л.Ф. Юсупова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В данной статье представлен практический обзор необходимых мероприятий, которые обеспечивают безопасность производственных процессов в нефтяных компаниях. Приведены описания реальных инструментов и методов, применяемых для минимизации рисков. Материал будет полезен специалистам по охране труда, промышленной безопасности и руководителям производственных подразделений для аудита и совершенствования существующих систем безопасности на своих предприятиях.

Ключевые слова: промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды (ПБОТОС), наряд-допуск, инструктаж, обучение, подрядные организации.

UDC 622.692.4

MODERN APPROACHES TO ENSURING INDUSTRIAL SAFETY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

D.G. Yalovega, A.K. Muradyan

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students of group GR 21-11)

A.Kh. Gabzalilova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

L.M. Gimaeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)

L.F. Yusupova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky lecturer)

Abstract. This article provides a practical overview of the necessary measures that ensure the safety of production processes in oil companies. The descriptions of real tools and methods used to minimize risks are given. The material will be useful to occupational safety and industrial safety

specialists and heads of production departments for auditing and improving existing safety systems at their enterprises.

Keywords: industrial safety, labor and environmental protection, work permit, briefing, training, contracting organizations.

В компании ОАО «НК «Роснефть» уделяют большое внимание промышленной безопасности, охране окружающей среды и охране труда. В связи с этим выдвигаются ключевые задачи:

- обеспечение безопасных условий труда, путем внедрения современных технологий и научных достижений с приоритетом жизни и здоровья работников;
- контроль за состоянием промышленной безопасности, соблюдение правил безопасности, охраны труда и контроль за состоянием экологической обстановки;
- доведение безопасности промышленных объектов компании до мирового уровня, основываясь на повышении надежности оборудования для безопасной и безаварийной эксплуатации;
- постоянное снижение травматизма, аварийности и негативного влияния на экологию;
- минимизация вредного воздействия новых проектов на окружающую среду за счёт улучшения проектной документации и обязательных экспертиз.

Для достижения поставленных целей ОАО «НК «Роснефть» принимает на себя обязательства:

- соблюдать все применимые законы и нормы в сфере промышленной безопасности, охраны труда и защиты окружающей среды.;
- учитывать требования безопасности и охраны окружающей среды при планировании и реализации всех видов деятельности и предоставляемых услуг, а также оценивать связанные риски;
- принимать все возможные меры для предотвращения травм, болезней, аварий и минимизации их последствий для людей и природы;
- сокращать потери нефти, нефтепродуктов и газа, внедряя современные технологии и снижая потребление ресурсов для уменьшения загрязнения окружающей среды;
- обучать персонал и подрядчиков стандартам безопасности и охраны окружающей среды, принятым в компании, и регулярно контролировать их соблюдение;
- вовлекать персонал в управление промышленными рисками, мотивируя, обучая и повышая их квалификацию;
- регулярно улучшать политику компании в области безопасности и экологии.

Согласно закону "О недрах", безопасное ведение работ требует выполнения основных требований:

- проведение геологических и других наблюдений для обеспечения безопасности работ и прогнозирования опасностей, а также своевременное обозначение опасных зон;
- предупреждение внезапных выбросов газов, воды и обрушений путём специальных мероприятий;
- контроль за деформациями горного массива для обеспечения безопасности людей под землей;
- защита работников и населения от вредного воздействия горных работ как в обычном, так и в аварийном режимах.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» проводят мероприятия направленные на обеспечение безопасного и безаварийного ведения строительно-монтажных работ, бурения и испытания скважин.

Пользователь недр обязан обеспечивать безопасность работ и соблюдать установленные стандарты и правила ведения работ. Реализация этих требований в рамках лицензии на право пользования недрами при освоении месторождений осуществляется:

- производственный контроль по промышленной безопасности осуществляется согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 16.03.2022 № 385 «Об утверждении Правил организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;

- обеспечение выполнения актов по охране труда, изданных Минздравом и соцзащитой после рассмотрения Комиссией, обеспечивается согласно Постановлению Правительства РФ № 1160 от 27 декабря 2010 г «Об утверждении Положения о разработке, утверждении и изменении нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда».

При заключении договора с подрядной организацией необходимо зафиксировать обязанности каждой из сторон в сфере промышленной безопасности.

Перед вводом в эксплуатацию опасного производственного объекта необходимо проверять соответствие проекта и требования безопасности, а также готовность организации к эксплуатации и ликвидации аварий. Разрабатываются планы мероприятий по ликвидации аварий согласно Постановлению Правительства РФ от 26.08.2013 г. № 730.

Работы повышенной опасности выполняются по наряду-допуску. Перечень работ, порядок оформления нарядов-допусков и список уполномоченных специалистов утверждаются руководителем предприятия. Работы должны производиться по инструкциям, утвержденным руководителем предприятия.

Эксплуатация опасных производственных объектов должна строго соответствовать требованиям промышленной безопасности по Федеральному закону № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г.

Работодатель должен гарантировать соблюдение всех законодательных норм по безопасности на производстве, включая:

- безопасность работников при осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;

- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

- обеспечение специальной одеждой, обувью и СИЗ происходит в соответствии с Межотраслевыми правилами (Приказ Минздравсоцразвития России от 1 июня 2009 г. № 290н);

- обучение работников безопасным методам и приемам выполнения работ;

- недопущение лиц моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также лиц, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания (постановление Правительства РФ № 163 от 25 февраля 2000 г.).

До приема на работу и при переводе на новую должность проводятся инструктажи по безопасности труда. Вводный инструктаж включает вопросы безопасности труда, трудового права и охраны труда. Непосредственные руководители проводят первичные, повторные, внеплановые и целевые инструктажи.

Инструктажи по охране труда обеспечивают соблюдение стандартов безопасности на предприятии. В их рамках работники получают полную информацию о вредных производственных факторах, обязательных к исполнению требованиях, а также осваивают на практике безопасные методы работы.

Все проведенные инструктажи завершаются проверкой усвоенных знаний и навыков в форме устного опроса. Работники, не прошедшие проверку и показавшие неудовлетворительный результат, к самостоятельной работе не допускаются и обязаны пройти инструктаж повторно.

Внеплановый инструктаж проводится при возникновении обстоятельств, требующих дополнительного обучения безопасности. Его содержание и объем определяются конкретными причинами, вызвавшими необходимость проведения (например, изменения в

нормативной базе, произошедшие аварии или нарушения, ввод нового оборудования). Основой для проведения такого инструктажа служат соответствующие инструкции по охране труда.

Целевой инструктаж проводится при выполнении разовых работ, не входящих в должностные обязанности работника, при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и выполнении работ повышенной опасности, а также при проведении в Компании массовых мероприятий.

Все работники обязаны проходить обучение и проверку знаний по промышленной безопасности согласно приказу Ростехнадзора № 37 от 29.01.2007 г. Обучение безопасным методам работы новых сотрудников проводится в течение месяца после приема на работу.

Руководители и специалисты проходят обучение по охране труда и промышленной безопасности: по мере необходимости, но не реже раз в 3 и 5 лет соответственно. Знания рабочих проверяются не реже чем раз в год.

На опасных производственных объектах допускаются работники после обучения, стажировки, проверки знаний и инструктажа, а также при наличии удостоверения. Сроки стажировки определяет работодатель.

Список использованных источников:

1. Федеральный закон N116-ФЗ от 21 июля 1997 г. "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".
2. "Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов" (ПБ 03-517- 02).
3. Оглезнев А.В. Промышленная безопасность опасных производственных объектов: методическое пособие. Пермь.: Припит, 2008. - 120 с.
2. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.
3. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
4. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
5. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
6. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.

7. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
8. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
9. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
10. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
11. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
12. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
13. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
14. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
15. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК C22F 1/00, B21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
16. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 621.78.013.6

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ЗАВАРКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОТВЕРСТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНДУКЦИОННОГО ПОДОГРЕВА

А.В. Яруллин

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
студент группы ММСз23-01),*

(ООО «Газпром трансгаз Казань»,

главный сварщик – руководитель группы главного сварщика),

Д.Р. Еремеева

(ООО «Газпром трансгаз Казань»,

инженер по сварке 2 категории группы главного сварщика)

Аннотация. В данной статье рассматривается усовершенствование технологии сварки технологических отверстий магистрального трубопровода путем внедрения индукционного подогрева сварного соединения с использованием разработанного индуктора. Анализируются существующие проблемы традиционных способов подогрева сварных соединений. Статья подчеркивает значимость использования индукционного подогрева как перспективного подхода для повышения эффективности и устойчивости современных газотранспортных систем.

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, дефекты трубопроводов, огневые работы, подогрев сварных соединений, индукционный нагрев, сопутствующий межслойный подогрев.

UDC 621.78.013.6

IMPROVING THE RELIABILITY OF MAIN PIPELINES WHEN WELDING PROCESS OPENINGS USING INDUCTION HEATING

A.V. Yarullin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Gazprom Transgaz Kazan LLC, Chief Welder –
Head of the Chief Welder's Group MMSZ23-01)*

D.R. Eremeeva

*(Gazprom Transgaz Kazan LLC,
Welding Engineer of the 2nd Category of the Chief Welder's Group)*

Abstract. This article discusses the improvement of the technology of welding technological holes of a main gas pipeline by introducing induction heating of the welded joint using a developed inductor. The existing problems of traditional methods of heating welded joints are analyzed. The article emphasizes the importance of using induction heating as a promising approach to improve the efficiency and sustainability of modern gas transportation systems.

Keywords: main gas pipelines, gas pipeline defects, fire works, welding joint heating, induction heating, accompanying interlayer heating.

Основной задачей газотранспортного предприятия является сохранение работоспособного состояния газопроводов. Известно, что большая часть газотранспортной системы России была построена в 70–80-е годы прошлого века. К настоящему времени износ основных фондов по линейной части магистральных газопроводов составляет – 57,2 % [1]. Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий – минимизирована. Как правило, большинство дефектов на газопроводах появляется в результате нарушений технологии сварки, коррозионных и механических повреждений, металлургических дефектов, определение места и характера которых связано с рядом трудностей и большими материальными затратами [2].

После проведения внутритрубной диагностики (далее – ВТД), позволяющей выявить наличие дефектов и повреждений в трубопроводе, глубину их залегания и расположения,

проводится комплекс мероприятий для обеспечения дальнейшей безопасной и эффективной эксплуатации. Устранение дефектов после проведения ВТД проводят в общем объеме текущих ремонтных работ, в состав которой входят огневые работы.



Рисунок 1 - Технологическое отверстие с установленным ВГУ

Огневая работа на магистральном трубопроводе, выполняемая традиционным способом, включает, как правило, три основных этапа:

- вырезку технологических отверстий под давлением газа для последующей установки временных герметизирующих устройств (ВГУ) и обеспечения безопасности при проведении ремонтно-восстановительных работ (рис.1);
- сварочно-монтажные работы по замене дефектного участка (вварка катушки, замена трубы, ремонт сваркой и тд.);
- последующая заварка технологических отверстий под давлением газа [3].

Заплаты для герметизации технологических отверстий изготавливают заранее в стационарных (базовых) условиях из труб того же диаметра, толщины стенки, класса прочности, что и труба ремонтного участка трубопровода. Заплату закрепляют на трубе с помощью струбцины, на которой временными кронштейнами закрепляется заплата. Струбцина остается затянутой на время сварки корневого слоя шва по всему периметру, после сварки её демонтируют, а временные кронштейны – удаляют. [4].

До начала вварки заплат выполняют предварительный подогрев свариваемых кромок, включая зоны, прилегающих к ним участков поверхности трубопровода на расстоянии не менее 100 мм. Температура предварительного подогрева составляет $150^{+30}\text{C}^{\circ}$ [5].

Контроль температуры предварительного подогрева выполняют непосредственно перед выполнением прихваток, первого (корневого) слоя шва контактными приборами на наружной поверхности не менее чем в четырех местах, равномерно расположенных по периметру, на расстоянии от 10 до 15 мм в обе стороны от выборки и свариваемых кромок [6].

Для предварительного, сопутствующего (межслойного) подогрева как правило применяются газопламенные нагревательные устройства (например, кольцевые и плоские газовые подогреватели, однопламенные горелки и др.), а также установки индукционного нагрева, радиационного нагрева способом электросопротивления или нагрева с применением электронагревателей комбинированного действия [7].

В процессе сварки температура предыдущего слоя сварного шва перед наложением последующего слоя должна быть в интервале от $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $250\text{ }^{\circ}\text{C}$. Если температура опустилась ниже $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, то следует провести сопутствующий (межслойный) подогрев до температуры предварительного подогрева [8].

Подогрев сварных соединений является важным этапом в процессе сварки, особенно для магистральных трубопроводов, где требования к прочности и надежности соединений

весьма высоки. Однако использование газовой горелки для подогрева имеет свои недостатки, которые могут негативно сказаться на качестве сварки и общей безопасности трубопровода. Для газовых горелок, как правило, характерен менее точный контроль температуры, что создает риск неравномерного подогрева сварных соединений. В процессе работы возможно значительное повышение температуры поверхности, ведущее к перегреву, что в результате может привести к нежелательным изменениям в структуре металла, таких как закалка или перегрев, которые негативно сказываются на прочностных характеристиках соединения [9].

Индукционный нагрев, в свою очередь, обеспечивает значительно более высокую точность и равномерность контроля температуры. Температурный режим может быть точно настроен и стабильно поддерживаться в заданных пределах, что минимизирует риск перегрева и иных термических повреждений [10].



Рисунок 2 – Установка индукционного нагрева в сборе с гибким индуктором

Текущие предложения на рынке предлагают гибкие индукторы (нагревательный пояс) для установок индукционного подогрева сварных соединений изготовленные в виде матов и предназначены только для подогрева кольцевых стыковых соединений трубопроводов (рис.2), с необходимостью плотной фиксации индуктора на трубе во избежание его провисания.



Рисунок 3 - Индуктор для сопутствующего межслойного подогрева сварных соединений при заварке технологических отверстий

В связи с этим, для осуществления работ по сопутствующему межслойному подогреву сварных соединений при заварке технологических отверстий был разработан индуктор (Рис.3), совместимый с установкой индукционного нагрева «Катран».

Индуктор выполнен в виде обмотки из высокочастотного кабеля с силиконовой изоляцией, собранной в цилиндрическом каркасе диаметром 300 мм из жесткого текстолита. С целью оптимизации рабочего процесса на индукторе установлены магнитные концентраторы, повышающие коэффициент полезного действия (КПД) и обеспечивающие фокусировку магнитного поля в месте нагрева. Система управления включает в себя: кнопку запуска нагрева, программируемый таймер для автоматического прекращения процесса нагрева по истечении заданного интервала времени, пульт дистанционного управления нагревом, а также сигнальную лампу, указывающую на активный нагрев индуктора. Предусмотрена система безопасности на основе штыревого кольцевого выключателя, осуществляющего отключение установки при её подъёме. Индуктор обеспечивает нагрев поверхности до температуры 200 °С.

Индуктор позволяет осуществлять предварительный и сопутствующий подогрев не только при сварке технологических отверстий на трубах диаметром до 720 мм включительно, в соответствии с нормативно-технической документацией, но и при ремонте локальных участков трубопроводов, находящихся в эксплуатации протяженностью до 250 мм, учитывая обеспечение подогрева свариваемых элементов по толщине стенки и периметру в зоне шириной не менее 150 мм, т.е. не менее 75 мм в каждую сторону от свариваемых кромок [11].

Выводы. Ключевая тема статьи – усовершенствование технологии сварки магистрального газопровода путем внедрения индукционного подогрева сварного соединения. В ней раскрываются недостатки традиционных методов подогрева, таких как использование однопламенных газовых горелок, которые не обеспечивают равномерный нагрев и, как следствие, негативно сказываться на прочности и надежности сварных соединений.

К числу важнейших особенностей индукционного подогрева относятся:

–Равномерное распределение температуры в зоне сварки, что значительно повышает качество соединений и снижает риск возникновения дефектов.

–Точный контроль температуры, позволяющий избегать перегрева и термических повреждений металла.

Разработанный индуктор, совместимый с установкой индукционного нагрева «Катран», предлагает решения для повышения эффективности и безопасности сварочных работ. Индуктор, изготовленный из диэлектрического материала с высокой теплопроводностью, размещен в цилиндрическом корпусе с магнитными концентраторами, расположенными по периметру и обеспечивающими высокий КПД и фокусировку магнитного поля в зоне нагрева. Система управления оснащена устройствами защитного отключения питания, которые срабатывают при достижении заданной температуры и при отсутствии контакта индуктора с поверхностью.

Статья подчеркивает важность внедрения инновационных методов, в частности, индукционного подогрева, в современные трубопроводные системы. Индукционный подогрев как стандартный подход при ведении сварочных работ представляет собой значительный шаг вперед, способствующий повышению надежности, безопасности и долговечности магистральных трубопроводов.

Список использованных источников:

1. С.В. Савонин, А.В. Москаленко, А.В. Тюндер, С.Е. Князев, З.А. Арсентьева Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах// Нефть и Газ Сибири. № 4 (21), 2015 г.

2. А.А. Куклин, К.И. Бушмелева Экспертная система комплексного диагностирования технического состояния объектов газотранспортной инфраструктуры // Труды международного симпозиума «Надежность и качество, Том 1, 2011 г.

3. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «ГАЗПРОМ», Газпром ВНИИГАЗ, 2005. 60с.

4. СТО Газпром 15-1.2-003-2023 Сварка и неразрушающий контроль сварных соединений. Технологии сварки при ремонте промышленных и магистральных трубопроводов. Газпром ВНИИГАЗ, 2023. 297 с.
5. С.И. Поникаров, С.И. Валеев, С.А. Вилохин, С.В. Рачковский, Монтаж, техническая диагностика и ремонт технологических трубопроводов// КНИТУ, Учебное пособие, 2019 г. 440 с.
6. К.А. Муравьев, Материалы, оборудование и технология сооружения и ремонта трубопроводов // Тюменский индустриальный университет, Учебное пособие, 2020 г. 92 с.
7. Магистральные и промышленные трубопроводы // Журнал «Новые технологии в строительстве», ООО "Стройинформиздат", Москва, 2020 г. 44 с.
8. Д.И. Куртуа, Н.И. Петриди, Оборудование для предварительного нагрева // Тезисы докладов по материалам VIII Международной научно-технической конференции. ООО "Газпром ВНИИГАЗ". 2019 г. 127 с.
9. А.Э. Козловский, Термическая обработка углеродистых сталей // Ивановский государственный химико-технологический университет, Учебное Пособие. 2017 г. 144 с.
10. Технологии реновации машин и оборудования. Материалы Всероссийской научно-практической конференции в рамках XI Промышленного салона и специализированных выставок "Сварка. Контроль. Диагностика", БГАУ г. Уфа. 2016 г. 332 с.
11. СТО Газпром 15-1.1-002-2023 Сварка и неразрушающий контроль сварных соединений. Технологии сварки промышленных и магистральных трубопроводов. ООО Газпром ВНИИГАЗ, 2023 г. 497 с.

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

УДК 622.24.052

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

И.Р. Абдуллин

(ГАОУ ВО «АГТУ «Высшая Школа Нефти» студент гр. 74-21)

Аннотация. Статья посвящена анализу эффективности применения буровых растворов на углеводородной основе (РУО). Рассматривается эволюция их составов - от промысловой нефти до современных продуктов нефтепереработки, выделяются ключевые преимущества, такие как термостойкость и способность минимизировать осложнения в неустойчивых породах. Подчеркивается, что использование РУО экономически оправдано в осложненных геологических условиях, где их высокая стоимость компенсируется повышением рентабельности всего проекта.

Ключевые слова: буровые растворы на углеводородной основе, эффективность бурения, неустойчивые коллекторы, технико-экономическое обоснование, продукты нефтепереработки, осложненные условия бурения.

UDC 622.24.052

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF OIL-BASED DRILLING FLUIDS USING

I.R. Abdullin

(Almetyevsk state technological university «Petroleum high school» Student of group 74-21)

Abstract. The article is devoted to the analysis of the efficiency of hydrocarbon-based drilling fluids application. The evolution of their compositions-from crude oil to modern petroleum products-is considered, and key advantages, such as thermal stability and the ability to minimize complications in unstable formations, are highlighted. It is emphasized that the use is economically justified in complex geological conditions, where their high cost is compensated by an increase in the overall project profitability.

Keywords: oil-based drilling fluids, drilling efficiency, unstable reservoirs, technical and economic feasibility study, petroleum products, difficult drilling conditions.

Использование буровых растворов на углеводородной основе позволяет минимизировать осложнения при бурении в неустойчивых коллекторах, однако требует тщательного анализа их эффективности с учетом технологических, экономических и экологических факторов [1].

Прототипом таких буровых растворов является обычная промысловая нефть. Однако её использование ограничено из-за отсутствия тиксотропных и коркообразующих свойств, что приводит к повышенной фильтрации в пласт, невозможности утяжеления и повышенной пожароопасности. Эти недостатки делают нефть менее пригодной для использования в качестве технологической жидкости на различных этапах строительства скважин [2].

В то же время, нефть и продукты ее переработки послужили той основой, которая с соответствующими структурообразующими и коркообразующими добавками превратилась в систему с новыми технологическими свойствами, отвечающими всем требованиям, предъявляемым к буровым растворам, и получила название раствор на нефтяной основе (РНО) [3].

К основным свойствам относятся: термостойкость, устойчивость к солевой агрессии, минимальное разупрочняющее действие на горные породы, смазывающие свойства, качество вскрытия продуктивных пластов, т.е. свойства, являющиеся неотъемлемой характеристикой РУО и заложенные в их физико-химической природе [1,4].

В дальнейшем состав и рецептура буровых растворов снова были пересмотрены и в основе использовались продукты нефтепереработки, такие как масляная основа или дизельное топливо [5]. Это позволило добиться лучших параметров в сравнении с

использованием нефти в основе. Также использование продуктов нефтепереработки сделало процесс приготовления и обработки бурового раствора проще, в связи с легкостью подсчета концентрации ввода химических реагентов, связано это с тем, что параметры необработанной нефти, практически всегда, отличаются по сравнению с масляной основой или дизельным топливом, параметры которых варьируются незначительно [3].

Стоит отметить, что использование буровых растворов на углеводородной основе наиболее эффективно в осложненных условиях, в связи с их высокой стоимостью [4]. Применение РУО в скважинах с простым геологическим разрезом приведет к снижению рентабельности и вследствие, к уменьшению прибыли.

Таким образом, анализ эффективности применения буровых растворов на углеводородной основе демонстрирует их незаменимость при работе в сложных геологических условиях, где их высокая стоимость оправдана значительным снижением рисков осложнений и повышением общей скорости проходки скважины [3,5]. Ключевым вектором развития является дальнейшая оптимизация их рецептур, направленная не только на улучшение технологических показателей, но и на снижение экологической нагрузки и общей стоимости за счет использования более совершенных и стандартизированных базовых компонентов. Грамотный выбор типа бурового раствора, основанный на всестороннем технико-экономическом обосновании для конкретных условий бурения, остается решающим фактором для обеспечения максимальной экономической эффективности и безопасности всего проекта [4].

Список использованных источников:

1. Пособие для инженеров по буровым растворам. РУО «Полиэмульсан» / подгот. Е. В. Минаевой [и др.]; Сервисный Центр СБМ. - Москва ; Иркутск, 2017. - 81 с.
2. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: дис. ... д-ра техн. наук. - М., 1971. - 386 с.
3. Корчагин П.Н. Новые возможности использования буровых растворов на углеводородной основе / П.Н. Корчагин, А.Б. Охотников, С.О. Солижонов, А.В. Королев, А.В. Меденцев // Территория Нефтегаз. - 2013. - № 12. - С. 20-22.
4. Обоснования выбора бурового раствора для промывки скважин в процессе бурения: курсовая работа / [автор не указан]. - 2015. - 89 с. - URL: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=796057> (дата обращения: 15.09.2025)
5. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 170-176.

УДК 622.24.051.64

ПРИМЕНЕНИЕ PDC ДОЛОТ FASTDRILL

А.А. Ахмадуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБсз-21-11)

С.В. Любимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Abstract. Специалисты ОАО «Волгабурмаш-групп» постоянно совершенствуют конструкцию и технологию изготовления долот PDC с учетом анализа результатов их работы, находятся в поиске новых решений для улучшения технических показателей долот PDC. В Компании разработаны множество PDC долот продуктовой линии FastDrill, которые применяются для бурения сплошным забоем вертикальных и наклонно-направленных скважин.

Ключевые слова: скважина, бурение, алмазные долота FastDrill, механическая скорость.

UDC 622.24.051.64

APPLICATION OF FASTDRILL PDC BITS

A.A. Akhmadullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBsz-21-11)

S.V. Lyubimova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Volgaburmash-group specialists are constantly improving the design and manufacturing technology of PDC bits based on analysis of their performance results and are constantly searching for new solutions to improve the technical performance of PDC bits. The Company has developed a variety of PDC bits in the FastDrill product line, which are used for continuous drilling of vertical and directional wells.

Keywords: borehole, drilling, FastDrill diamond bits, mechanical speed.

Нефть и газ сегодня, а также в ближайшей перспективе являются основой экономики России. Даже для поддержания достигнутого уровня их добычи, не говоря уже о наращивании, необходимо бурение значительного количества глубоких скважин, особенно разведочных. Чтобы выполнить эту задачу при весьма ограниченных финансовых ресурсах, нужно прежде всего снизить затраты на строительство скважины. Для большинства вновь осваиваемых нефтяных месторождений характерны сложные геологические условия, обуславливающие необходимость целого комплекса мероприятий для получения стабильного дебита. При реализации таких проектов важно в кратчайшие сроки обеспечить ввод в действие целой сетки пробуренных скважин. Поэтому ведущие нефтяные компании обращают внимание на совершенствование технологических программ бурения и заканчивания скважин, благодаря передовым разработкам находят новые решения, получая при этом более высокие технико-экономических показатели.

Эффективное разрушение горных пород является одним из основных факторов, определяющих качественное строительство скважины. Поэтому средства разрушения горной породы постоянно совершенствуются. Прогресс в области разработки долот особенно усилился в последние годы.

По области применения долота PDC подразделяются на две продуктовые линии:

- FastDrill (FD) - для бурения сплошным забоем вертикальных и наклонно направленных скважин;
- BicentricDrill (BD) - бицентричные для бурения с одновременным расширением ствола скважины.

Долота PDC обладают высокой износостойкостью и работоспособностью, что обеспечивают кратное увеличение проходки при высокой механической скорости бурения.

В настоящее время ОАО «Волгабурмаш-групп» (ОАО «ВБМ») разработано и освоено в производстве более двухсот различных конструкций долот, охватывающих значительную область применения в бурении скважин. Это обуславливается большим числом типоразмеров (от 83 до 444,5 мм), а также распределением на категории разбуриваемых пород: мягкие; мягкие, с пропластками средней твердости; средние; средние, с пропластками твердых.

Использование высокоточного оборудования со специально разработанными управляющими программами представляет возможным изготавливать сложные лопастные конструкции с точной повторяемостью в серийном производстве. Долота, армированные резцами PCD (рисунок 1), обладают высокой износостойкостью и работоспособностью, что обеспечивают кратное увеличение проходки за долбление при высокой механической

скорости бурения. ОАО «ВБМ» сотрудничает с ведущими мировыми производителями резцов PCD.



Рисунок 1 – Резцы долот PCD

Долота PDC оснащены твердосплавной или комбинированной насадками, ориентированными (рисунок 2) так, чтобы максимально обеспечить баланс потоков бурового раствора для очистки долота и забоя скважины.



Рисунок 2 – Твёрдосплавные насадки

Алмазные долота типа PDC показали свою высокую эффективность при проведении буровых работ в европейской части России и Восточной Сибири. Они обеспечивают более высокую механическую скорость бурения по сравнению с традиционными долотами. Однако, быстрый износ резцов может снижать суммарную проходку на долото, особенно при бурении в твердых породах высокой твердости. Это связано с вибрациями, которые вызывают значительные динамические нагрузки на резцы и ускоряют их износ. Для решения этой проблемы необходимо проводить балансировку сил, действующих на резцы, и контролировать уровень вибраций в процессе бурения.

Чтобы решить эту проблему, компания ОАО «ВБМ» разработала новую конструкцию алмазного долота под названием 220,7 FD355MH-A70 (рисунок 3). Это долото предназначено для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин в твердых породах 6 и 7 категорий твердости. Новая конструкция долота имеет сложную режущую структуру, которая обеспечивает высокую эффективность бурения в этих условиях. Долото было успешно протестировано в районе деятельности компании ОАО «Сургутнефтегаз» и показало высокую механическую скорость бурения двигателем ДРУ-172 – до 31 м/ч. Применение этого долота позволило сократить время на строительство скважин благодаря увеличению механической скорости бурения и снижению времени на спуско-подъемные операции.

Совместная работа технологических служб компаний ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «ВБМ» позволила впервые пробурить весь интервал под эксплуатационную колонну одним алмазным долотом. Средняя механическая скорость бурения была на 81% выше, чем у стандартных долот, а проходка на одно долото составила более 2300 метров. При этом

долото сохранило свою работоспособность.



Рисунок 3 – Долото 220,7 FD355MH-A70

При использовании алмазных долот типа PDC требования к качеству бурового раствора значительно повышаются. Высокие механические скорости требуют обеспечения эффективной очистки забоя от выбуренной породы, ее транспортировки на поверхность, а также охлаждения долота и бурильных труб. Кроме того, буровой раствор должен обладать смазывающими свойствами для снижения трения между бурильными трубами и стенками скважины. Все эти требования могут быть выполнены при использовании буровых растворов с соответствующими реологическими и смазывающими характеристиками. Отдельно стоит отметить динамику применения долот PDC - проходка данным типом долот составила более 50 % от общего метража бурения по РФ. Главным резервом являются сокращение сроков строительства скважин - возможность бурить больше существующим парком буровых установок. Это и сокращение затрат на бурение, и увеличение объемов добычи.

Таким образом, правильный подбор алмазного долота позволяет снизить стоимость строительства скважины, главным образом за счет сокращения временных затрат. При этом стоимость долота составляет лишь небольшую часть от общей стоимости скважины - как правило, менее 3,2 %. То есть, алмазные долота следует рассматривать не только как материальные, но и как важный технологический ресурс.

Список использованных источников:

- 1 Рудаков А.Н. Предложение по повышению экономической эффективности использования PDC долот/ Доклад на XXX научно – технической конференции молодых учёных и специалистов ОАО «Сургутнефтегаз», Сургут, СУБР №2 – 25 с.
- 2 Долота PDC. Каталог нефтегазовой продукции, 2013-3014 г. Varel International, 2013 – 25 с.
- 3 Бурение нефтяных и газовых скважин // [Электронный ресурс]: <https://leuza.ru> (дата обращения 29.10.2025 г.).
- 4 Продукция Компании ОАО «Волгабурмаш» // [Электронный ресурс]: <https://vbm.ru/ru/> (дата обращения 29.10.2025 г.).
- 5 Горпинченко В. А. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC / В. А. Горпинченко, М. Р. Дильмиев // Бурение и нефть. – 2010. – № 6. – С. 6-8.
- 6 Бессон А., Новый взгляд на режущие элементы буровых долот: / Бессон А., Берр Б., Диллард С., Дрейк Э. // Нефтегазовое обозрение. 2012. № 2–31 с.
- 7 Боснак, А.Б. Совершенствование конструкций и применения буровых долот: / А.Б. Боснак, Р.М. Богомолов, Ф.В. Старцев. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. - 2013. – № 3. – 46 с.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

Д.А. Ахметшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБсз-21-11)

Р.К. Яруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Abstract. В процессе бурения скважины под влиянием различных геолого-технологических факторов происходит естественное искривление ствола скважины. Данное явление в большинстве случаев является нежелательным. Избежать данное явление и построить скважину с заданным профилем, провести комплекс геофизических исследований в процессе бурения – одна из важнейших задач современного бурения. Группу приборов и систем позволяющих контролировать траекторию ствола скважин в процессе бурения и успешно выполнить строительство скважин называют телеметрическими системами. Есть разные телеметрические системы, которые разнятся по типу каналов связи, характеристикам и их особенностям. В данной статье рассмотрим беспроводную телеметрическую систему с гидравлическим каналом связи производства фирмы BEIJING LIUHE GREATNESS TECHNOLOGY Ltd (LHE) (Китай).

Ключевые слова: скважина, телеметрическая система, гидравлический канал связи, контроль пространственных параметров.

RATIONALE FOR THE CHOICE OF A TELEMETRY SYSTEM WITH A HYDRAULIC COMMUNICATION CHANNEL

D.A. Akhmetshin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBsz-21-11)

R.K. Yarullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. During the drilling process, natural borehole curvature occurs under the influence of various geological and technological factors. This phenomenon is undesirable in most cases. Avoiding this phenomenon and constructing a well with a given profile, conducting a complex of geophysical studies during the drilling process is one of the most important tasks of modern drilling. A group of instruments and systems that enable wellbore trajectory monitoring during drilling and successful well construction are called telemetry systems. There are various telemetry systems, varying in the type of communication channels, characteristics, and features. In this article, we will consider a wireless telemetry system with a hydraulic communication channel manufactured by BEIJING LIUHE GREATNESS TECHNOLOGY Ltd (LHE) (China).

Keywords: borehole, telemetry system, hydraulic communication channel, spatial parameter control.

Приборы и системы, не требующие остановки бурения для получения информации о положении забоя, принято называть телеметрическими системами (ТС). Скважинная аппаратура ТС – это комплекс приборов, объединённых в одну цепь, служащих для замера определённых требуемых параметров в процессе бурения и их передачи на поверхность конкретным способом, служащих для одной цели, проводки скважины в заданном направлении.

В данное время существует большое количество забойных телеметрических систем отличающихся между собой как по каналу связи «забой – устье», так и по количеству измеряемых параметров. По виду канала связи делятся на следующие: с проводным каналом связи (по кабелю); по импульсам давления (связь в виде импульсов давления по столбу

промывочной жидкости); с электромагнитным каналом связи по породе и по колонне бурильных труб; акустические системы (распространение акустических колебаний по промывочной жидкости или колонне бурильных труб).

Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения.

При выборе, того или иного вида ТС, необходимо руководствоваться критериями, позволяющими выбрать конкретный вид ТС, необходимый для работы на требуемом месторождении, а так же условиями геологического разреза, параметры которого, могут влиять на работу отдельного вида телеметрических систем.

Исследования гидравлического канала в нашей стране начаты при разработке гидротурботахометра ВНИИБТ еще в 50-х годах, а дальнейшее применение канал нашел при бурении Кольской сверхглубокой скважины СГ – 3, где устойчивые сигналы о частоте вращения вала турбобура были получены с глубины более 12000 метров.

Информация собирается, обрабатывается и передается в реальном времени посредством положительной, отрицательной или непрерывной телеметрии гидравлического канала связи (ГКС). С гидравлическим каналом связи все данные можно передавать, не останавливая процесс бурения. Циркуляционная система буровой установки является средой, через которую передается информация. Благодаря этому применение данного канала связи дает возможность строительства скважин глубиной более 5000 метров. В наше время этот вопрос стоит более актуальной, когда эпоха «легкой» нефти закончилось и приходится искать все новые технологии и революционные решения для возможности добычи «сложной» нефти, которая приводит к нужде бурить все глубже и глубже. Несмотря на свои недостатки, данный тип канала связи ГКС позволяет получать необходимую информацию из таких скважин, в отличие от остальных. Остается либо создавать новые технологии телеметрических систем, либо модернизировать и применять имеющиеся.

Беспроводная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи LHE, выпускаемое по конструкторской и технической документации, производства фирмы BEIJING LIUHE GREATNESS TECHNOLOGY Ltd (LHE) (Китай) актуальна для работы практически в любых условиях, в сравнении с аналогичными телесистемами других производителей не требует больших финансовых затрат.

Данная система используется на опасных производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности, при строительстве нефтяных и газовых скважин.

В основе принципа работы телеметрической системы лежит инклинометрический модуль, который осуществляет сбор контролируемых параметров, отслеживает изменения давления раствора и вибрации, преобразует собранные параметры в последовательности импульсов.

Последовательности импульсов управляют движениями электромагнитного клапана генератора импульсов давления (пульсатора), который модулирует циркулирующий раствор, приводя в движение сердечник клапана для изменения объема циркуляции бурового раствора между нижним кольцом ограничения потока и сердечником главного клапана.

Импульсы давления создаются открытием и закрытием внутреннего клапана, который открывается и тем самым пропускает небольшой объем бурового раствора из внутренней части бурильной колонны в затрубное пространство. Изменение давления внутри бурильной колонны определяется на поверхности датчиком давления.

В процессе работы датчик давления производит измерение и преобразование последовательностей импульсов давления раствора в электрические импульсы, а так же передачу их на приёмно-передающий аппарат, соединенный с наземным компьютером.

Дальнейшая обработка полученных данных происходит посредством специальной программы обработки параметров, после чего результаты измерений поступают на мониторы бурильщика (рисунок 1) и записываются в памяти компьютера.

Наземная часть телесистемы LHE представлена на рисунке 2.

Схема соединения скважинного оборудования представлена на рисунке 3.



Рисунок 1 – Монитор бурильщика



Рисунок 2 – Наземная часть телесистемы LNE



1 – ловильная головка; 2 – профильный центратор; 3 – модуль питания; 4 – модуль инклинометрический; 5 – модуль питания дополнительный; 6 – модуль генератора импульсов

Рисунок 3 – Схема соединения скважинного оборудования

Технические характеристики зарубежных и отечественных телеметрических систем с гидравлическими каналами связи «забой-устье» для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики зарубежных и отечественных телеметрических систем с гидравлическим каналом связи

Техническая характеристика	Фирма, страна разработчик – изготовитель					
	«APS Technology» (США)	«Pulse Directional Technologies Inc Tensor », (Канада)	Люхэ Вэйе, (Китай)	«Пермнефте машремонт» (г.Пермь)	«Геотрэк» (г.Самара)	«БУРИНТЕ Х» (г.Уфа)
Название систем	APS	Tensor	LHE	ГКС	Geotrack	Compass
Измеряемые параметры: – инклинометрические – технологические – геофизические	Z(0-180° ± 0,1) W(0-360° ± 0,1) A(0-360° ± 1,0) ГК, КС	Z(0-180° ± 0,2) W(0-360° ± 1,0) A(0-360° ± 0,5) ГК, КС	Z(0-180° ± 0,2) W(0-360° ± 1,0) A(0-360° ± 0,5) ГК, КС	Z(0-180° ± 2,0) W(0-360° ± 0,3) A(0-360° ± 2,0) ГК, КС	Z(0-180° ± 0,1) W(0-360° ± 1,0) A(0-360° ± 1,0) ГК, КС, НК	Z(0-180° ± 2,0) W(0-360° ± 0,2) A(0-360° ± 2,0) ГК, КС
Расход промывочной жидкости, л/сек	4-76	4,7-75,7	6-55	7-60	4-76	3-75
Источник энергоснабжения	Батареи	Литиевые батареи	Литиевые батареи	Генератор	Батареи	Батареи
Скорость передачи данных, бит/сек	12-24	20-35	20-35	10-20	15-25	10-20
Частота передаваемых сигналов, Гц	50-60	72-250	72-290	50-200	72-290	50-200
Время переключение телесистемы, мин	6-8	3	3	3-4	3	3-4
Ресурс работы одной батареей, ч	90-100	170-190	200-210	2000	120-150	120-150
Работа с содержанием песка, %	< 1	< 1	< 1	< 2	< 1	< 1,5
Максимальное давление, МПа	139,9	138	120	90	120	90-110
Максимальная рабочая температура, °С	150	150	125	125	125	125
Ударная прочность, Дж	4000	3500	3500	2000	3500	2000

Скважинная аппаратура телесистемы фирмы «APS Technology» (США), состоит из датчиков, передатчика кодированных биполярных импульсов, источника питания в виде никелевых батареи источников (подзаряжаемых), обеспечивающих без перезарядки 90-100 часов непрерывной работы. Частоты передаваемых сигналов – 50-60 Гц. Скорость передачи сообщений 12-24 бит/с. Сигналы передаются массивами, занимающими время 6 минуты, через каждые 8 минут.

Фирма «Pulse Directional Technologies Inc», (Канада) снабженная литиевыми батареями (источником питания) обеспечивающих без перезарядки 170-190 часов непрерывной работы, использует для передачи сигнала в диапазоне частот 72 Гц и 250 Гц. Измеряются технологические параметры (обороты долота, осевая нагрузка на забой), траектория бурящейся скважины, геофизические параметры ГК, КС, температура и давление внутри и снаружи буровых труб. Рабочая температура систем – 150°С.

В системах фирм «БУРИНТЕХ» (г.Уфа) и «Пермнефтемашремонт» (г.Пермь), также использующих гидравлический канал связи «забой-устье», предусмотрен канал связи для управления глубинным блоком с поверхности. Эти системы измеряют (по рекламным проспектам) положение бурового инструмента (угол наклона и азимут) с погрешностью соответственно 2,0-0,2° и 2,0-0,3°.

Определяющим фактором в принятии решения применения ЛНЕ является время ориентирования телесистемы в процессе бурения. Переключение с режима направленного бурения в режим роторного бурения, телесистеме ЛНЕ требуется 3 минуты. В то же время как для этой же операции системе APS требуется 6-8 минут. Следовательно, время корректировки параметров, характеризующих направление ствола скважины в любой точке у системы ЛНЕ снижается в два раза. Это позволяет предположить, что при прочих равных условиях, применение системы ЛНЕ позволит сократить время бурения скважины за счет точности проводки ствола не менее чем на 10-15 %. Также определяющим фактором является ресурс литиевых батарей. Цикл технического обслуживания у телесистемы «Tensor» составляет 170-190 часов, а для «ЛНЕ» 200-210 часов. Это позволяет на 15-20 % увеличить время работы телесистемы за счет большего времени обслуживания литиевых батарей при проводке скважины.

Таким образом, применение при бурении скважин высокоточных приборов контроля параметров кривизны скважин ЛНЕ позволяет успешно выполнять проводку скважины.

Список использованных источников:

1. Калинин, А. Г. Естественное и искусственное искривление скважин // А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.
2. Исаченко, В. Х. Инклинометрия скважин / В. Х. Исаченко. – Москва: Недра. 1987. - 216 с.
3. Исаченко, В. Х. Системы контроля за траекторией ствола скважины. – Обзорная информация. Сер. «Бурение» / В. Х. Исаченко. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1980. - 88 с.
4. Акбулатов, Т. О. Телеметрические системы в бурении: учеб. пособие / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, В. Х. Самигуллин, М. Р. Мавлютов. - Уфа: УГНТУ, 2000. – 67 с.
5. Кульчицкий, В. В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин / В. В.Кульчицкий. - Москва: ВНИИОЭНГ, 2000. - 347 с.
6. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 49–55.
7. Телеметрические системы с гидравлическим каналом связи «ГКС» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.amasenergy.com/ru/product/872/> (дата обращения 29.10.2025 г.).
8. Телесистемы с гидравлическим каналом связи «Геотрек» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://gtroil.com/telesystem-hydraulic/> (дата обращения 29.10.2025 г.).
9. Телесистемы с гидравлическим каналом связи «Буринтех» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://burintekh.ru/services/telemetry/> (дата обращения 29.10.2025 г.).
10. Телесистемы с гидравлическим каналом связи «APS Technology» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.aps-tech.com/> (дата обращения 29.10.2025 г.).
11. Телесистемы с гидравлическим каналом связи «Tensor» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: https://www.geo-spektr.ru/product_14176.html/ (дата обращения 29.10.2025 г.).

12. Телесистемы с гидравлическим каналом связи «ЛНЕ» // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://drillingconsulting.ru/3tc-lhe630n.html> (дата обращения 29.10.2025 г.).
13. Инструкция по эксплуатации беспроводной телеметрической системы «ЛНЕ»: ввод в действие с 07.04.2021. – Китай: 2021. – 36 с.
14. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
15. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
16. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
17. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
18. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
19. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792
20. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417
21. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.
22. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗРАБОТКЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

М.А. Башикиров

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, студент гр. 74-21)

С.И. Голубь

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, старший преподаватель)

Abstract. В статье информационная выборка представлена экспертно-аналитической работой по систематизации и анализу современных разработок в области буровых растворов за период 2020-2025 гг. Проведен детальный обзор 15 патентов Российской Федерации и 13 научных публикаций, посвященных созданию и применению ингибированных, эмульсионных, безглинистых, поликатионных и биополимерных буровых растворов. Основное внимание уделено инновационным составам, предназначенных для работы в сложных горно-геологических условиях. Анализ направлен на выявление тенденций в повышении эффективности, технологичности и экологической безопасности буровых растворов.

Ключевые слова: скважина, буровой, раствор, патент, ингибированные, масла.

MODERN TRENDS IN DRILLING FLUID DEVELOPMENT

M.A. Bashkirov

(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, student of group 74-21)

S.I. Golub

(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, Senior Lecturer)

Abstract. This informational report presents the results of expert-analytical work on the systematization and analysis of modern developments in the field of drilling fluids for the period 2020-2025. A detailed review of 15 Russian Federation patents and 13 scientific publications dedicated to the creation and application of inhibited, emulsion, clay-free, polycationic, and biopolymer drilling fluids has been conducted. The main focus is on innovative compositions designed for operation in challenging mining and geological conditions. The analysis aims to identify trends in improving the efficiency, processability, and environmental safety of drilling fluids.

Keywords: well, drilling, fluid, patent, inhibited, oils.

Строительство нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях требует применения высокоэффективных технологических жидкостей. Буровой раствор, как «кровь» в процессе бурения, выполняет критически важные функции: транспортировка шлама, поддержание устойчивости ствола, контроль пластовых давлений, охлаждение долота и минимизация воздействия на продуктивный пласт. Анализ патентных и научных публикаций последних пяти лет поможет выделить ключевые тенденции в эволюции буровых растворов.

Значительная часть разработок сфокусирована на создании растворов с повышенными ингибирующими свойствами для бурения в неустойчивых глинистых породах. Традиционные хлорид калия и силикаты дополняются катионными полимерами, такими как полиадамахи [1] и полиэпихлоргидриндиметиламин. Их синергетическое действие с многовалентными катионами (K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}) создает так называемую «ударную группировку», которая эффективно подавляет гидратацию глин, предотвращает их набухание и разупрочнение. Примером служит высококатионно-ингибированный раствор

[2], содержащий комплекс калиевых солей, хлориды кальция и магния, а также нанодисперсную медь.

Если разбирать эмульсионные системы, особенно инвертного типа («вода в масле»), то они, как доминирующие системы, применимы, для бурения сложных интервалов. Однако трендом является замена традиционных дизельных фракций на экологически безопасные основы. В патентах [3] в качестве масляной фазы предлагаются алкиловые эфиры жирных кислот растительных масел (биодизель) и отходы растительных масел. Это снижает токсичность и упрощает утилизацию. Параллельно совершенствуются эмульгаторы; так, разработка цвиттер-ионных имидазолинов [4] позволяет добиться стабильности эмульсии при температурах выше 200°C и нулевого содержания воды в фильтрате.

В ответ на ужесточение экологических норм активно развивается направление биополимерных и безглинистых растворов. Ксантановая камедь и модифицированные крахмалы обеспечивают требуемые реологические и фильтрационные характеристики без использования бентонита. Системы наподобие «Полиэконол Вассер»[5] и «Полиформ» [6] декларируют полную биоразлагаемость и эффективное ингибирование глин. В их состав входят компоненты исключительно растительного происхождения, что минимизирует вред для окружающей среды и персонала.

Еще одна яркая тенденция - адаптация к конкретным геологическим условиям. Были разработаны поликатионные растворы, способные достигать плотности 2.40-2.45 г/см³ без неконтролируемого роста реологии, что необходимо для противодействия текучести солей и газопроявлениям в соленосных отложениях. Для зон с аномально низким пластовым давлением ведутся разработки облегченных эмульсионных систем плотностью до 950 кг/м³. Технология конденсированных полиэлектролитных комплексов [7] на межфазной поверхности позволяет создать стабильную эмульсию, альтернативную пенам и аэрированным жидкостям. Повышение термостойкости же достигается за счет введения стабилизаторов, таких как оксид магния и кремнийсодержащие реагенты в биополимерные системы [8], что позволяет сохранять свойства при температурах до 110°C и выше.

Не смотря на негативные санкционные ограничения, по сути, они стимулировали возрождение отечественных исследований в области реагентов. Начали проводиться мероприятия по синтезу и применению полиакрилата натрия с регулируемой молекулярной массой для контроля фильтрации [9]. Происходит изучение композиционных реагентов на основе модифицированных лигносульфонатов. В качестве нетрадиционных материалов исследуются натуральные волокна, например, банановые, для использования в качестве возобновляемого и эффективного кольматанта для борьбы с потерями циркуляции.

Период 2020-2025 годов характеризуется качественным скачком в технологии буровых растворов. Основные усилия направлены на создание «интеллектуальных» многофункциональных систем, обладающих высокой ингибирующей способностью, термостабильностью и экологической безопасностью. Движение в сторону специализированных решений для конкретных геологических вызовов и развитие отечественной сырьевой базы реагентов определяют текущий ландшафт и задают вектор для будущих исследований и разработок в данной области.

Список использованных источников:

1. Патент № 2806397 С1 Российская Федерация, МПК C09K 8/24. Поликатионный буровой раствор для бурения соленосных отложений: № 2022126125: заявл. 06.10.2022: опубл. 31.10.2023 / А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов, М. М. Р. Гайдаров, Д. В. Храбров; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ".

2. Патент № 2768340 С1 Российская Федерация, МПК C09K 8/32, B82Y 99/00. Высококатионно-ингибированный буровой раствор: № 2021114831: заявл. 24.05.2021: опубл. 23.03.2022 / А. Я. Третьяк, Е. В. Карельская, А. В. Крымов, С. А. Онофриенко.

3. Патент № 2757767 С2 Российская Федерация, МПК С09К 8/02. эмульсионный буровой раствор: № 2020112652: заявл. 27.03.2020: опубл. 21.10.2021 / В. И. Ноздря, С. В. Мазыкин, Е. В. Беленко, В. П. Полищученко ; заявитель ООО "НБС".

4. Патент № 2833533 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/36. Эмульсионный буровой раствор для совместного вскрытия хемогенных и глинистых отложений: заявл. 19.04.2024: опубл. 23.01.2025 / И. Н. Перепелятников, В. И. Ноздря, Р. В. Карапетов [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество "Газпром".

5. "Полиэконол Кварц" и "Полиэконол Вассер" - новые системы буровых растворов для строительства эксплуатационных скважин на месторождениях полуострова Ямал / В. И. Ноздря, Е. В. Вишнякова, В. П. Полищученко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 9. – С. 72-76.

6. Экологически безопасный буровой раствор "Полиформ" для бурения на Астраханском ГКМ / Э. Н. Шакиров, В. И. Ноздря, Д. А. Серкин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 6. – С. 60-62.

7. Патент № 2798347 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/24, С09К 8/12, Е21В 7/00. Псевдопластичный буровой раствор для улучшения очистки ствола скважины и способ бурения с его применением (варианты): № 2022108143: заявл. 28.03.2022: опубл. 21.06.2023 / А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов, М. М. Р. Гайдаров [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ".

8. Патент № 2772412 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/12. Биополимерный буровой раствор: № 2021118708: заявл. 28.06.2021: опубл. 19.05.2022 / Д. А. Казаков, И. Л. Некрасова, О. В. Гаршина [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг".

УДК 622.276

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

М.А. Башикиров

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, студент гр. 74-21)

Л.Б. Хузина

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, профессор.)

Abstract. Зарезка боковых стволов является высокоэффективной технологией для интенсификации добычи на зрелых месторождениях, позволяя вовлекать в разработку трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти, а также возвращать в эксплуатацию бездействующие скважины. Анализ современных патентов и разработок за 2021-2025 годы демонстрирует значительный прогресс в данной области. Обзор подтверждает, что современные методы ЗБС направлены не только на увеличение дебитов, но и на повышение конечного коэффициента извлечения нефти и рентабельности разработки месторождений.

Ключевые слова: скважина, боковой, ствол, зарезка, месторождение, неколлектор.

UDC 622.276

INNOVATIVE TECHNIQUES FOR PRUNING LATERAL BRANCHES

M.A. Bashkirov

(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, student of group 74-21)

L.B. Khuzina

(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil in Almetyevsk, Professor)

Abstract. Side-tracking is a highly effective technology for intensifying production in mature fields, enabling the development of hard-to-recover and residual oil reserves, as well as the reactivation of idle wells. An analysis of modern patents and developments from 2021-2025

demonstrates significant progress in this area. The review confirms that current side-tracking methods are aimed not only at increasing flow rates but also at improving the ultimate oil recovery factor and the economic viability of field development.

Keywords: well, side, bore, sidetracking, field, non-reservoir.

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на зрелых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки продуктивного пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Анализ статей и патентов за 2021-2025 года позволит отследить улучшение существующих методов и путь развития данной технологии.

Существует технология разработки нефтяной пластовой залежи, ограниченной зоной неколлектора [1]. Способ включает в себя бурение вертикальных добывающих скважин, строительство литологической карты неколлектора, измерение давления, и при его снижении на 15-20 %, бурение бокового ствола, закачка пластовой воды в циклическом режиме. Предлагаемый способ повышает эффективность способа разработки нефтяной пластовой залежи, увеличение продуктивности скважин, увеличения коэффициента вытеснения нефти, равномерности выработки запасов нефти при наличии разнопроницаемых пропластков, повышения сроков эксплуатации скважин. Однако, он не единственный.

Другой же способ определения траектории проводки бокового ствола скважины с учетом геологических рисков [2]. Определение проектной траектории проводки бокового ствола скважины выполняется с учетом геолого-технологических параметров пласта в зоне строительства, а именно пластовое давление, пористость, проницаемость, эффективная газонасыщенная толщина. При этом выполняется ранжирование всех технически реализуемых вариантов траекторий бокового ствола скважины с учетом прогнозного профиля добычи и расширения эксплуатационной зоны залежи. Результат - снижение количества осложнений при вызове притока и в процессе эксплуатации скважины, повышение конечного коэффициента извлечения газа и газового конденсата из пласта.

Альтернативный метод разработки залежи нефти [6] включает разбуривание залежи по всей площади вертикальными добывающими скважинами, выделение участков залежи с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами в кровельной части пласта, закачку воды и отбор нефти. В процессе бурения вертикальных добывающих скважин проводят геофизические исследования во вскрытом разрезе скважин. Далее выбирают вертикальную добывающую скважину и перфорируют ее в интервале нефтенасыщенной нижележащей части пласта и запускают скважину в работу. После достижения минимального рентабельного дебита вертикальную добывающую скважину останавливают и бурят в вертикальной добывающей скважине боковой горизонтальный ствол в нефтенасыщенной прикровельной части пласта. Далее осваивают боковой горизонтальный ствол для получения продукции и создают сообщение бокового горизонтального ствола с интервалом перфорации вертикальной добывающей скважины. После чего осуществляют одновременно-раздельную закачку воды в интервал перфорации вертикальной добывающей скважины и добычу продукции из бокового горизонтального ствола. Обеспечивается повышение эффективности разработки залежи нефти.

При разработке более зрелого нефтяного месторождения имеет смысл применять способ [3], основанный на спуске лифтовой трубы, содержащую регулируемый с устья порт и отклонитель с магнитной меткой, пакера-якоря и уплотнителя. Затем в лифтовую трубу и отклонитель спускают колтюбинговую трубу, фиксируют пакер-якорем на уровне кровли пласта в заданном с учётом его строения азимутальном профиле. Используя песчано-жидкостную смесь, создают направленный выход из скважины-кандидата заданного профиля и создают сеть поисковых каналов. В итоге, более рентабельная, но упрощенная

разработка, снижение капитальных затрат и сроков эксплуатации залежи, интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеизвлечения по разрезу и площади месторождения.

Одним из инновационным методом является способ формирования стыка многоствольных скважин [5], включающий в себя забуривание бокового ствола через «окно» из ранее обсаженного и зацементированного основного ствола скважины и спуск в боковой ствол хвостовика. При этом размещают верхнюю часть хвостовика в открытом стволе непосредственно ниже «окна» и устанавливают в интервале «окна» устройство механической связи. В корпусе хвостовика выполнены отверстия для поступления флюида из основного ствола. На внутренней поверхности узла соединения над левой резьбой имеется паз, посредством которого происходит соединение с инструментом для деактивации и извлечения устройства из скважины. При этом нижнюю часть устройства механической связи стыкуют с верхней частью хвостовика в открытом боковом стволе, а его верхнюю часть устанавливают в основном стволе. Обеспечивается повышение эффективности зарезки бокового ствола скважины и разработки месторождений.

В разделе заканчивания скважин в неустойчивых пластах-коллекторах существует метод [4], содержащий в себе бурение в пласте горизонтального ствола, спуск в него обсадной колонны, спуск колтубинговой трубы с проводной линией, отклонителем и гидромонитором, проведение гидромонитором зарезки, бурения и обработки боковых стволов с промывкой технологическим агентом. В состав обсадной колонны с определенным интервалом при ее спуске включают разбухающие пакеры грушеобразной формы, содержащие отверстия под зарезку боковых стволов. Гидромонитор через сильфон соединяют с колтубинговой трубой, которую выполняют комбинированной. Отклонитель выполняют с возможностью его вращения, позиционирования и размещения в скважине на уровне любого выбранного отверстия разбухающих пакеров. Обеспечивается возможность строительства многозабойной скважины из горизонтального обсаженного ствола в неустойчивом разрезе и слабо сцементированных пластах-коллекторах, улучшение управления траекторией гидромонитора, повышение эффективности бурения, обработки боковых стволов и скважинной добычи.

Проведенный анализ современных технологий зарезки боковых стволов позволяет сделать вывод о их ключевой роли в повышении эффективности разработки зрелых и сложнопостроенных месторождений. Основные достижения и тенденции развития заключаются в следующем: переход от точечных решений к комплексным системам разработки, интеллектуализация и снижение рисков, технологическое совершенствование оборудования для сложных условий, экономическая эффективность. Таким образом, развитие технологий зарезки боковых стволов движется в направлении создания интегрированных, гибких и экономически эффективных систем, позволяющих максимально полно извлекать углеводороды из недр, что является стратегической задачей для нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников:

1. Патент № 2844288 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/12, E21B 43/20. Способ разработки нефтяной пластовой залежи, ограниченной зоной неколлектора: заявл. 13.12.2024; опубл. 28.07.2025 / Д. С. Данилов, Р. М. Хабилов, Л. М. Миронова; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.
2. Патент № 2840932 С1 Российская Федерация, МПК G01V 11/00, E21B 47/02. способ определения траектории проводки бокового ствола скважины с учетом геологических рисков: заявл. 11.11.2024; опубл. 30.05.2025 / Т. В. Сопнев, А. А. Юнусов, Р. Л. Кожухарь [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром добыча Уренгой".
3. Патент № 2812976 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/20. Способ разработки залежи нефти: № 2023117615: заявл. 04.07.2023; опубл. 06.02.2024 / А. Р. Якупов; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.

4. Патент № 2831074 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/16, E21B 7/18. Способ разработки зрелого нефтяного месторождения: № 2024117399: заявл. 24.06.2024: опубл. 29.11.2024 / С. Г. Фурсин, Д. Г. Антониади; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Кубанский государственный технологический университет".

5. Патент № 2820547 С1 Российская Федерация, МПК E21B 7/08. Способ формирования стыка многоствольных скважин: № 2023123709: заявл. 12.09.2023: опубл. 05.06.2024 / М. М. Фаттахов, Д. Я. Патрушев, В. В. Антонов, А. М. Шурупов; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь".

6. Патент № 2825795 С1 Российская Федерация, МПК E21B 7/06. Способ строительства многозабойной скважины в неустойчивых пластах-коллекторах: № 2024105925: заявл. 07.03.2024: опубл. 29.08.2024 / С. Г. Фурсин, В. С. Гнеуш, М. С. А. Х. Аль-Идриси; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Кубанский государственный технологический университет".

УДК 622.243.2

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПРЕОБРАЖЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Р. Бикмаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском студент гр. ГБсЗ-21-11)

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Abstract. Эффективность процесса бурения во многом зависит от качества очистки бурового раствора от выбуренной породы и твёрдых частиц. Основным элементом системы очистки являются вибросита, которые обеспечивают удаление до 50 % твёрдой фазы на первой ступени обработки. В статье проведён сравнительный анализ современных моделей вибросит, их технических характеристик, эксплуатационных преимуществ и влияния на механическую скорость бурения. Показано, что использование высокоэффективных установок, таких как *Mongoose*, позволяет повысить скорость проходки, сократить расход реагентов и снизить эксплуатационные затраты.

Ключевые слова: буровой раствор, система очистки, вибросито, твёрдая фаза, механическая скорость

UDC 622.243.2

RATIONALE FOR SELECTING A DRILLING FLUID CLEANING SYSTEM AT THE PREOBRAZHENSKOE FIELD

R.R. Bikmaev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-20-11)

T. D. Dikhtyar

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The efficiency of the drilling process largely depends on the quality of drilling fluid cleaning from drilled cuttings and solid particles. Shale shakers are the key element of the cleaning system, ensuring up to 80% removal of solids at the first stage of treatment. This paper presents a comparative analysis of modern shaker models, their technical characteristics, operational advantages, and their impact on mechanical penetration rate. It is shown that the use of high-performance shakers such as *Mongoose* significantly increases drilling speed, reduces chemical consumption, and lowers operating costs.

Keywords: drilling fluid, cleaning system, shale shaker, solid phase, penetration rate

Одной из важнейших задач в технологии бурения нефтяных и газовых скважин является поддержание оптимальных параметров бурового раствора. Содержание низкодисперсной твёрдой фазы напрямую влияет на его плотность, реологические свойства, скорость разрушения горной породы и надёжность циркуляционной системы. Исследования показывают, что повышение содержания твёрдых частиц всего на 1 % может снизить механическую скорость проходки на 4,5–5 %. При превышении порога в 14 % время строительства скважины возрастает в 2,5–3 раза.[1]

Многоступенчатая система очистки бурового раствора решает эту задачу путём последовательного удаления частиц различных размерных классов. Ключевым звеном этой системы являются вибросита, которые выполняют первичное отделение крупных фрагментов выбуренной породы и обеспечивают снижение нагрузки на последующие ступени - песко- и илоотделители, а также центрифуги.[6,7, 9]

Современные буровые установки оснащаются виброситами различных конструкций, отличающихся по площади сит, производительности, типу вибрации и эксплуатационным характеристикам. Наиболее распространённые модели - Mongoose (M-I SWACO), Derrick FLC 503 и Cruiser MK700 - рассмотрены с целью выбора из них оптимального варианта для системы очистки раствора.[2,3,5].

Основные технические характеристики вибросит приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики вибросит

Параметр	Mongoose PT	Derrick FLC 503	Cruiser MK700
Количество панелей, шт	4	3	4
Площадь сит (gross), м ²	2,73	2,20	2,73
Площадь сит (API), м ²	1,97	2,60	2,37
Тип движения	Линейный / эллиптический	Линейный	Линейный / эллиптический
Макс. производительность, л/с	до 55	до 50	до 38
Ресурс вибросита, лет	12–15	10	5–7
Эффективность очистки	до 80 %	до 75 %	60–65 %

Сравнение данных таблицы показывает, что установка Mongoose обладает наилучшим сочетанием эксплуатационных характеристик. Производительность данной установки достигает 55 л/с, что на 10–15 % выше, чем у отечественного аналога. Возможность переключения между линейным и балансированным эллиптическим режимом позволяет адаптировать процесс очистки к конкретным геолого-техническим условиям и свойствам раствора. Вибросита Mongoose и Cruiser имеют одинаковую площадь сит gross (2,73 м²) и количество ситовых панелей (4), но Mongoose эффективнее использует рабочую поверхность (API), то есть зона, где происходит процесс просеивания шлама от раствора.

На рисунке 1 представлена сравнительная диаграмма ресурса работы вибросит, которая наглядно демонстрирует превосходство Mongoose над конкурентами по длительности эксплуатации и снижению затрат на ремонт и обслуживание.

По диаграмме видно, что срок службы вибросита Mongoose составляет 12-15 лет, Derrick – около 10 лет, ресурс отечественного Cruiser не превышает 7 лет.

Бурение на месторождениях Республики Башкортостан показало высокую эффективность применения импортных вибросит в системе очистки бурового раствора. При применении Mongoose PT содержание твёрдой фазы после первой ступени очистки снизилось с 8–9 % до 5–6 %, что позволило увеличить механическую скорость бурения и сократить расход химических реагентов. Так же, уменьшение концентрации твёрдых частиц способствовало снижению риска осложнений и износа насосного оборудования.

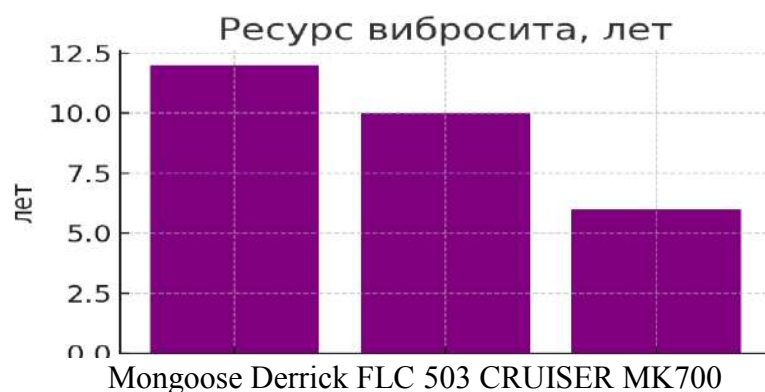


Рисунок 1 – Сравнение ресурса работы вибросит

Проведённый анализ показал, что выбор вибросита является важным фактором эффективности работы системы очистки бурового раствора. Сравнительные характеристики современных моделей свидетельствуют о технологическом и эксплуатационном превосходстве установки Mongoose (M-I SWACO)

Использование данных вибросит в составе трёхступенчатой системы очистки раствора обеспечивает:

- удаление до 50 % твёрдых частиц на первой ступени;
- снижение плотности раствора и стабильные его реологические свойства;
- увеличение механической скорости проходки до 8%
- сокращение расхода реагентов и эксплуатационных затрат.

Таким образом, внедрение высокоэффективных вибросит для первичного удаления шлама позволяет не только повысить техническую и экономическую эффективность бурения, но и увеличить надёжность всего цикла строительства скважины.

Список использованных источников:

- 1 Резниченко, И.Н., Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. - М., Недра, 1982.
- 2 Derrick Equipment Company. FLC 503 Series Shakers. Technical Specification Sheet. Houston, 2018. – 6 с.
- 3 НКМЗ-СТ. Вибросито CRUISER MK700-1-04-1 УХЛ3.1-40. Паспорт изделия. Нефтекамск: НКМЗ-СТ, 2021. – 15 с
- 4 API Recommended Practice 13C. Recommended Practice on Drilling Fluids Processing Systems Evaluation. Washington: API Publishing Services, 2011. – 56 p.
- 5 Вибросито CRUISER MK 700-1-04-1-УХЛ3.1-40 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://nkmzst.ru/catalog/vibrosita/vibrosito-cruiser-mk-700-1-04-1-ukhl3-1-50>
- 6 Дарли, Х.К., Грэй, Дж. Р. Буровые растворы и жидкости заканчивания скважин / пер. с англ. – М.: Недра, 1986. – 480
- 7 Абрамов И.В. Очистка буровых растворов: учебное пособие. – М.: Недра, 2019. – 248 с.
- 8 Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов / В. П. Матюшин, Г. В. Конесев, Т. Д. Дихтярь, В. Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.
- 9 Дихтярь Т. Д. Обеспечение функциональных свойств буровых растворов / Т. Д. Дихтярь, Д. Р. Усманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 227-230. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831>

АНАЛИЗ ТРАВМАТИЗМА ГРУППЫ ПАО «ТАТНЕФТЬ»**А.Х. Габзалилова***(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)***В.О. Никифоров, А.Д. Яканин***(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студенты группы ГР 21-11)***Л.М. Гимаева***(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)***Л.Ф. Юсупова***(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)*

Abstract. В данной работе проведен комплексный анализ травматизма сотрудников ПАО "Татнефть" за последние несколько лет. Рассматриваются основные причины производственных травм, а также предлагаются рекомендации по улучшению условий труда и повышению уровня безопасности на производстве.

Ключевые слова: травматизм, ПАО "Татнефть", производственная безопасность, условия труда, анализ.

ANALYSIS OF TRAUMATISM IN THE TATNEFT GROUP**A.Kh. Gabzalilova***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)***V.O. Nikiforov, A.D. Yakanin***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students of group GR 21-11)***L.M. Gimaeva***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)***L.F. Yusupova***(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky lecturer)*

Abstract. This paper provides a comprehensive analysis of the injuries sustained by employees of PJSC TATNEFT over the past few years. It examines the main causes of occupational injuries and offers recommendations for improving working conditions and enhancing occupational safety.

Keywords: injuries, PJSC TATNEFT, occupational safety, working conditions, analysis.

Компания несет ответственность за защиту жизни и здоровья людей, независимо от того, являются ли они сотрудниками или подрядчиками. Она прилагает все усилия, чтобы снизить для всех сотрудников вероятность возникновения факторов, связанных с профессиональными рисками, которые возникают во время работы на наших производственных объектах. В случае несчастных случаев, связанных с производственным травматизмом, компания проведет расследование ситуации и примет оперативные меры по устранению последствий аварии.

Исходя из миссии по реализации политики в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, была утверждена стратегия развития Группы "Татнефть" в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды до 2030 года, а также воплощены наши цели и обязательства в этой области.

Таблица 1 - Производственный травматизм по тяжести последствий

Параметры	2020	2021	2022
Несчастные случаи, шт.	17	20	26

Пострадавшие при несчастных случаях, чел.	17	22	27
Легкие несчастные случаи, чел.	10	11	20
Тяжелые несчастные случаи, чел.	7	9	6
Погибшие при несчастных случаях, чел.	0	2	1

В 2022 году в группе компаний "Татнефть" было зарегистрировано 26 несчастных случаев, 1 из которых со смертельным исходом и 27 с травмами.

Увеличение числа несчастных случаев и количества выходных дней было связано с присоединением к Группе "Татнефть" сервисных активов с высоким риском несчастных случаев на производстве и риском возникновения несчастных случаев на производстве на производстве. По результатам опроса было разработано и внедрено 202 мероприятия для предотвращения несчастных случаев на производстве.

Таблица 2 - Производственный травматизм по полу, чел.

Год	Количество пострадавших при несчастных случаях (со смертельным исходом)		
	Общее	из них мужчин	из них женщин
2020	17 (0)	14 (0)	3 (0)
2021	22 (2)	15(1)	7(1)
2022	27	21 (1)	6 (0)

Таблица 3 - Показатели производственного травматизма

Год	Всего	из них мужчин	из них женщин
		(в среднем на одного пострадавшего)	(в среднем на одну пострадавшую)
2020	1 765	1 583 (113,1)	182 (60,7)
2021	2 106	1 741 (116,1)	365 (52,2)
2022	2 504	1 977 (94,14)	527 (87,8)

Для расчета показателей использовалось количество сотрудников, включенных в реестр.

К категориям работников с высоким риском получения травм относятся те, кто занимается воздушными работами, а также те, кто управляет машинами и оборудованием в движении.

Таблица 4 - Количество дней временной нетрудоспособности в результате несчастных случаев

год	Всего	из них мужчин (в среднем на одного пострадавшего)	из них женщин (в среднем на одну пострадавшую)
2020	1 765	1 583 (113,1)	182 (60,7)
2021	2 106	1 741 (116,1)	365 (52,2)
2022	2 504	1 977 (94,14)	527 (87,8)

У компании действует единый кодекс поведения для сотрудников подрядных организаций, работающих на объектах Группы "Татнефть". Координация деятельности между Компанией и Подрядчиком направлена на выполнение требований стандартов ISO

14001:2015, ISO 45001:2018, Правил техники безопасности в нефтегазовой отрасли и Правил охраны труда.

Компания применяет комплексный подход к оценке квалификации сотрудников подрядных организаций и проверке их знаний в области промышленной безопасности и охраны труда до установления договорных отношений и в ходе выполнения контрактов, что является ключевым фактором обеспечения безопасности производства. В 2022 году перед выдачей разрешений на работу была проведена проверка знаний более 28 000 сотрудников подрядчика.

Контракт с подрядчиком предусматривает обязательство соблюдать правила охраны труда и техники безопасности, а также промышленную безопасность. Предприятия Татнефть осуществляют постоянный мониторинг выполнения подрядчиками договорных отношений и соблюдения требований российского законодательства и наших местных нормативных документов.

Работы, связанные с повышенной опасностью

К работам повышенной опасности с высоким риском травматизма относятся виды трудовой деятельности, которые выполняются в местах, где присутствуют вредные и опасные производственные факторы, и представляют опасность для здоровья работников. Чтобы свести к минимуму вероятность возникновения несчастных случаев на производстве, ежегодно составляется и утверждается перечень операций повышенного риска на основе классификации условий труда.

К работам с повышенной опасностью могут допускаться лица старше 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, начальную и вводную подготовку на рабочем месте, обучение по специальным программам и сертифицированные постоянно действующей экзаменационной комиссией предприятия. Работы с повышенной опасностью должны выполняться в соответствии с разрешением на работу, в котором указывается содержание работ, место, время, условия, необходимые меры безопасности, состав рабочей группы и лицо, ответственное за безопасность работ.

Группа «Татнефть» демонстрирует системный и ответственный подход к вопросам промышленной безопасности, охраны труда и защиты здоровья работников.

Компания не только декларирует свою миссию по обеспечению безопасных условий труда, но и реализует конкретные практические меры:

- разрабатывает долгосрочные стратегии (до 2030 года);
- внедряет обширный комплекс профилактических мероприятий (202 мероприятия в ответ на результаты опроса);
- проводит масштабную проверку знаний сотрудников подрядных организаций (более 28 000 проверок в 2022 году);
- строго контролирует выполнение требований международных стандартов (ISO 14001:2015, ISO 45001:2018) и российского законодательства;
- уделяет особое внимание работам повышенной опасности, чётко регламентируя допуск и порядок их выполнения.

Несмотря на некоторое увеличение числа несчастных случаев в 2022 году (26 случаев, 1 - со смертельным исходом), компания оперативно реагирует на возникающие вызовы, особенно учитывая присоединение сервисных активов с повышенным риском.

Ключевыми факторами успеха в обеспечении безопасности являются:

- комплексный подход к оценке квалификации персонала;
- чёткая регламентация работ повышенной опасности;
- постоянный мониторинг соблюдения требований охраны труда;
- единый кодекс поведения для всех работников, включая подрядные организации;
- своевременная актуализация перечня операций повышенного риска.

В целом можно заключить, что политика безопасности «Татнефти» соответствует современным требованиям и направлена на минимизацию рисков для жизни и здоровья работников всех категорий.

Список использованных источников:

1. Басаков, М.И. Охрана труда: безопасность жизнедеятельности в условиях производства: учебно-практическое пособие / М.И. Басаков. - М.: Ростов н/Д: Феникс, 2008. - 345 с
2. Григорьев, Сергей Васильевич Гидравлические машины, системы автоматического регулирования и контрольно-измерительные приборы нефтегазовой отрасли. Учебное пособие / Григорьев Сергей Васильевич. - М.: Воронежский государственный технический университет (ВГТУ), 2010. - 865 с.
3. Гридин А.Д. Охрана труда и безопасность на вредных и опасных производствах. М.: Альфа-Пресс, 2018. 160 с.
4. Егоров А.Ф. Управление безопасностью химических производств на основе новых информационных технологий. М.: КолосС, 2018. 416 с.
5. Резчиков Е.А. Безопасность производственных систем. М.: МГИУ, 2016. 156 с.
6. Савельев И.В. Производственная безопасность: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 432 с.
7. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
8. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
10. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
11. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
12. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
13. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyeve, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.

14. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.

15. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

16. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ РДС ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент.)

Т.И. Нурисламов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБсЗ-21-11)

Abstract. Статья посвящена поиску решений для увеличения показателей механической скорости и заканчиванию скважин с ускорением. В условиях текущей ситуации на мировом рынке возможно привлечение крупных инвестиций для развития предприятий данного сектора, внедрение новых более дорогих технологий и проведение научных исследований в области недропользования. Последние годы особенно подчеркивают необходимость продвижения в этом направлении на фоне снижения дебитов работающих скважин и роста затрат на извлечение углеводородного сырья. Авторы считают, что применение долот с алмазно-твердосплавными пластинами при бурении скважин. позволяет оптимизировать режим бурения, поддерживать стабильные показатели в ходе бурения скважины.

Ключевые слова: Буровая установка, оптимальный режим бурения, КНБК, долото.

UDC 622.276.

ANALYSIS OF THE USE OF PDC BITS FOR OPTIMAL WELL DRILLING

A.H. Gabzalilova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

T.I. Nurislamov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GBsZ-21-11)*

abstract. The article is devoted to the search for solutions to increase the mechanical speed and completion of wells with acceleration. In the current global market situation, it is possible to attract large investments for the development of enterprises in this sector, introduce new more expensive technologies and conduct scientific research in the field of subsurface use. Recent years have particularly emphasized the need to move in this direction against the background of a decrease in the flow rates of operating wells and an increase in the cost of extracting hydrocarbons. The authors believe that the use of chisels with diamond-carbide plates in drilling wells. It allows you to optimize the drilling mode and maintain stable performance during well drilling.

Keywords: Drilling rig, optimal drilling mode, the layout of the bottom of the drilling column, bit.

Нефтегазовая промышленность на сегодня, а также в ближайшие пару лет будет занимать основную часть экономики России. Для поддержания текущего уровня добычи, а тем более для его увеличения, необходимо бурить много разведочных глубоких скважин. Для достижения данной задачи при ограниченном финансировании, необходимо уменьшить траты на строительство скважин. Эти затраты в значительной степени зависят от производительности долота. Поэтому как увеличение производительности долот, так и оптимизация параметров бурения становятся важными задачами. Механические и абразивные характеристики разбуриваемых горных пород могут сильно варьироваться. Также долота предназначены для различных целей. Это приводит к тому, что условия их работы и требования к ним разнообразны, что делает необходимым использование широкого спектра долот.

PDC-долота разрушают горные породы за счет режущего действия, в отличие от процесса разрушения сжатием, который характерен для трех шарошечных долот. Трех шарошечные долота созданы для бурения мягких и средних пород. PDS-долота выигрывают в механической скорости бурения в мягких породах, которая превосходит аналогичную скорость при использовании других типов долот, благодаря режущему действию и их долговечности, так как в их конструкции отсутствуют движущиеся части, которые могут быстро изнашиваться. Для удаления определенного объема породы, энергии потребуется куда меньше, в сравнении с аналогичными показателями для шарошечных долот и долот, армированных натуральными алмазами.

За алмазным слоем, находится твердосплавная основа PDS-резца, которая во время бурения изнашивается быстрее, по сравнению с поликристаллическим алмазом. Из-за этого образовывается заостренное алмазное лезвие. PDC-резец очень чувствителен к ударным нагрузкам, даже имея хорошее сопротивление к абразивному износу.

В рамках рассматриваемой статьи было взято Сорочинско-Никольское месторождение, где были пробурены скважины PDC-долотами компании ООО «БурСервис».

Таблица 1 – Показатели работы компании за 2020 и 2021 года

Параметры	2020 год	2021 год
Количество пробуренных интервалов, шт	180	210
Общая проходка, м	125 192	166 010
Средний показатель эффективности, %	67,6	68,9

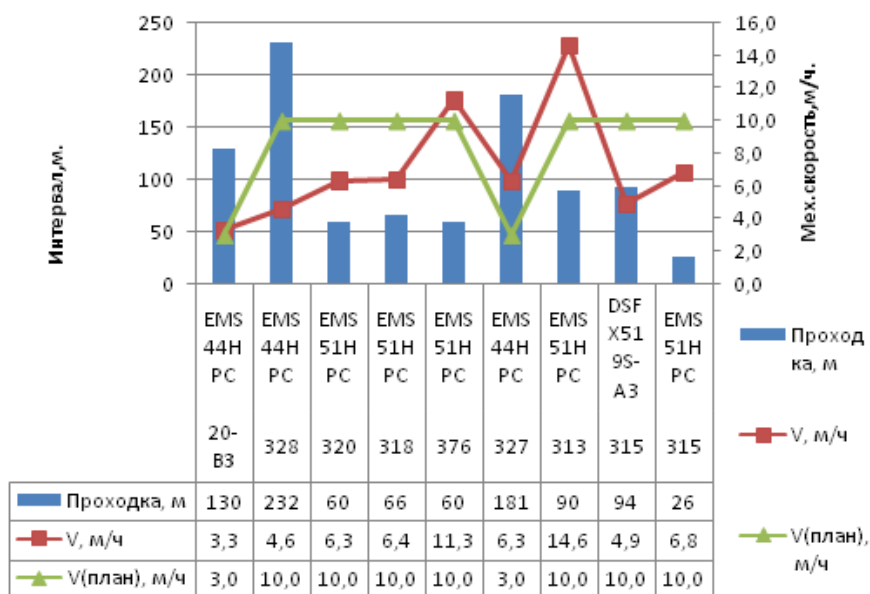


Рисунок 1 – Показатели механической скорости

Берем долото BS-269,9 SD419 и рассмотрим интервал бурения под эксплуатационную колонну долотом диаметром 269,9 мм. Всего пробурено – 939 м. Средняя механическая скорость составила – 7,2 м/ч.

Основной проблемой при бурении данной секции, явилось наличие в геологическом разрезе поглощающих горизонтов, в результате чего приходилось бурить данный интервал на ограниченных режимах бурения.

Так же, при бурении долотами PDC пришлось столкнуться с такой проблемой как набор зенитного угла до 11 градусов.

Для решения вышеизложенной проблемы, необходимо ограничить скорость бурения до 25м/ч, путем снижения осевой нагрузки, либо предусмотреть установку в КНБК двух стабилизаторов.

Применение долот PDC позволило значительно увеличить показатели механической скорости проходки по Родинскому месторождению. Бурение под эксплуатационную колонну, диаметр 215,9мм.

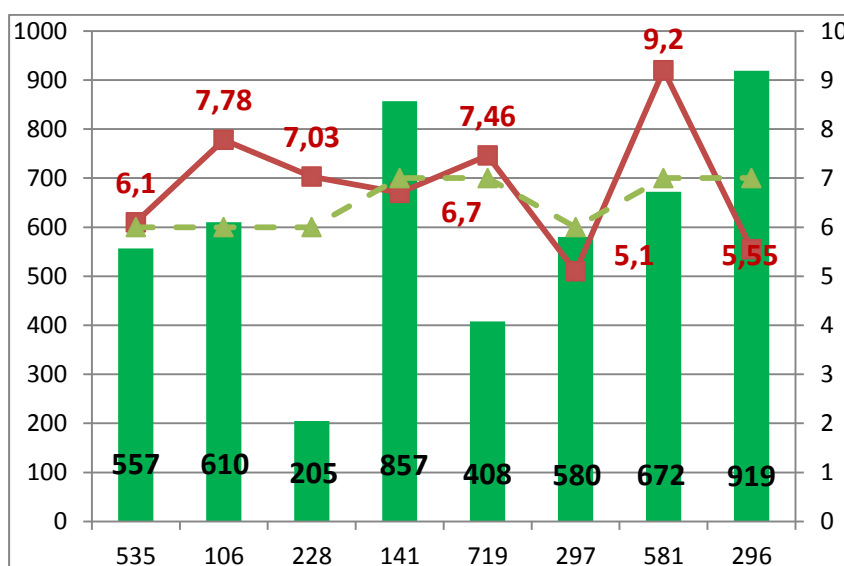


Рисунок 2 – Показатели отработки долот Родинского месторождения

Использование новых дизайнов долот и резцов премиум-класса позволило увеличить стойкость долот и МСП.

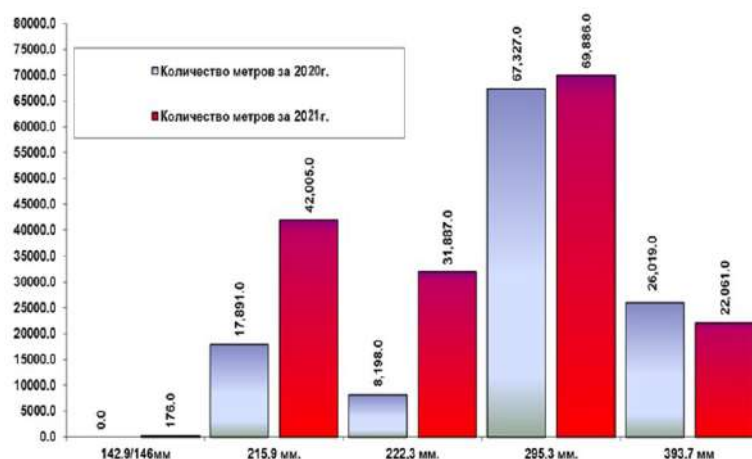


Рисунок 3 – Проходка по типам и диаметрам долот Сорочинско-Никольского месторождения

По диаграмме из рисунка 3 видно, что проходка PDC-долот компании ООО «БурСервис» в 2021 году сравнительно 2020 года выросла, это говорит о качестве и увеличении проходки.

Проанализировав результаты применения PDC-долот компании ООО «БурСервис», авторы считают, что показатели дают возможность:

- сократить прямые затраты, зависящие от времени (сокращение времени проработок ствола, количества СПО и т.д.) и выполнить больший объем работ за аналогичный период;
- повысить механические скорости бурения и увеличить проходку на долото

Все приведённые в работе результаты и выводы основаны на изучении конкретных условий Сорочинско-Никольского и Родинского месторождений. Авторы не останавливаются на достигнутом и намерены продолжить исследование этой темы, чтобы в будущем накопить больше практического опыта и углубить понимание эффективности применения PDC-долот для конкретных задач бурения скважин.

Список использованных источников:

1. Булатов, А.И. Проектирование конструкций скважин: учебное пособие А.И. Булатов, Л.Б. Измаилов, О.А. Лебедев. – Москва.: Недра, 1984. – 125 с.
2. Иогансен, К.В. Спутник буровика: справочник / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990. – 424 с.
3. Попов А. Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: учебник / А. Н. Попов, Москва, Недра, 2003
4. Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела: учебник / В.И. Кудинов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с.
5. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
6. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)
7. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.
8. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.
9. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.
10. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

11. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
12. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
13. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
14. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
15. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.
16. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.
6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.
17. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.
18. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.
19. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
20. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
21. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

УДК 622.267

СТРАТЕГИЯ НУЛЕВОГО ТРАВМАТИЗМА: ПРОАКТИВНЫЙ ПОДХОД К ПРОФИЛАКТИКЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, в г. Октябрьском, доцент)

В.А.Плещинская, Р.И. Закиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студенты группы ГР 21-11)

Л.М.Гимаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Л.Ф. Юсупова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Abstract. В статье рассматривается комплексный подход компаний к профилактике производственного травматизма как неотъемлемой части системы управления охраной труда, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС). Освещаются ключевые элементы системы, включая корпоративную культуру, обучение, управление рисками и специализированные программы, направленные на создание безопасных условий труда. Особое внимание уделяется программе SIPP (Slb Injury Prevention Process) и принципу личной ответственности каждого сотрудника за обеспечение безопасности.

Ключевые слова: профилактика травматизма, охрана труда, управление рисками, корпоративная культура безопасности, программа SIPP, производственная безопасность.

UDC 622.267

ZERO INJURY STRATEGY: PROACTIVE APPROACH TO PREVENTING WORKPLACE INJURIES

A.H. Gabzalilova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant professor)*

V.A. Pleschinskaya, R.I. Zakirov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
students of group GR 21-11)*

L.M. Gimaeva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, assistant)*

L.F. Yusupova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky
lecturer)*

Abstract. The article examines the integrated approach to the prevention of occupational injuries as an integral part of the occupational safety, industrial safety and environmental management system (occupational safety, health and environmental management). The key elements of the system are highlighted, including corporate culture, training, risk management, and specialized programs aimed at creating safe working conditions. Special attention is paid to the SIPP (Slb Injury Prevention Process) program and the principle of personal responsibility of each employee for ensuring safety.

Keywords: injury prevention, occupational safety, risk management, corporate safety culture, SIPP program, industrial safety.

Обеспечение безопасности сотрудников является одним из ключевых приоритетов для любой компании, работающей в промышленном секторе. Для глобальной компании, чья деятельность связана с сложными и зачастую опасными условиями труда, задача предотвращения травматизма стоит особенно остро. Профилактика травм – это не просто набор правил, а глубоко интегрированная в бизнес-процессы философия, основанная на принципах проактивности, постоянного совершенствования и личной ответственности. Цель данной статьи – проанализировать, как нефтедобывающая компания выстраивает свою

систему мероприятий по предотвращению травматизма, превращая ее из формальной процедуры в живую и действенную практику.

Основой для создания эффективной системы профилактики травматизма служит комплексный подход, который начинается с формирования соответствующей корпоративной культуры. Культура ОТ, ПБ и ООС определяется как сфера ответственности линейного руководства при поддержке всех без исключения сотрудников. Это означает, что каждый руководитель несет прямую ответственность за безопасность своего персонала, а каждый сотрудник обязан активно участвовать в поддержании безопасных условий труда. Такой подход позволяет сделать безопасность личным делом для всех, а не просто предметом контроля со стороны специалистов.

Система профилактики травматизма реализуется через ряд четких, практических мероприятий, которые интегрированы в повседневную деятельность каждого сотрудника. Эти мероприятия носят не рекомендательный, а обязательный характер и направлены на устранение рисков до того, как они приведут к инциденту.

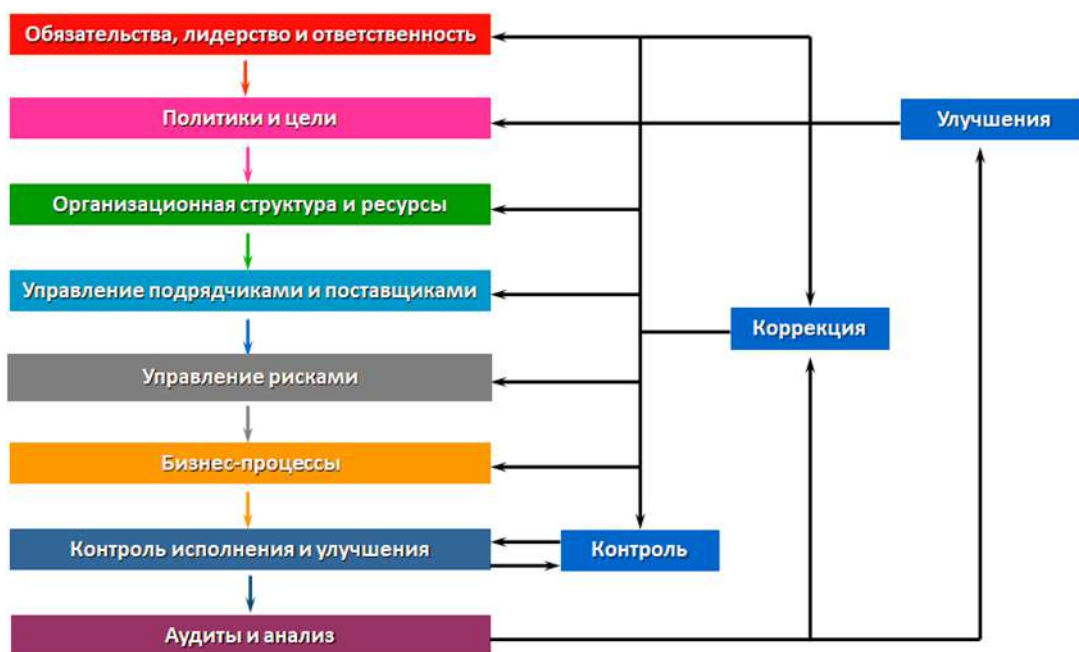


Рисунок 1 - Система управления ОТ, ПБ и ООС

Одним из краеугольных камней является обязательное обучение по программе SIPP (Slb Injury Prevention Process). Это не разовое мероприятие, а многоуровневая система. Все новые сотрудники, присоединяющиеся к компании, в обязательном порядке проходят программу «Зеленая каска» (Green Hat), которая специально разработана для новичков. В ее рамках уделяется повышенное внимание рискам, связанным с ручным трудом: правильным методам подъема и перемещения грузов, работе в неудобных позах, использованию механизмов для облегчения труда. Однако обучение не ограничивается вводным курсом. Программа SIPP Уровня 2 предназначена для всех сотрудников без исключения и углубленно рассматривает методы оценки задач и выявления потенциальных опасностей, связанных с опорно-двигательным аппаратом. Это обучение подкрепляется практикой «Оценки выполнения заданий с комментариями» (Task Evaluation with Coaching), когда опытный коллега или руководитель непосредственно на рабочем месте наблюдает за выполнением стандартной операции и вместе с сотрудником анализирует каждое движение, чтобы найти самый безопасный и эргономичный способ ее выполнения.

Другим ключевым мероприятием является систематическое применение стандарта HARC (Hazard Analysis and Risk Control). Этот процесс представляет собой не

периодическую акцию, а ежедневную практику. Перед началом любой работы, особенно нестандартной, сотрудники обязаны провести оценку рисков. Они идентифицируют опасные факторы (например, скользкая поверхность, движущиеся механизмы, работа на высоте), оценивают вероятность и серьезность потенциального инцидента, присваивая риску категорию – от экстремального до незначительного. На основе этой оценки определяются и применяются необходимые меры контроля: использование средств индивидуальной защиты (СИЗ), ограждение опасной зоны, изменение технологии работы или, в крайнем случае, остановка работы до устранения риска. Этот подход делает каждого сотрудника не пассивным исполнителем, а активным участником управления рисками.

Особое внимание уделяется управлению конкретными высокорисковыми видами деятельности. Например, для предотвращения травм, связанных с падением предметов (DROPS), реализуется отдельный комплекс мер. Он включает в себя строгие процедуры крепления грузов, использование специального оборудования и обязательные проверки перед проведением любых подъемных операций. На локациях внедряются Планы по средствам индивидуальной защиты (СИЗ), которые детально регламентируют, какой именно тип защиты (каска, защитные очки, обувь, перчатки) обязателен для каждой конкретной зоны или вида работ. Доступ в зоны с высоким риском, такие как буровые площадки или мастерские, строго ограничен и разрешен только для сотрудников, прошедших специальный инструктаж и имеющих соответствующий допуск.

Важнейшим элементом является система отчетности и реагирования, централизованная в платформе QUEST. Каждый сотрудник не просто имеет право, а обязан сообщать в эту систему о любых выявленных опасностях (отчеты RIR – Report of Identified Risk), потенциальных происшествиях (когда инцидент чуть не произошел) и, конечно, о всех несчастных случаях. Это не наказывается, а, наоборот, поощряется, так как позволяет выявить системные проблемы. Каждое такое сообщение запускает процесс расследования, целью которого является не поиск виновного, а анализ коренных причин и принятие мер по недопущению повторения подобного в будущем. Для мотивации сотрудников к активному участию действуют программы поощрений, которые на местном уровне отмечают тех, кто вносит значительный вклад в улучшение условий безопасности.

Исходя из вышесказанного, можно говорить, что конкретные мероприятия выстраиваются в непрерывный цикл: от проактивного обучения и ежедневной оценки рисков (HARC, SIPP) до обязательного использования СИЗ и специализированных процедур (например, для DROPS), подкрепленных прозрачной системой отчетности (QUEST) и программами мотивации. Эта интеграция обеспечивает практическую реализацию декларируемой культуры безопасности на каждом рабочем месте.

Таким образом, система профилактики травматизма представляет собой многоуровневую и взаимосвязанную структуру. Ее эффективность основывается не на разрозненных мероприятиях, а на глубокой интеграции принципов безопасности в корпоративную ДНК. Культура личной ответственности, подкрепленная мощными инструментами управления рисками, такими как программа SIPP и стандарт HARC, систематическое обучение и прозрачная система отчетности QUEST, создают среду, где безопасность становится естественной и неотъемлемой частью ежедневной работы. Такой проактивный подход, направленный на предотвращение инцидентов до их возникновения, а не на реакцию после факта, является залогом движения к стратегической цели – полному исключению производственного травматизма. Опыт компании демонстрирует, что достижение нулевого уровня травм – это не утопия, а реальная цель, достигаемая через системную работу, вовлеченность и неослабевающую приверженность на всех уровнях организации.

Список использованных источников:

1. Международная организация труда (МОТ). Безопасность и гигиена труда: Видение профилактики.

2. Ризон, Дж. (Reason, J.) (1990). Human Error. (Человеческий фактор/Ошибка)
3. Кузнецов, Н. В. (2018). Инновационные подходы к обеспечению безопасности труда на предприятиях. // Журнал “Охрана труда и социальное страхование”, № 5. (И другие публикации Кузнецова Н.В., посвященные вопросам современной охраны труда и систем управления безопасностью).
4. Самарин, В. А. (2020). Проблемы и пути совершенствования системы управления охраной труда в Российской Федерации. // Вестник Московского университета. Серия 21: Управление. (И другие публикации Самарина В.А. по вопросам менеджмента качества и безопасности).
5. Морозов, А.А., Соловьев, А.В. (2019). Системный подход к управлению рисками в области охраны труда. // Журнал “Промышленная безопасность и охрана труда”, № 3. (И другие публикации авторов, касающиеся риск-ориентированного подхода).
6. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.
7. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
8. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
9. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
10. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
11. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaaleev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
12. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гизатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
13. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.

14. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14

15. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

16. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.

17. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.

УДК 622.24

ОБЗОР И АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ ВИДОВ ПЛАСТИН PDC

И.Ш. Гатауллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-11)

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент.)

Abstract. В данной статье рассматриваются разновидности пластин долот PDC (Polycrystalline Diamond Compact). Они состоят из сверхпрочного материала, который включает в себя слой алмазов, выращенных на основе твердого сплава при использовании экстремально высоких параметров давления и температуры.

Ключевые слова. Скважина, бурение, порода, разрушение, долото, пластины.

UDC 622.24

REVIEW AND ANALYSIS OF KNOWN VARIETIES OF PDC PLATES

I.S. Gataullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsz-21-11)

A.H. Gabzalilova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Candidate of Technical Sciences)

Abstract. This article discusses the types of PDC chisel plates (Polycrystalline Diamond Compact). They consist of a heavy-duty material that includes a layer of diamonds grown on the basis of a hard alloy using extremely high pressure and temperature parameters.

Key words: Borehole, drilling, rock, fracture, chisel, plates.

При изготовлении резцов давление варьируется от 6 до 8 гигапаскалей, а температура колеблется в пределах 1400–1700 градусов Цельсия. В ходе производства алмазный слой плотно соединяется с подложкой из твердого сплава, образуя монолитную конструкцию.

Резцы обладают разнообразными характеристиками по абразивности и устойчивости к ударам. Уровень ударной прочности можно регулировать, оптимизируя состав алмазного слоя по фракциям. Абразивная износостойчивость инструмента может быть улучшена за счет химико-термической обработки и очистки алмазного слоя от лишних

металлокатализаторов. Степень повышения абразивных качеств резца зависит от глубины проведенной очистки.

Пластины PDC включают в себя алмазное покрытие, созданное на металлокерамическом основании, что гарантирует их повышенную ударную устойчивость и способность выдерживать износ. Отсутствие границ спайности в алмазном слое позволяет пластинам сохранять остроту режущих кромок даже при истирании, обеспечивая тем самым эффективное разрубание горной породы. Это поддерживает стабильность скорости бурения на протяжении всего срока службы бурового инструмента. Установка таких пластин в буровое долото может осуществляться разными методами: они могут быть размещены в углубления, предусмотренные на лопастях; прикреплены к цилиндрическим держателям, интегрированным в корпус; или припаяны к держателям, встроенным в гнезда матрицы долота. В долото такие пластины могут монтироваться различными путями: устанавливаться в гнезда, выполненные на лопастях долота; припаиваться к державкам цилиндрической формы, вмонтированным в корпус долота; припаиваться к державкам цилиндрической формы, впаянным в гнезда, выполненные в матрице долота. Состав PDC резца представлен на рисунке 1 [1].

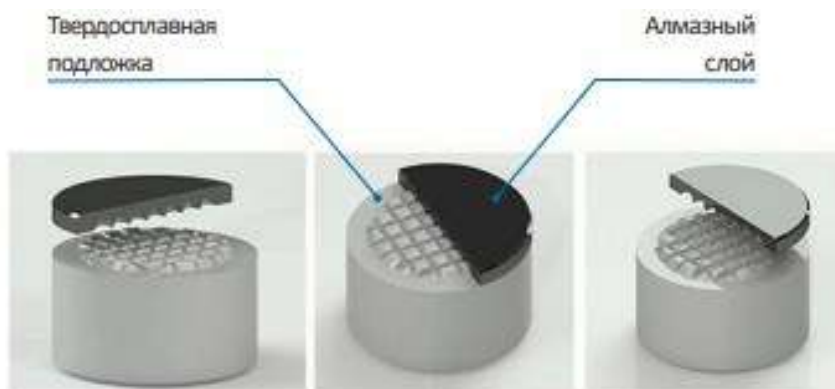


Рисунок 1 – Состав PDC резца

В настоящее время ключевым фактором увеличения производительности буровых работ с использованием долот PDC является применение улучшенных резцов, отличающихся повышенной износоустойчивостью и характеризующихся высокой ударопрочностью, абразивной устойчивостью и термомеханической прочностью (Рисунок 2)[2].



Рисунок 2 – Резцы PDC

Формы пластин могут варьироваться: от цилиндрических до вертикальных (Рисунок 3), включать клиновидные элементы (Рисунок 4, а), конические варианты (Рисунок 4, б) и другие конфигурации (Рисунок 4, в).



Рисунок 3 – Цилиндрические и вертикальные пластины PDC



Рисунок 4 – Конструктивные особенности пластин PDC

На данный момент появилась инновационная разработка Stabilis от компании «Бейкер Хьюз», предназначенная для фрезерных инструментов PDC, способных функционировать в экстремальных условиях жара и сжатия.

Особенностью этих изделий является их уникальная конструкция, включающая главную режущую кромку и вспомогательную, что значительно повышает прочность и долговечность инструмента, позволяя буровому долоту пройти большее расстояние без уменьшения скорости бурения.

Применение технологии Stabilis позволяет усилить резец в два раза и более, предотвращая образование трещин.

Инструмент с двойной кромкой оснащается основным углом, аналогичным обычному резцу, который плавно переходит в расширенный угол ближе к передней части изображен на рисунке 5.

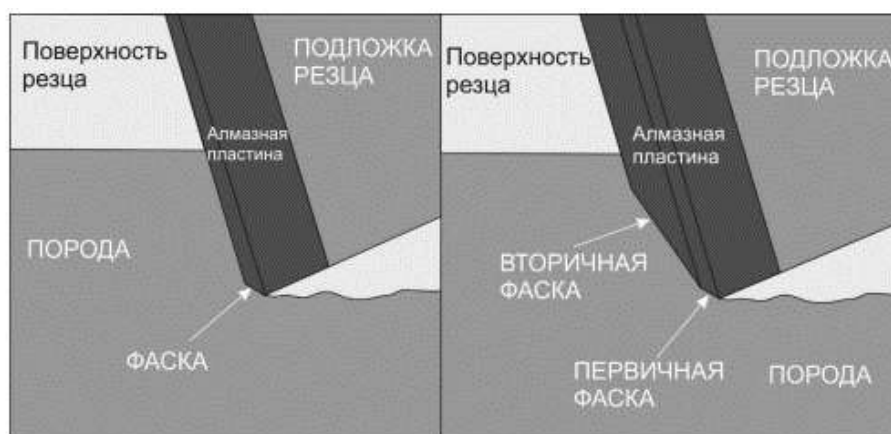


Рисунок 5 – Стандартный резец (1) и резец с двойной фаской Stabilis (2)

Компания Varel производят уникальные формы резцов овальной формы, позволяющие обеспечивать увеличенную глубину проникновения резца в горную породу, сохраняя при этом стандартную ширину. Резцы компании Varel представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Вооружение Power Cutter™ Varel

Использование резцов долот PDC овальной формы и их глубокое внедрение способствует продлению срока службы бурового инструмента, что в итоге приводит к уменьшению затрат на бурение определенных участков. Эти резцы, благодаря своей форме, обеспечивают усиленные контактные напряжения по сравнению с традиционными, имеющими аналогичную ширину, что улучшает распределение и использование приложенной к долоту осевой нагрузки, а также способствует снижению степени изнашиваемости.

В рамках специальной главы дипломного проекта, нами были рассмотрены алмазные резцы гребнеобразной формы компании «Шлюмберже». Резцы «Ахе» сочетают в себе принцип резания стандартных резцов PDC, а также дробящее воздействие пластин на горную породу. Пластина резцов гребнеобразной формы выполнены из прочного материала карбида вольфрама. Вид резцов Ахе представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Гребнеобразная пластина

Долото с ребристыми алмазными элементами AxeBlade позволяет значительно повысить производительность в различных областях применения, а также улучшить управляемость в наклонно-направленных скважинах. Полевые испытания и длительные спуско-подъёмные операции неоднократно демонстрировали повышение производительности до 29 %, а в некоторых случаях и до 84 % по сравнению с резцами PDC премиум-класса с такой же конструкцией долота. Эффективность долота AxeBlade обусловлена ребристыми алмазными элементами Axe, стратегически расположенными по всей поверхности долота. Элементы Axe имеют уникальную геометрию в форме гребня, которая сочетает в себе режущее действие обычного резца PDC с дробящим действием пластины из карбида вольфрама (TCI). Благодаря дробящему и режущему действию элемента глубина проникновения увеличивается на 22 %, что приводит к более высокой мгновенной производительности при той же нагрузке на долото и частоте вращения, что и у обычных резцов PDC. Геометрия в форме гребня увеличивает толщину алмазного стола на 70 %, обеспечивая более высокую устойчивость к фронтальным ударам.

Это повышает долговечность и сохраняет максимальную производительность на протяжении всего процесса, даже при затуплении. Для решения более сложных задач при бурении был разработан алмазный элемент Axe с тремя выступами, который повышает ударную вязкость на 15 % и эффективность резания на 29 % в карбонатных породах и на 4 % в песчаниковых породах. Преимущества ребристой формы сохраняются в алмазном элементе Axe SR™ с насечками. Он сочетает в себе классический выступ элемента Axe и форму с насечками, что повышает эффективность резки на 34 % по сравнению с плоскими резцами из поликристаллического алмаза и на 18 % по сравнению с оригинальным ребристым элементом.

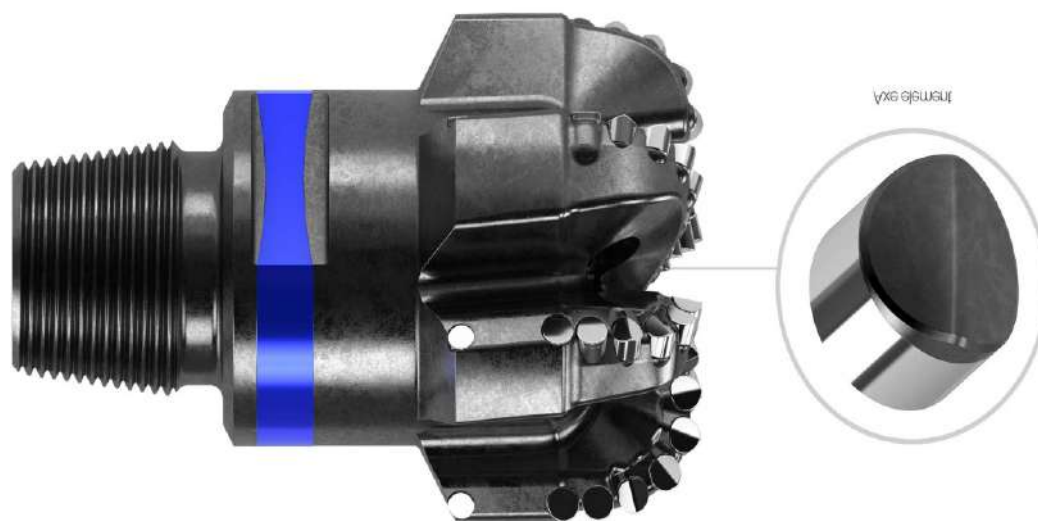


Рисунок 8 – ДолотоAxeBlade

Долото AxeBlade с ребристыми алмазными элементами увеличивает скорость проходки и улучшает управляемость, повышая эффективность резки и снижая колебания крутящего момента.

Заключение

Оптимизация и конструктивное улучшение породоразрушающих инструментов имеет центральное значение для строительства скважин на нефть и газ, и являются ключевым фактором снижения экономической составляющей проектов. Применение различных видов долот с учетом горно-геологических условий позволяет значительно увеличить механическую скорость проходки, а также сохранить оборудование для последующих рейсов бурения.

Список использованных источников:

1. Аракчеев С.Н. Анализ изменения стойкости от ширины притупления режущей кромки твердого сплава буровой коронки. - М.: МГГУ// Горный информационно-аналитический бюллетень, – 2006, – № 10. – С. 318.
2. Буренков Н.Н., Третьяк А.А., Чихоткин А.В. Режущая часть долота PDC: оптимизация геометрических параметров // Oil and Gas Journal Russia. – 2013. – No 5. – С. 56–58.
3. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – No 8. – С. 225–230.
4. Нескормных В.В. «Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ». – Красноярск, СФУ, 2012. – 300 с.
5. Нескормных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC / Известия Томского политехнического университета. 2013, Т323, № 1 с.191-195
6. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
7. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
8. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
9. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
10. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
11. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047..
12. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
13. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.

14. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
15. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
16. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
17. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
18. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
19. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

УДК 622.243.2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ НА АПРЕЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ «XANTHAN PETRO L» ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Р.Р. Гилязов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБсЗ-21-11)

Э.Р. Садыкова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, старший преподаватель)

Abstract. В статье рассматривается влияние применения вязкоупругих систем (ВУС) на основе биополимера Xanthan Petro-L на качество очистки ствола скважины при бурении эксплуатационной секции. Показано, что использование ВУС обеспечивает устойчивую суспензионную способность бурового раствора, улучшает транспорт шлама и снижает вероятность зашламовки. Проведено сравнение полимерных реагентов РАС, СМС и Xanthan по их реологическим свойствам и влиянию на коэффициент очистки. Экспериментальные данные подтверждают рост эффективности очистки ствола на 25-30 % при оптимальной концентрации Xanthan Petro-L.

Ключевые слова: вязкоупругая система, Xanthan Petro-L, реология, очистка ствола, буровой раствор, шлам.

ENHANCING WELLBORE CLEANING EFFICIENCY USING VISCOELASTIC SYSTEMS BASED ON XANTHAN PETRO-L AT THE APRELSKOE FIELD

R.R. Gulyazov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-21-11)

E.R. Sadykova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,

Abstract. This paper analyzes the impact of using viscoelastic systems (VES) based on the biopolymer Xanthan Petro-L on wellbore cleaning efficiency during production section drilling. The application of VES provides improved suspension capacity, better cuttings transport, and reduced risk of hole cleaning problems. A comparative evaluation of PAC, CMC, and Xanthan polymers is presented in terms of rheological behavior and cleaning coefficient. Experimental results demonstrate a 25–30 % improvement in wellbore cleaning efficiency at the optimal Xanthan Petro-L concentration.

Keywords: viscoelastic system, Xanthan Petro-L, rheology, wellbore cleaning, drilling fluid, cuttings transport.

Очистка ствола скважины - одна из ключевых задач бурения, определяющая стабильность циркуляционной системы и скорость проходки. Накопление шлама приводит к росту крутящего момента и риску прихватов буровой колонны [1–3]. Наиболее остро эта проблема проявляется при бурении протяжённых эксплуатационных секций, где недостаточная реологическая стабильность промывочной жидкости снижает эффективность удаления выбуренной породы.

Современные буровые растворы на основе глинистых дисперсий и PAC-сополимеров обладают ограниченными реологическими возможностями. При низких скоростях сдвига и больших диаметрах ствола они не обеспечивают удержание шлама во взвешенном состоянии [4]. Для решения данной проблемы применяются вязкоупругие системы (ВУС), в основе которых лежат биополимеры ксантанового типа - в частности, Xanthan Petro-L, отличающийся высокой псевдопластичностью и тиксотропностью [5–7].

Биополимер Xanthan Petro-L представляет собой высокомолекулярную полисахаридную структуру, формирующую пространственную сетку в растворе. При низких скоростях сдвига (в покое) такая структура удерживает частицы шлама во взвешенном состоянии, а при увеличении скорости разрушает связи, уменьшая вязкость и обеспечивая циркуляцию [6].

Данный эффект позволяет поддерживать равновесие между транспортом и осаждением шлама, что особенно важно при отклонённых и горизонтальных участках. Кроме того, за счёт упругих свойств молекулярных цепей ВУС снижает эрозионное воздействие потока на стенки скважины и способствует формированию тонкой, эластичной фильтрационной корки.

В ходе лабораторных испытаний проведено сравнение трёх типов реагентов - PAC, CMC и Xanthan Petro-L. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение полимерных реагентов по влиянию на свойства бурового раствора

Показатель	PAC LV	CMC HV	Xanthan Petro-L
Пластическая вязкость (PV), мПа·с	20 – 24	22 – 28	28 – 35
Динамическое напряжение сдвига (YP), Па	10 – 12	9 – 11	14 – 18
Гели 10 с / 10 мин, Па	3 / 5	4 / 6	6 / 9
Фильтрат API, мл / 30 мин	10–12	9–10	8–9
Коэффициент очистки η , %	78	82	96
Рекомендуемая концентрация, кг/м ³	2,0–3,0	1,5–2,0	0,7–1,0

Как видно из таблицы, добавка Xanthan Petro-L при меньшей дозировке обеспечивает наивысшие значения коэффициента очистки ($\eta \approx 95\text{--}96\%$) и наиболее стабильные показатели PV/YP. Это подтверждает эффективность ВУС в отношении удержания твёрдой фазы и стабилизации бурового раствора [5, 7, 8].

Результаты моделирования процесса выноса шлама показали, что при увеличении расхода раствора с 35 до 55 л/с коэффициент очистки возрастает с 78 до 96 % при вязкости 30 мПа·с (рисунок 1). Однако дальнейшее увеличение расхода выше 60 л/с не даёт значительного прироста эффективности, что связано с насыщением динамического режима потока.

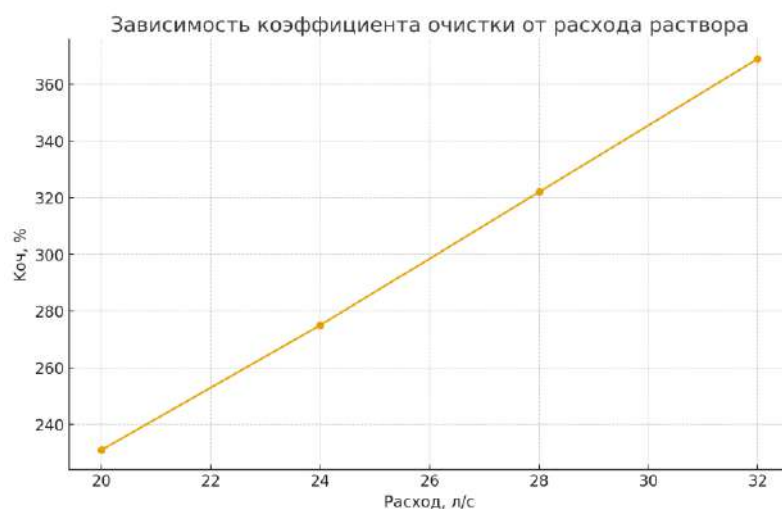


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента очистки ствола от расхода бурового раствора при различной вязкости

На графике показано, что оптимальная зона очистки достигается при расходе 50-55 л/с и $PV \approx 30$ мПа·с, когда η достигает 96 %.

Таким образом, применение Xanthan Petro-L позволяет работать в более широком диапазоне гидравлических режимов без потери стабильности и без необходимости повышать плотность раствора. Это обеспечивает энергосбережение насосного оборудования и уменьшение риска зашламовывания ствола [6, 9].

Полевые испытания вязкоупругих систем были проведены при бурении эксплуатационной секции глубиной 2730 м на Арчинском месторождении. Сравнение с базовым РАС-раствором показало:

- снижение количества зашламовок с 3 до 1 случая на секцию;
- увеличение ROP на 12 %;
- уменьшение объёма разбавления раствора на 18 %;
- стабилизацию плотности в диапазоне 1,10–1,12 г/см³.

Полученные результаты подтверждают эффективность применения ВУС на основе Xanthan Petro-L для обеспечения качественной очистки ствола при умеренных гидродинамических нагрузках [10].

Применение вязкоупругих систем на основе Xanthan Petro-L обеспечивает комплексное улучшение параметров бурового раствора:

- повышение устойчивости шлама во взвеси и равномерности очистки ствола;
- увеличение коэффициента очистки до 96 %;
- снижение фильтрации и кавернозности стенок;
- экономию реагентов за счёт низкой концентрации полимера (0,7–1,0 кг/м³).

Вязкоупругие системы демонстрируют высокую эффективность при бурении эксплуатационных секций и могут быть рекомендованы для широкого промышленного внедрения на месторождениях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Список использованных источников:

- 1 ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1). Растворы буровые. Методы лабораторных испытаний. – М.: Стандартинформ, 2015.
- 2 ГОСТ Р 51858-2002. Растворы буровые. Общие технические требования. – М.: Госстандарт России, 2002.
- 3 Ахметов Р. Р., Сафин Р. Г. Полимерные буровые растворы и методы их стабилизации. – Уфа: УГНТУ, 2019. – 132 с.
- 4 Иванов К. С. Буровые растворы и их свойства. – М.: Недра, 2015. – 280 с.
- 5 Halliburton Baroid. Drilling Fluids Manual. – Houston: Halliburton Energy Services, 2018. – 586 p.
- 6 Schlumberger. Drilling Fluids Engineering Manual. – Paris: Schlumberger Oilfield Services, 2021. – 412 p.
- 7 Baker Hughes. Xanvis™ Biopolymer in Water-Based Drilling Fluids Technical Data Sheet. – Houston: Baker Hughes Inc., 2020. – 24 p.
- 8 Thomas J. E., Sousa G. Fundamentals of Drilling Engineering. – Richardson, Texas: SPE, 2019. – 960 p.
- 9 Darley H. C. H., Gray G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. – 7th ed. – Amsterdam: Elsevier, 2011. – 700 p.
- 10 Латыпов Р. Р., Хайруллин Ф. А. Исследование влияния реологических свойств бурового раствора на очистку ствола скважины. // Нефтегазовое дело. – УГНТУ, 2021. – № 4. – С. 92–98.
- 11 Мухаметшин В. В., Анисимов А. Г. Современные полимерные системы для бурения и капитального ремонта скважин. – Уфа: УГНТУ, 2020. – 148 с.
- 12 Mirzoyev A. N., Ganiev M. G. Influence of Viscoelastic Xanthan Systems on Cuttings Transport Efficiency in Inclined Wells. // SPE Journal. – 2019. – Vol. 24, No. 5. – P. 2254–2263.

УДК 622.243.272

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЯЕМОГО РОТОРНОГО БУРЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Д.Н. Горохов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБсз-21-11)

Р.М. Вафин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Abstract. В настоящее время потребность в нефти и газе продолжает расти, вынуждая производителей находить пути увеличения добычи с новых и старых месторождений. В связи с этим, в работе рассмотрены новаторские роторные управляемые системы бурения.

Ключевые слова: вертикальное бурение, система «push the bit», система point the bit, автоматическая система PowerV.

UDC 622.243.272

USI APPLICATION OF CONTROLLED ROTARY DRILLING TECHNOLOGY FOR VERTICAL WELLS

D.N. Gorokhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBsz-21-11)

R.M. Vafin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Currently, the demand for oil and gas continues to grow, forcing producers to find ways to increase production from new and existing fields. In this regard, this paper examines innovative rotary steerable drilling systems.

Keywords: vertical drilling, push-the-bit system, point-the-bit system, automatic PowerV system.

Управляемые системы роторного бурения (rotary steerable system - RSS) – это системы, в которых долото движется по заданной траектории при непрерывном вращении бурильной колонны. Вращение забойной компоновки обеспечивает эффективную очистку скважины, снижает риск прихвата и, в конечном счёте, позволяет пробурить более протяжённые участки по сравнению с бурением забойным двигателем.

Технология бурения скважин с использованием роторных управляемых систем замкнутого цикла с обратной связью (англ.: Rotary Closed Loop System, RCLS) впервые в промышленной практике была применена в 1996 году, а первый патент относится к 1902 году. Исключительно важным достоинством систем RCLS является возможность управления движением долота при непрерывном вращении буровой колонны.

РУС претерпели немало изменений с момента своего создания. В ранних версиях для изменения направления использовали приводимые в движение буровым раствором выдвижные опоры или стабилизаторы - конструкторское решение, которое продолжает пользоваться успехом и в наши дни. Поскольку управление азимутом искривления ствола скважины зависит от площади соприкосновения со стенкой, на эксплуатационные показатели этих инструментов могут иногда влиять размывы или шероховатости стенок скважины. Более поздние версии предусматривали конструкцию, в которой изменения угла торца бурильного инструмента обуславливалось изгибом, что снижало влияние характеристик ствола скважины на работу инструмента. Таким образом, родились две концепции управляемых систем: «push the bit» и «point the bit».

В системе «push the bit», со смещением вращающегося корпуса РУС, наведение бурильной колонны в желаемом направлении производится путем нажатия на стенку скважины. Используется блок отклонения с тремя выдвижными опорами, приводимыми в движение буровым раствором и расположенными возле долота для создания бокового усилия на пласт. Для увеличения угла каждая опора, находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю часть ствола, а для уменьшения угла каждая опора находясь в верхней части ствола нажимает на верхнюю часть.

Блок управления, расположенный над блоком отклонения, приводит в действие поворотный клапан, который открывает или перекрывает подачу бурового раствора на выдвижные опоры в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет длину и контактное давление опор, когда каждая из них проходит определенную ориентирующую точку. Оказывая гидравлическое давление каждый раз при прохождении конкретной точки, опора отклоняет бурильную колонну (рисунок 1).

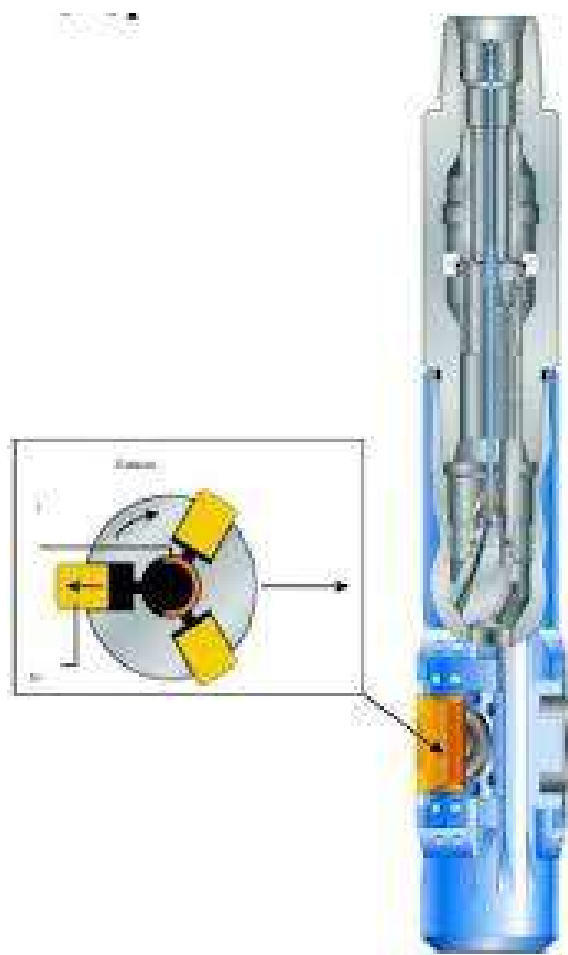


Рисунок 1 – Гидравлическая активация упоров («push the bit»)

Поток жидкости проходит по оси прибора

Около 5% отводится к цилиндрам

- отведенный поток проходит фильтр
- проходит через клапан
- выдвигает упоры

Затем поток жидкости выходит наружу, позволяя упорам вернуться в исходное положение и препятствуя застреванию шлама под упорами

В системе «point the bit», с позиционированием долота, используется внутренний изгиб вала для отклонения оси долота от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в РУС сразу над долотом (рисунок 2). Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла горца бурильного инструмента. Траектория изменяется в направлении изгиба.



Рисунок 2 – PUS Geo-Pilot 7600 с позиционированием долота («point the bit»)

Ориентация изгиба контролируется при помощи серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что и бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранять ориентацию торца бурильного инструмента при вращении.

Бурение вертикальных скважин долгое время считалось менее важным и более простым, чем бурение комплексных наклонно-направленных скважин, имеющих сложную траекторию. Фактически же во всем мире в бурении доминируют вертикальные скважины, а бурение вертикально вниз зачастую является более сложной задачей, чем бурение в других направлениях.

Система вертикального бурения PowerV, в которой вращаются все внешние элементы, обеспечивает бурение от устья скважины до проектной глубины, автоматически сохраняя вертикальную траекторию. Полное вращение обеспечивает эффективную очистку стола скважины и сокращает вероятность потери оборудования в скважине.

Особенностями данной системы являются: включение в себе концепции управляемых систем point the bit и push the bit; передача данных в режиме реального времени через телесистему; функционирование независимо от телеметрической системы.

Система вертикального бурения PowerV проста и надежна в эксплуатации. Для обеспечения работы системы требуется один специалист. Применение системы на буровой укладывается в простую схему: сборка КНБК - спуск на забой - бурение. Система имеет энергонезависимую память и поэтому программные установки, введенные в систему, остаются в памяти прибора на всем протяжении СПО и бурения.

Электроснабжение электроники системы при работе в скважине производится от генератора, располагающегося в контрольном блоке. Генератор вырабатывает электроэнергию при наличии циркуляции бурового раствора. Это обеспечивает надежное обеспечение системы электроэнергией и не требует применения батарей. При работе на забое отталкивающие лопасти системы приводятся в действие гидравлической мощностью бурового раствора. Это упрощает конструкцию и увеличивает надежность системы.

Применение данной системы дало Компании «Жайкмунай» увеличение МСП на 57 %, сокращение время бурения на 5 дней, и сэкономить 210000 долларов США на месторождении в Казахстане. Использование PUS PowerV и долот PDC с режками ONYX позволило сократить время бурения, увеличить МСП и МСП на час циркуляции, по сравнению со скважинами, пробуренными ранее с использованием обычных двигателей (Рисунок 3).

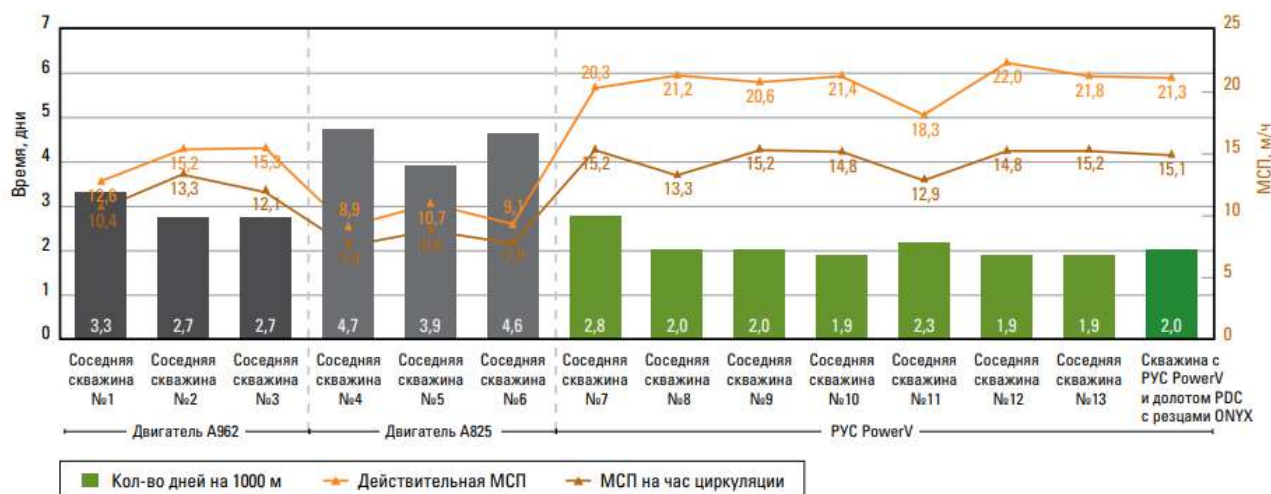


Рисунок 3 – Сравнительный анализ составов КНБК и распределения МСП по скважинам месторождения

Рассмотрим применение данной системы на одной из скважин Западно-Сибири. По данным план-программы на бурение, проводка ствола скважины будет осуществляться в соответствии со строго вертикальным профилем (таблица 1). Стоит отметить, фактические данные по азимутальному углу могут не приниматься в расчет, так как в субвертикальных стволах скважин азимутальный угол имеет случайное распределение. Можно предположить, что данный параметр будет больше зависеть от угла искривление самой компоновки, нежели от истинного значения азимутального угла скважины (рисунок 4).

Таблица 1 – Плановый профиль

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, °	Азимут, °	Глубина по вертикали, м	А.О., м	Север, м	Восток, м	Простр. Интенсивность, %/10 м
0,00	0,00	0,00	0,00	-35	0,00	0,00	0,00
190,00	0,00	0,00	190,00	155	0,00	0,00	0,00
510,00	0,00	0,00	510,00	475	0,00	0,00	0,00
1480,00	0,00	0,00	1480,00	1445	0,00	0,00	0,00
2640,00	0,00	0,00	2640,00	2605	0,00	0,00	0,00
3100,00	0,00	0,00	3100,00	3065	0,00	0,00	0,00

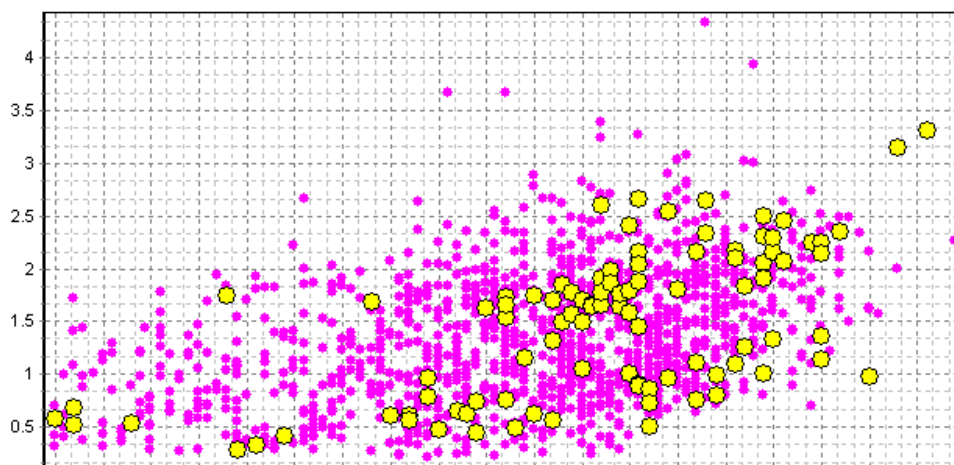


Рисунок 4 – Распределение автоматических замеров зенитного (ось оY) и азимутального углов (ось оX)

По данным кроссплота распределения зенитных углов, можно сделать заключение о равномерной траектории вертикального ствола скважины, большинство значений не превышают 3 градусов.

Рекомендуемые режимы бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2 – Рекомендуемые режимы бурения

Диаметр ствола скважины, мм	Нагрузка на долото, т	Расход, л/сек	Частота вращения ВСП ротора, об/мин	Способ бурения
324	ВИ	40-70	0-320	Ротор
245	10-12	70	0-320	ВЗД + ротор
168	10-12	36-38	0-380(180)	РУС + ротор

Анализируя данную таблицу, можно прийти к выводу, что для стабильной работы КНБК с РУС необходимо поддерживать высокое количество оборотов ВСП/Ротора.

Данные ограничения обусловлены лишь принципом работы роторно-управляемых систем, без высокого количества оборотов данная технология, как РУС попросту не сможет запуститься в скважине. Данная технология реализована таким образом, что от количества оборотов зависит включение модулей РУС.

Таким образом, изучены принципы работы роторно-управляемых систем различного вида и разработка рекомендаций по улучшению его рабочих характеристик; проанализированы опытно-промышленные испытания ранее пробуренных скважин зарубежных компаний; произведена оценка эффективности применения в составе компоновки низа бурильной колонны при использовании нового оборудования при бурении вертикальной скважины на одно из месторождений России.

По данной работе можно заключить об успешности и эффективности применения роторно-управляемых систем для бурения вертикальных участков или вертикальных скважин, что является немаловажным фактором для проводки скважин.

Список использованных источников:

1 Шевченко И. А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени / И. А. Шевченко // Технология и техника геологоразведочных работ. – 2014. – № 1/2. – С. 36–39.

2 Ильтубаев К. А. Роторно-управляемые системы (РУС) при бурении горизонтальных участков скважин / К. А. Ильтубаев, Р. Ф. Рахманов, С. В. Любимова // Сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции (6 мая 2022 г., г. Уфа) / – Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2022. – С. 21-24.

3 Иванова Т. Н. Анализ технологии бурения скважин и механизмов искривления, применяемых в роторных управляемых системах / Иванова Т. Н. Доможиров А. В. // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно-практической конференции: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – 2020. – С. 108-112.

4 Система вертикального бурения PowerV – Шлюмберже // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.slb.ru/> (дата обращения 29.10.2025 г.).

5 Жайкмунай. Увеличение МСП на 57 %, сокращение времени бурения на 5 дней в Казахстане // [Электронный ресурс]: – Режим доступа: https://www.slb.ru/library/projects/well_construction_cs/burenie/zhaykmunay-uvvelichenie-msp-na-57-sokrashchenie-vremeni-bureniya-na-5-dney-v-kazakhstane/ (дата обращения 29.10.2025 г.).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Ю. Гуторов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

И.Р. Ибрагимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсЗ-21-11)

Abstract. В статье рассматриваются вопросы повышения эффективности очистки промывочной жидкости при бурении продуктивных пластов на Самотлорском месторождении. Показано влияние содержания твёрдой фазы в растворе на механическую скорость и устойчивость фильтрационной корки. Проведён анализ трёхступенчатой схемы очистки, включающей вибросита, гидроциклонные установки и центрифуги. Сформулированы рекомендации по оптимизации режима работы оборудования и снижению потерь раствора.

Ключевые слова: буровой раствор, система очистки, вибросито, гидроциклон, центрифуга, продуктивный пласт, Самотлорское месторождение.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING FLUID CLEANING SYSTEM DURING PRODUCTIVE FORMATION DRILLING AT THE SAMOTLOR FIELD

A.Y. Gutorov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

I.R. Ibragimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-21-11)

Abstract. The paper focuses on improving the efficiency of drilling fluid cleaning during productive formation drilling at the Samotlor field. The effect of solids content on penetration rate and filter cake stability is analyzed. A three-stage cleaning system consisting of shale shakers, desanders/desilters, and centrifuges is reviewed. Recommendations are provided for optimizing equipment operation and minimizing drilling fluid losses.

Keywords: drilling fluid, cleaning system, shale shaker, hydrocyclone, centrifuge, productive formation, Samotlor field.

Очистка бурового раствора является одним из ключевых процессов, определяющих качество бурения, долговечность оборудования и устойчивость ствола скважины [1–3]. Содержание низкодисперсной твёрдой фазы (LGS) выше 7–8 % приводит к увеличению вязкости, ухудшению выноса шлама и снижению механической скорости бурения (ROP) [4].

На Самотлорском месторождении продуктивные пласты сложены песчано-глинистыми породами, обладающими низкой устойчивостью к фильтрату и высокими требованиями к качеству раствора. В таких условиях применение многоступенчатых систем очистки бурового раствора является обязательным элементом технологического цикла бурения [5].

Система очистки промывочной жидкости включает три основных ступени (рисунок 1)

:

1. Механическая очистка - вибросита удаляют крупные частицы (шлам > 75 мкм);
2. Гидроциклонная очистка - песко- и илоотделители отделяют частицы размером 25–75 мкм;
3. Очистка центрифугами - удаляются мелкодисперсные примеси (< 10 мкм), стабилизируя реологию раствора.

Совместная работа оборудования обеспечивает снижение концентрации твёрдой фазы

с 12 % до 5–6 %, что существенно улучшает свойства раствора [6, 7].

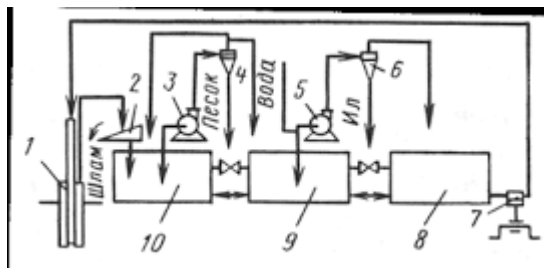


Рисунок 1 - Схема трёхступенчатой системы очистки промывочной жидкости

Сравнение эффективности ступеней очистки

Таблица 1 – Эффективность оборудования системы очистки

Ступень	Тип оборудования	Диапазон частиц, мкм	Эффективность удаления, %	Потери раствора, %
I	Вибросито (Mongoose PT)	> 75	70–80	0,5–1,0
II	Песко- и илоотделитель (Desander 12", Desilter 4")	25–75	60–70	0,3–0,8
III	Центрифуга (LM-450)	< 10	90–95	1,0–1,5

Как видно из таблицы, наибольший вклад в снижение содержания твёрдых частиц обеспечивают центрифуги, удаляющие мелкодисперсную фазу, ответственную за рост вязкости и гелеобразование. Однако избыточное использование центрифуг может приводить к потерям полезного раствора [8].

Влияние степени очистки на параметры бурения

Анализ показал, что при снижении концентрации LGS с 10 % до 6 % механическая скорость бурения возрастает на 15–20 %, а фильтрация уменьшается на 25–30 % [5, 9].

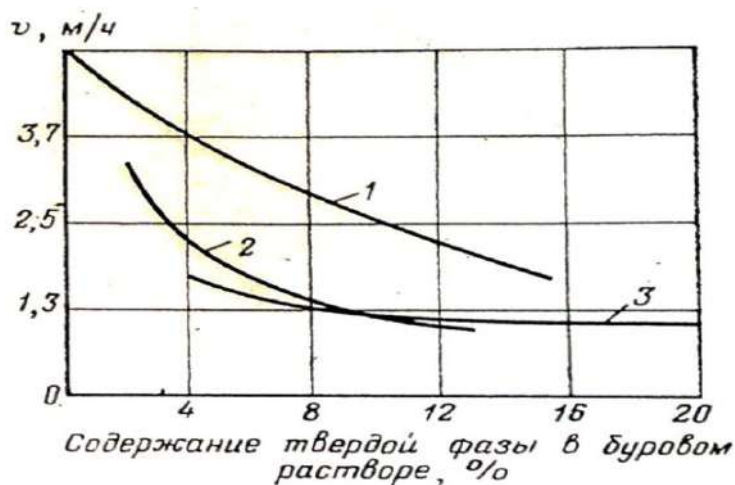


Рисунок 2 - Влияние содержания твёрдой фазы на механическую скорость бурения

Кривая демонстрирует обратную зависимость: при росте LGS > 8 % скорость падает с

9 до 6 м/ч.

Кроме того, оптимальная степень очистки способствует:

- стабилизации плотности и предотвращению кавернозности ствола;
- снижению износа насосов и долота;
- сокращению затрат на реагенты и приготовление раствора [7].

Для обеспечения стабильных показателей очистки рекомендуется:

- поддерживать скорость потока на вибросите 0,8–1,0 м/с;
- использовать сита с ячейкой API 170–200 для продуктивного пласта;
- контролировать перепад давления в гидроциклонных установках (0,25–0,35 МПа);
- регулировать подачу на центрифугу не более 25 % от общего объёма циркуляции;
- периодически промывать систему от шлама.

Реализация данных мероприятий на Самотлорском месторождении позволила повысить стабильность свойств раствора и увеличить ROP до 9,5 м/ч.

Повышение эффективности очистки промывочной жидкости является важным фактором успешного бурения продуктивных пластов Самотлорского месторождения.

Внедрение трёхступенчатой системы очистки, включающей вибросита Mongoose PT, гидроциклонные блоки Desander/Desilter и центрифуги LM-450, позволило:

- снизить содержание твёрдой фазы с 12 % до 6 %;
- повысить механическую скорость на 15–20 %;
- уменьшить фильтрацию на 30 %;
- стабилизировать плотность и реологические свойства бурового раствора.

Таким образом, модернизация системы очистки обеспечивает рост производительности буровых работ, снижение аварийности и повышение экономической эффективности бурения.

Список использованных источников:

1. ГОСТ R 51858-2002. Растворы буровые. Общие технические требования.
2. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1). Растворы буровые. Методы лабораторных испытаний.
3. Справочник инженера по буровым растворам. – М.: Недра, 2018.
4. Иванов К.С. Технология буровых растворов. – М.: Недра, 2015.
5. ГОСТ R 51858-2002. Растворы буровые. Общие технические требования.
6. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1). Растворы буровые. Методы лабораторных испытаний.
7. Справочник инженера по буровым растворам. – М.: Недра, 2018.
8. Иванов К.С. Технология буровых растворов. – М.: Недра, 2015.
9. Halliburton. Baroid Drilling Fluids Manual. – Houston, 2019.
10. Schlumberger. Solids Control and Waste Management Manual. – Paris, 2018.
11. Weatherford. Efficient Solids Removal Technology. – Technical Note, 2021.
12. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
13. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.

14. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // *Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года.* – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
15. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.* – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
16. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года.* – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
17. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // *Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года.* – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
18. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // *Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года.* Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
19. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // *Бурение и нефть.* – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
20. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // *Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года.* – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
21. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // *Филологические науки. Вопросы теории и практики.* 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
22. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // *III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года.* – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

А.Ю. Гуторов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Е.В. Ласточкин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-11)

Abstract. Очистка бурового раствора от загрязняющего шлама осуществляется с помощью специализированного механического оборудования. В данный комплекс входят: вибросита, гидроциклонные установки (песко- и илоотделители), а также сепарационные и центрифугирующие аппараты. Для повышения эффективности процесса, жидкость на предварительном этапе может обрабатываться флокулирующими реагентами. Их применение способствует агрегации мелкодисперсных частиц, что значительно улучшает последующую механическую сепарацию.

Ключевые слова: скважина, промывочная жидкость, система очистки, вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга

UDC 622.276

REASONING FOR CHOOSING A FLUID CLEANING SYSTEM

A.Y. Gutorov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor)

E.V. Lastochkin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsz-21-11)

Abstract. The drilling mud is cleaned of contaminating sludge using specialized mechanical equipment. This includes vibrating screens, hydrocyclones (sand and sludge separators), and separation and centrifugation devices. To enhance the efficiency of the process, the liquid can be treated with flocculating agents at an early stage. These agents promote the aggregation of fine particles, which significantly improves the subsequent mechanical separation process.

Key words: well, flushing liquid, cleaning system, vibrating sieve, sand separator, sludge separator, centrifuge

Хотя организация системы очистки требует значительных капиталовложений и отличается конструктивной сложностью, её использование в большинстве случаев экономически оправдано. Это обусловлено рядом факторов: повышением скорости проведения буровых работ, снижением затрат на коррекцию параметров бурового раствора, минимизацией рисков осложнений в стволе скважины, а также соответствием экологическим нормативам.

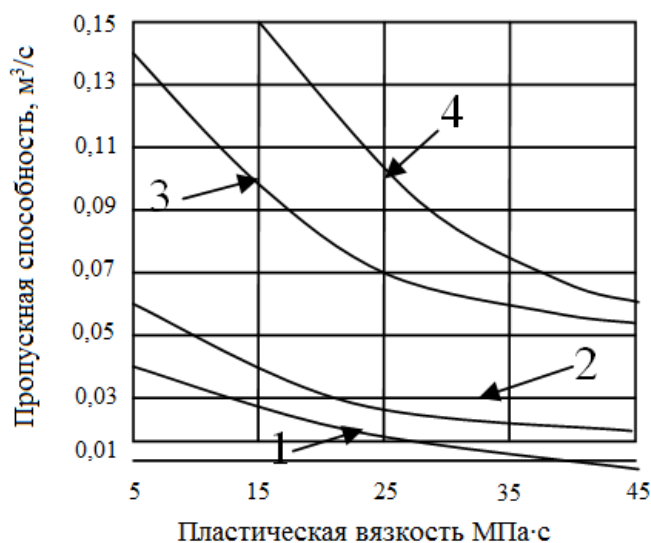
Под качеством бурового раствора понимается совокупность его характеристик, от которых зависит способность жидкости выполнять необходимые функции. Эти характеристики, выраженные в виде измеримых свойств, определяют, насколько эффективно раствор работает. Оценивается качество относительно эталона – путем сравнения фактических значений свойств раствора с нормативными требованиями.

Для управления качеством бурового раствора путем удаления лишних твердых частиц применяется два ключевых подхода. Первый заключается в механическом удалении шлама и газовых включений, а второй – в использовании физико-химических принципов очистки.

Для принудительной механической очистки бурового раствора от избыточной твердой фазы и газовых включений применяется технология, основанная на использовании вибрационных сит, гидроциклонов и другого оборудования.

Первичная очистка бурового раствора производится при помощи вибрационных сит. Принцип работы данного оборудования заключается в фильтрации жидкости через вибрирующую сетку под действием вибрации. Эффективность сепарации и производительность вибросита в первую очередь определяются двумя параметрами: величиной ячейки ситовой панели и площадью её фильтрующей поверхности. Стандартный ряд размеров ячеек составляет 0,16×0,16; 0,20×0,20; 0,25×0,25; 0,40×0,40; 0,55×0,55 и 0,90×0,90 мм.

Производительность вибрационного сита является переменной величиной и зависит от ряда факторов, ключевыми среди которых являются: реологические свойства раствора, его тип, а также гранулометрический состав и концентрация выбуренной породы (шлама). Взаимосвязь этих параметров представлена на рисунке 1.



1 – сетка № 0,16; 2 – сетка № 0,25; 3 – сетка № 0,4; 4 – сетка № 0,9

Рисунок 1 – Зависимость пропускной способности вибросита от пластической вязкости промывочной жидкости

Вибросита представляют собой критически важный и незаменимый компонент системы очистки. Их отсутствие неминуемо приводит к перегрузке последующих ступеней очистного оборудования и резкому снижению общей эффективности работы комплекса. Функциональное назначение вибросит заключается в удалении крупных фракций выбуренной породы размером свыше 0,4 мм.

На второй и третьей стадиях очистки бурового раствора от шламовых включений применяются гидроциклонные аппараты. Принцип их работы базируется на сепарации взвешенных частиц под воздействием центробежных сил, образующихся при закручивании потока жидкости. В буровой отрасли наибольшее распространение получили два типа таких устройств: пескоотделители и илоотделители.

Пескоотделители используются для удаления частиц выбуренной породы размером свыше 0,08-0,10 мм из неутяжеленных буровых растворов. При обработке утяжеленных жидкостей в них происходит разделение твердой фазы по плотности, что применяется при регенерации утяжеляющего материала и коррекции твердой фазы.

Основным технологическим элементом пескоотделителя является гидроциклон, конструкция которого включает: нижний корпус из силумина с установленной резиновой футеровкой; верхний силуминовый кожух; сливную насадку; песковую насадку; защитный кожух песковой насадки; сливной патрубков.

Очищенный на вибросите буровой раствор под давлением 0,2-0,3 МПа подается в питающий коллектор, откуда распределяется по гидроциклонам. В них под действием центробежных сил происходит сепарация твердых частиц шлама. Выделенные фракции выводятся через песковые насадки в шламособорник, тогда как очищенная жидкость через сливные патрубки направляется в коллектор очищенного раствора. Далее по трубопроводам раствор поступает в емкости циркуляционной системы для последующего использования.

Илоотделитель служит для удаления из бурового раствора частиц выбуренной породы размером 0,03-0,04 мм. Данное устройство функционирует в качестве третьей ступени

очистки в циркуляционной системе буровой установки. Ключевым элементом илоотделителя является гидроциклон меньшего диаметра по сравнению с пескоотделителем. Принцип сепарации аналогичен процессу в пескоотделителе, однако уменьшенный диаметр гидроциклона позволяет эффективно отделять высокодисперсные фракции шлама за счет создания более интенсивных центробежных сил.

Таким образом, очистка в гидроциклонных песко- и илоотделителях позволяет удалять частицы более 0,1-0,003 мм.

Компания «Alfa Laval» запустила в серийное производство новую центрифугу с интеллектуальной системой управления Alfa Laval Octopus. Аппарат работает по принципу центробежного разделения в непрерывном режиме и не требует замены фильтрующих элементов или профилактической промывки. К дополнительным преимуществам системы относится способность удалять из раствора случайно попавшие масла, бактериальные загрязнения и механические примеси.

Применение данной технологии позволяет увеличить ресурс технологического оборудования в пять и более раз при сроке окупаемости менее одного года. Перспективная модель декантера LYNX 20 для обработки буровых растворов обладает рядом усовершенствований, достигнутых благодаря новейшим разработкам компании «Alfa Laval» в области практического применения декантирующих центрифуг.

Новая модель обладает универсальностью применения и совместима со всеми типами жидкостей на водной и синтетической основе, а также с традиционными растворами на нефтяной основе. Внедрение прогрессивных производственных технологий позволило обеспечить декантеру LYNX 20 исключительную производительность при сохранении конкурентоспособной рыночной стоимости.

Данное оборудование эффективно решает задачи сепарации твердой фазы, выделения утяжеляющих компонентов и регенерации буровых растворов. Ключевым преимуществом системы Alfa Laval является реализация автоматизированного контроля, управления и оптимизации полного цикла обезвоживания шламового осадка.

Высокая эффективность технологического процесса позволяет достичь снижения объема осадка на стадии обезвоживания до 20%, что обеспечивает значительную экономию эксплуатационных затрат.

Корректировка работы центрифуги возможна в любых эксплуатационных условиях, включая режимы с высокой загрузкой мелкодисперсными частицами.

Наличие пяти различных значений дифференциальной скорости конвейера позволяет гибко выбирать оптимальный режим сепарации, соответствующий как объёму, так и физико-химическим характеристикам твёрдой фазы.

Показательным примером универсальности центрифуги служит её эффективная работа с растворами, содержащими меловые добавки. На рисунке 2 представлены сравнительные эксплуатационные характеристики данной системы с рядом декантаторов других производителей.

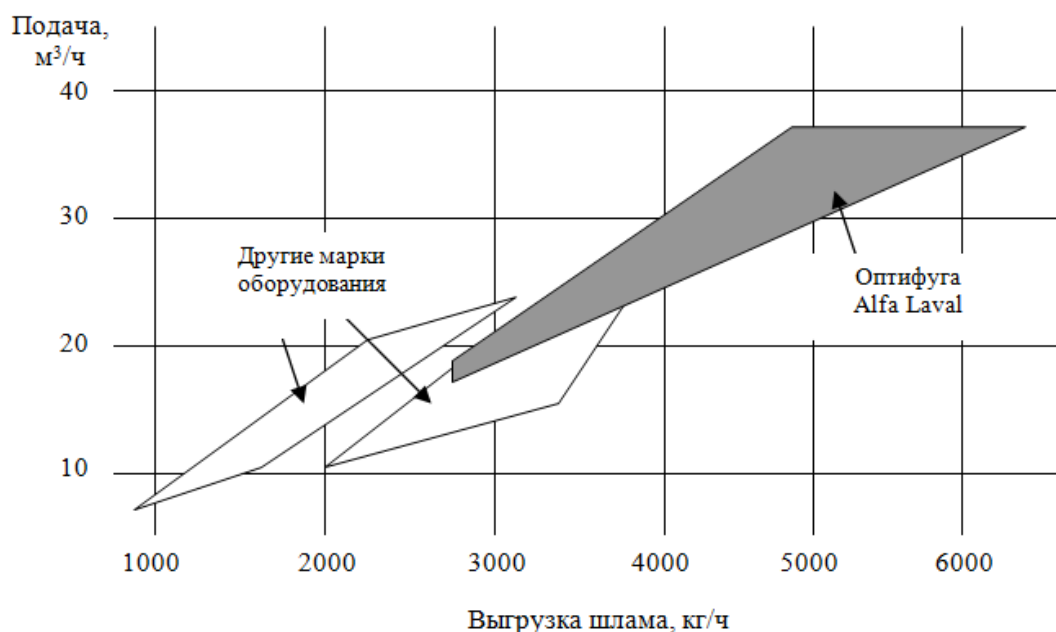


Рисунок 2 – Работа центрифуги на пресноводном растворе содержащим мел

Использование центрифуги Alfa Laval в процессе регенерации буровых растворов (в качестве системы обезвоживания при очистке сточных вод) способствует снижению эксплуатационных расходов на утилизацию буровых шламов. Это решение открывает возможности для освоения месторождений с повышенными требованиями к экологической безопасности.

Список использованных источников:

1. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / К. А. Карпов – СПб.: Лань, 2017. – 188 с.
2. Попов А. Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др.; под общей редакцией А. И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Абубакиров В. А. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. / В. Ф. Абубакиров, В. А. Архангельский, Ю. Г. Буримов, и др. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2000. – 295 с.
4. Санников Р. Х. Статистическая обработка промышленных данных: Учеб. Пособие / Р. Х. Санников, Р. М. Сакаев. – Уфа: УГНТУ, 2001. – 76 с.
5. Резниченко И. Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов: учеб. пособие / И. Н. Резниченко. – Москва: Недра, 2005. – 232 с.
6. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
7. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.

8. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
9. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
10. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х. Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.
11. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.
12. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.
13. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
14. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
15. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.
16. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715

УДК 622.24.062

ТВЕРДАЯ ФАЗА БУРОВОГО РАСТВОРА: СВОЙСТВА И РОЛЬ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Я.С. Дроздов

(Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО УГНТУ, студент
гр.МГБ01дв-23-01)

Abstract. В данной статье рассматривается понятие твердой фазы бурового раствора, который является компонентом, определяющим реологические, фильтрационные и структурные свойства бурового раствора. Рассматриваются состав, функции и классификация твердых частиц, а также их влияние на эффективность и безопасность процесса бурения скважин.

Ключевые слова: буровые растворы, твердая фаза, дисперсная система, глинистая корка, циркуляционная система.

UDC622.24.062

SOLID PHASE OF DRILLING MUD: PROPERTIES AND ROLE IN THE DRILLING

Y.S. Drozdov

(Department of Oil and Gas Well Drilling of Ufa State Petroleum Technological University, student gr.MGB01dv-23-01)

I.A. Chetvertneva

(Department of Oil and Gas Well Drilling of Ufa State Petroleum Technological University, Professor)

Abstract. This article discusses the concept of the solid phase of drilling mud, which is a component that determines the rheological, filtration and structural properties of drilling mud. The composition, functions and classification of solid particles are considered, as well as their impact on the efficiency and safety of the well drilling process.

Keywords: drilling muds, solid phase, disperse system, mud cake, circulation system.

Буровой раствор является одной из основных составляющих, обеспечивающих оптимальное проведение технологических процессов при строительстве нефтегазовых скважин. Это сложная многокомпонентная система, предназначенная для выполнения ряда критически важных функций: очистка забоя от выбуренной породы, транспортировка ее на поверхность, поддержание устойчивости стенок скважины, охлаждение и смазка бурового инструмента, регулирование пластового давления и передача гидравлической энергии забойным двигателям, обеспечение получения потенциальных дебитов.

Как и многие технологические жидкости, буровые растворы являются дисперсными системами. Это означает, что они состоят из нескольких фаз – компонентов, разделенных границей раздела[1]. Основными фазами являются:

- 1) Жидкая фаза – основа раствора (вода, синтетическая жидкость или углеводородная составляющая);
- 2) Газовая фаза – обычно воздух или природный газ (в аэрированных и пенных растворах);
- 3) Твердая фаза – диспергированные (раздробленные) частицы различного происхождения, размера и химической природы.

Именно твердая фаза является тем «управляющим элементом», который позволяет буровому инженеру гибко настраивать свойства раствора под конкретные геологические условия. Понимание ее сущности – фундамент для грамотного проектирования рецептур буровых растворов.

Твердая фаза бурового раствора – это совокупность всех твердых частиц, находящихся в его составе во взвешенном или коллоидном состоянии. Эти частицы неоднородны по своему происхождению, размеру и влиянию на свойства раствора [3, 4].

Классификация по происхождению делит всю твердую фазу на две большие группы:

- 1) Активная твердая фаза – утяжелители и химические реагенты. Это материалы, которые целенаправленно добавляются в раствор для придания ему необходимых технологических свойств.

Глинистые минералы (бентонитовый глинопорошок различных марок или глинопорошок местного происхождения) являются составляющей частью большинства буровых растворов. Частицы глины, обладая пластинчатой формой и высокой удельной поверхностью, способны к набуханию в воде и образованию прочной пространственной структуры. Именно они обеспечивают структурные реологические свойства (вязкость, статическое напряжение сдвига) и создание на стенках скважины прочной глинистой корки, которая их укрепляет и снижает фильтрацию фильтрата раствора в пласт.

Утяжелители (мел, барит, гематит) - это материалы с высокой плотностью (от 2,6 до 5,3 г/см³). Их основная задача – повысить плотность бурового раствора для создания противодействия на проницаемые горные породы для контроля возможных проявлений пластовых флюидов (нефти, газа, воды), находящихся в порах и поровых каналах под высоким давлением (пластовым), а также предотвращения обрушения неустойчивых горных пород.

Полимерные реагенты (КМЦ, полианионная целлюлоза – ПАЦ, крахмал и другие) используются в составе бурового раствора для контроля фильтрационных, реологических, стабилизационных, а также ингибирующих свойств бурового раствора.

2) Инертная твердая фаза – шлам, выбуренная порода. Это частицы породы, которые разрушаются долотом и поступают в раствор в процессе бурения.

Шлам в буровом растворе является неизбежным, но нежелательным компонентом, поскольку способствует абразивному износу (твердые частицы вызывают интенсивный износ бурильных труб, замков, долот и элементов циркуляционной системы), ухудшению реологических свойств (неконтролируемое накопление шлама приводит к резкому росту структурной вязкости и прочности геля, что увеличивает гидравлические потери, затрудняет очистку ствола и создает риск возникновения газонефтеводопроявлений), снижению скорости бурения (чем выше концентрация твердой фазы у забоя, тем больше энергии долота тратится на повторное дробление уже выбуренной породы, повышению плотности (шлам, хотя и имеет меньшую плотность, чем утяжелитель, все же увеличивает общую плотность раствора) и ухудшению качества цементирования (толстый слой шлама на стенках скважины ухудшает сцепление тампонажного камня с породой).

По размеру частиц (дисперсности) твердая фаза делится на следующие виды:

- Коллоидная фракция (менее 2 мкм): к ним относятся частицы активной глины и некоторые полимеры, они оказывают наибольшее влияние на реологические и фильтрационные свойства;

- Иловая фракция (от 2 до 50 мкм): состоит из мелких частиц шлама и частично из глины, значительно влияет на вязкость;

- Песчаная фракция (от 50 до 2000 мкм): в основном абразивные частицы выбуренной породы, подлежат обязательному удалению на поверхности.

Содержание твердой фазы в составе бурового раствора оказывает существенное влияние на его технологические свойства. Рассмотрим влияние твердой фазы на следующие свойства бурового раствора:

1. Реологические свойства - твердые частицы, особенно коллоидные, увеличивают внутреннее трение в жидкости. Чем выше их концентрация и удельная поверхность, тем выше вязкость раствора. Пластинчатые частицы глины, связываясь друг с другом, образуют пространственную «сетку» (структуру), которая характеризуется статическим напряжением сдвига (СНС). СНС необходимо для удержания частиц шлама во взвешенном состоянии при остановках циркуляции. Однако избыточная структура требует больших затрат на ее разрушение при запуске буровых насосов [5].

2. Плотность - это прямая функция от массовой доли и плотности твердых частиц. Основным вклад вносят утяжелители (мел, барит). Контроль значения плотности – важнейшее мероприятие, поскольку отклонение значения плотности бурового раствора от проектных значений (больше, чем на 0,03 г/см³) может привести к гидроразрыву пласта или газонефтеводопроявлению.

3. Фильтрационные свойства - при проникновении жидкой части раствора (фильтрата) в проницаемую породу твердые частицы откладываются на стенке скважины, формируя фильтрационную корку [2]. Качество этой корки (толщина, проницаемость, прочность) напрямую зависит от гранулометрического состава твердой фазы. Идеальная корка образуется при наличии широкого спектра размеров частиц: мелкие частицы заполняют поры между средними и крупными, создавая барьер, снижая проницаемость фильтрационной корки.

4. Стабильность и смазывающая способность - твердая фаза способствует стабилизации эмульсий (например, в растворах на углеводородной основе). Кроме того, частицы глины и некоторые полимеры, осаждаясь на стенках скважины и бурильных трубах, выполняют роль смазки, снижая крутящий момент и вероятность прихватов.

Поскольку накопление и увеличение количества твердой фазы в составе бурового раствора – основная причина технологических осложнений, в процессе бурения нефтегазовых скважин производится управление количеством твердой фазой, содержащейся в буровом растворе методом очистки и химической обработкой бурового раствора.

1. Механические методы очистки.

Для удаления шлама используется комплекс оборудования – циркуляционная система, включающая:

- вибросита (вибрационные сита): первая ступень очистки, удаляющая самые крупные частицы выбуренной породы и шлама;
- гидроциклоны (илоотделители и пескоотделители), удаляющие более мелкие частицы песчаной и иловой фракций;
- центрифуги, позволяющие отделять коллоидные частицы, используются также для регенерации дорогостоящего утяжелителя.

2. Химические методы.

Химические реагенты используются для управления состоянием твердой фазы: диспергаторы, разрушающие излишнюю пространственную структуру, созданную глиной и шламом, снижая вязкость и СНС; флокулянты, сбивающие мелкие частицы в крупные хлопья, чтобы их было легче удалить на виброситах; ингибиторы, предотвращающие набухание и диспергирование глинистых пород в растворе, стабилизируя его состав.

Выводы.

Подводя итоги, можно сказать о том, что твердая фаза бурового раствора – это сложный, но управляемый технологический параметр, который требует к себе дуалистичного подхода: с одной стороны, это незаменимый инструмент для создания необходимых реологических и утяжеляющих свойств бурового раствора, с другой – постоянный источник проблем в виде абразивного шлама и необходимости постоянного контроля его количества. Грамотное ведение работ, применение системы очистки, химическая обработка и контроль за содержанием твердой фазы являются основой эффективного, безопасного и экономически выгодного процесса строительства скважины.

Список использованных источников:

1. Басарыгин, Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2013.
2. Ребиндер, П.А. Физико-химическая механика в бурении / П.А. Ребиндер, Е.Д. Щукин, Л.Я. Маргелис. - М.: Недра, 1984.
3. Соловьев, Н.Н. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие для вузов / Н.Н. Соловьев, О.Н. Ганзенко. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1990.
4. Шищенко, Р.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Р.И. Шищенко, В.М. Карапетов, А.И. Крец. - М.: Недра, 1985.
5. Алексеев, А.Д. Современные методы контроля и управления содержанием твердой фазы в буровом растворе / А.Д. Алексеев, С.М. Иванов // Бурение и нефть. - 2020. - № 5.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭЛЕМЕНТЫ КНБК

Я.С.Дроздов

(Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр.МГБ01дв-23-01)

И.А. Четвертнева

(Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО УГНТУ, профессор)

Abstract. В данной статье проводится комплексное исследование влияния твердой фазы бурового раствора на состояние и работоспособность элементов колонны бурильных труб (КНБК). Рассматриваются основные механизмы воздействия, включая абразивный износ, эрозию и коррозионно-механическое разрушение. Анализируются факторы, усугубляющие негативные последствия, и предлагаются практические меры по минимизации ущерба для повышения эффективности и безопасности процесса бурения.

Ключевые слова: твердая фаза бурового раствора, колонна бурильных труб (КНБК), абразивный износ, эрозия, коррозионно-механическое разрушение.

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF THE SOLID PHASE OF DRILLING MUD ON THE ELEMENTS OF THE BHA

Y.S. Drozdov

(Department of Oil and Gas Well Drilling of Ufa State Petroleum Technological University, student gr.MGB01dv-23-01)

I.A. Chetvertneva

(Department of Oil and Gas Well Drilling of Ufa State Petroleum Technological University, Professor)

Abstract. This article provides a comprehensive study of the effect of the solid phase of drilling mud on the condition and operability of the elements of the drill pipe string. The main mechanisms of action, including abrasive wear, erosion and corrosion-mechanical destruction, are considered. The factors that exacerbate the negative consequences are analyzed and practical measures are proposed to minimize damage in order to improve the efficiency and safety of the drilling process.

Keywords: solid phase of drilling mud, drill pipe string, abrasive wear, erosion, corrosion and mechanical failure.

Буровой раствор, являясь одним из ключевых технологических элементов строительства нефтегазовых скважин, оказывает на процесс бурения воздействия, носящие противоположный характер - с одной стороны, буровой раствор выполняет критически важные функции, такие как транспортировка шлама, охлаждение инструмента, обеспечение устойчивости ствола и предупреждение нефтегазоводопроявлений [1]. С другой стороны, он выступает постоянным источником механического и химического воздействия на оборудование, в первую очередь, – на элементы компоновки низа колонны бурильных труб (КНБК), а также влияет на обеспечение оптимальных режимов бурения [2]. КНБК, включающая в себя, например, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), обратный клапан, калибраторы, центраторы, телеметрическое оборудование, забойный двигатель, работает в экстремальных условиях, поскольку выдерживает высокие механические нагрузки, вибрации, а также постоянный контакт с абразивной средой (буровым раствором). Твердая фаза бурового раствора, представляющая собой взвесь частиц различного размера и природы, становится главным агентом износа перечисленного дорогостоящего оборудования, а также влияет на обеспечение режимов бурения скважин – известно, что увеличение твердой фазы на 1% приводит к снижению механической скорости на 8-10% [3].

Основным и наиболее очевидным механизмом разрушения бурильного оборудования является абразивный износ - твердые частицы, находящиеся во взвешенном состоянии в потоке бурового раствора, действуют подобно абразивной пасте, их воздействие на элементы КНБК носит непрерывный и интенсивный характер. Наиболее уязвимыми оказываются элементы КНБК, на которые происходит воздействие раствора с высокой турбулентностью потока и изменением его направления. Это, прежде всего, замковые соединения бурильных труб, где зазоры и ступенчатая геометрия создают идеальные условия для интенсивного истирания. В результате происходит постепенное уменьшение толщины стенки бурильной трубы, что может привести к ее деформации, нарушению целостности и аварийной ситуации, связанной с обрывом части бурильного инструмента, невозможностью дальнейшего бурения и необходимостью проведения дорогостоящих ремонтных работ.

Аналогичному износу подвергаются корпуса забойных двигателей и турбобуров, элементы телеметрического оборудования, где высокая скорость вращения ротора в статоре в присутствии абразивных частиц значительно сокращает их ресурс. Особенно опасны частицы выбуренной породы, обладающие высокой твердостью, такие как кварцевый песок. Неконтролируемое накопление шлама в растворе многократно ускоряет процесс абразивного износа, поэтому их концентрация напрямую зависит от эффективности работы системы очистки бурового раствора – вибросит, гидроциклонов и центрифуг.

Помимо общего абразивного износа, существует более локализованное и кинетически интенсивное явление – эрозия. Эрозия возникает в условиях высокоскоростного потока, несущего твердые частицы. Когда такой поток сталкивается с препятствием или проходит через сужения, его локальная скорость резко возрастает, и частицы начинают буквально выбивать микрообъемы материала с поверхности. Классическими примерами эрозионного разрушения в КНБК являются износ опор долота, стенок промывочных отверстий в долотах и забойных двигателях, а также внутренняя эрозия бурильных труб в местах резьбовых соединений. Эрозия особенно опасна тем, что может привести к катастрофическому отказу за короткий промежуток времени. Например, интенсивная эрозия промывочных отверстий долота нарушает распределение гидравлической энергии и охлаждение, что ведет к его преждевременному выходу из строя. Эрозионный износ усугубляется с ростом плотности и вязкости раствора, так как эти параметры напрямую влияют на кинетическую энергию, которую несут частицы.

Однако механическое воздействие – это лишь одна сторона проблемы. Не менее значимым является коррозионно-механическое разрушение, которое представляет собой синергетический эффект от совместного действия агрессивной химической среды и абразивных частиц. Водная основа бурового раствора, содержащая растворенные соли, кислород и иногда сероводород, инициирует процессы коррозии. На поверхности металла может образовываться слой продуктов коррозии (окалина, ржавчина), который, как правило, более мягкий и хрупкий, чем основной металл. Твердые частицы в потоке легко сдирают этот защитный слой, обнажая свежий, активный металл для дальнейшей коррозии. Этот цикл – образование оксидной пленки и ее абразивное удаление – повторяется многократно, приводя к чрезвычайно высоким темпам потери металла. Данный механизм особенно актуален для бурильных труб, работающих на растяжение и кручение, так как коррозия часто начинается в микротрещинах и концентраторах напряжения, резко снижая усталостную прочность металла и увеличивая риск усталостного разрушения.

Таким образом, воздействие твердой фазы на КНБК является комплексной проблемой, сочетающей в себе абразивный износ, эрозию и коррозию. Для минимизации этого разрушительного влияния необходим системный подход. Первейшей и наиболее эффективной мерой является поддержание минимально возможного содержания вредной твердой фазы (шлама) в буровом растворе. Это достигается за счет:

- правильного подбора, эксплуатации и технического обслуживания всего парка очистного оборудования;
- регулярного мониторинга гранулометрического состава и количества твердой фазы;

- применение ингибиторов коррозии.

Применение ингибиторов коррозии позволяет создать на поверхности металла прочную адсорбционную пленку, устойчивую к абразивному сдиранию. Кроме того, использование смазочных добавок в буровой раствор не только снижает крутящий момент, но и создает защитный слой, уменьшающий трение и прямой контакт частиц с металлом. Наконец, правильный гидравлический расчет, направленный на оптимизацию скорости потока в кольцевом пространстве и внутри бурильной колонны, позволяет снизить турбулентность и, как следствие, интенсивность эрозионного и абразивного воздействия [4].

В заключение можно констатировать, что твердая фаза бурового раствора представляет собой постоянный и мощный фактор износа элементов КНБК [5, 6]. Ее воздействие носит многокомпонентный характер, приводя к абразивному износу, эрозии и коррозионно-механическому разрушению. Степень этого воздействия напрямую зависит от реологических, ингибирующих свойств бурового раствора, а также эффективности работы системы очистки. Снижение негативного влияния твердой фазы является не столько вопросом экономии на замене оборудования, сколько ключевым элементом обеспечения бесперебойного и безопасного ведения буровых работ. Дальнейшие исследования в этой области должны быть направлены на разработку новых износостойких материалов для элементов КНБК, более эффективных ингибиторов коррозии и создание интеллектуальных систем мониторинга износа в режиме реального времени.

Список использованных источников:

1. Голованов, М.И. Очистка и кондиционирование буровых растворов: справочное пособие / М.И. Голованов, В.В. Потапов, А.И. Фомин. - М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2003. - 368 с.
2. Басарыгин, Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2013. - 1024 с.
3. Четвертнева И.А., Антонов К.В., Мовсумзаде Э.М., Логинова М.Е. Разработка и применение полимерных реагентов в составе промывочных жидкостей при строительстве нефтегазовых скважин и добыче углеводородного сырья. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – 253 с.
4. Аминов, Р.Н. Влияние дисперсного состава твердой фазы на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора / Р.Н. Аминов, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 9. - С. 84-88.
5. Caenn, R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids / R. Caenn, H.C.H. Darley, G.R. Gray. - 7th ed. - Waltham, MA: Gulf Professional Publishing, 2016. - 738 p.
6. Огай, М.А. Влияние содержания твердой фазы на эффективность процесса бурения и методы ее снижения / М.А. Огай, В.В. Дьяченко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2015. - № 4(20). - С. 66-71.

УДК 669-179: 539.4.016

ЭФФЕКТИВНОСТЬ НОВОЙ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ АКТИВАЦИИ ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ ПЕРЕД ИОННЫМ АЗОТИРОВАНИЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ КОНСТРУКЦИОННЫХ СТАЛЕЙ

В.Р. Зайнуллина

(ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ММО313-23-01)

С.В. Чертовских

(ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

А.Д. Мингажеев

(ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Abstract. Разработана новая комплексная технология активации поверхностного слоя перед ионным азотированием, сочетающая магнитно-импульсную обработку (МИО) с

нагревом токами высокой частоты (ТВЧ). Целью разработки является повышение износостойкости конструкционных сталей 40X и 40XH, используемых в нефтегазовом машиностроении, при одновременном снижении стоимости процесса по сравнению с дорогостоящим методом активации среднеэнергетической ионной имплантацией (СЭИИА). Проведены сравнительные испытания на износ образцов, обработанных по трем технологиям: традиционное ионное азотирование (ИА), азотирование с предварительной СЭИИА и азотирование по новой технологии (МИО+ТВЧ+ИА). Результаты показали, что новая технология обеспечивает сопоставимую с СЭИИА износостойкость: потеря массы образцов для обеих сталей составила $\sim 33 \cdot 10^{-4}$ г, что в 15-17 раз превышает износостойкость исходного материала и в 2 раза – образцов после традиционного ИА. Основное преимущество разработки – экономическая эффективность, позволяющая снизить стоимость процесса азотирования в 2,1 раза. Технология является перспективной для промышленного внедрения с целью повышения долговечности ответственных деталей, таких как валы и роторы погружных насосов.

Ключевые слова: ионное азотирование, износостойкость, конструкционные стали, магнитно-импульсная обработка, токи высокой частоты, активация поверхностного слоя, среднеэнергетическая ионная имплантация, диффузионное насыщение, нефтегазовое оборудование, комплексная технология.

UDC 669-179:539.4.016

EFFECTIVENESS OF A NEW COMPLEX TECHNOLOGY OF SURFACE LAYER ACTIVATION BEFORE IONIC NITRIDING TO INCREASE THE WEAR RESISTANCE OF CONSTRUCTION STEELS

V.R. Zainullina

(Ufa State Petroleum Technological University, student of group MMO31z-23-01)

S.V. Chertovskikh

(Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor)

A.D. Mingazhev

(Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor)

Abstract. A new complex technology for activating the surface layer before ion nitriding has been developed, combining magnetic pulse treatment (MPT) with high-frequency current heating (HFC). The goal of this development is to increase the wear resistance of 40X and 40XH structural steels used in the oil and gas engineering industry, while simultaneously reducing the cost of the process compared to the expensive method of medium-energy ion implantation activation (MEIAA). Comparative wear tests were conducted on samples treated using three technologies: traditional ion nitriding (IN), nitriding with pre-SEIIN, and nitriding using the new technology (MIO+TVCh+IN). The results showed that the new technology provides wear resistance comparable to that of SEIIN: the loss of sample mass for both steels was $\sim 33 \cdot 10^{-4}$ g, which is 15-17 times higher than the wear resistance of the initial material and 2 times higher than the wear resistance of samples after traditional IN. The main advantage of this development is its cost-effectiveness.

Keywords: ion nitriding, wear resistance, structural steels, magnetic pulse treatment, high-frequency currents, surface layer activation, medium-energy ion implantation, diffusion saturation, oil and gas equipment, and integrated technology.

Проблема повышения износостойкости подвижных деталей машин и оборудования нефтегазовой отрасли является весьма актуальной. Так, например, в ряде работ проводится исследование триботехнических характеристик скользящего контакта запорной арматуры [1-5]. Традиционное ионное азотирование деталей из конструкционных сталей 40X и 40XH, используемых в нефтегазовом машиностроении, например, для изготовления валов и роторов погружных насосов, не всегда обеспечивает требуемую износостойкость из-за неоднородности азотированного слоя и образования нитридной сетки [6-8]. Альтернативный

метод активации с помощью СЭИИА (порядка 25 кэВ) эффективен для интенсификации диффузионных процессов за счет создания высокой плотности дефектов [9, 10], но дорог, что ограничивает его широкое применение [11].

Разработана новая комплексная технология предварительной активации поверхностного слоя, сочетающая МИО с одновременным нагревом ТВЧ. Суть способа заключается в магнитно-импульсном воздействии при нагреве поверхности ТВЧ до температуры азотирования, что приводит к образованию высокой плотности дефектов кристаллической структуры, способствующей интенсификации последующего диффузионного насыщения азотом в тлеющем разряде (ИА) [11-13].

Проведено сравнительное исследование износостойкости сталей 40X и 40XH после трех видов обработки [6, 10]: 1. Только ИА. 2. Азотирование с предварительной активацией методом СЭИИА (СЭИИА + МИО + ИА). 3. Азотирование с предварительной активацией по новой технологии (МИО + ТВЧ) + ИА.

Испытания на износ проводились на машине трения по схеме «шарик-диск» в соответствии со стандартом ASTM G99-959 и DIN50324. После испытания производилась оценка величины износа образца (потеря массы Δm). В качестве контртела использовался шарик из стали ШХ15 диаметром 3 мм. Износостойкость лабораторных образцов оценивалась при следующих условиях изнашивания: путь трения $L = 754$ м, усилие $F = 4$ Н, скорость $V = 0,25$ м/с, время испытаний $T = 1$ час, угловая скорость $\omega = 400$ об/мин, радиус вращения $R = 5$ мм, без смазки (сухое трение).

Экспериментальные исследования показали на приблизительно равную износостойкость сравниваемых комплексных технологий азотирования (для стали 40X потеря массы Δm : традиционная технология СЭИИА + МИО + ИА – $34 \cdot 10^{-4}$ г; технология (МИО + ТВЧ) + ИА – $33 \cdot 10^{-4}$ г; для стали 40XH потеря массы Δm : традиционная технология СЭИИА + МИО + ИА – $31 \cdot 10^{-4}$ г; технология (МИО + ТВЧ) + ИА – $32 \cdot 10^{-4}$ г). Новая технология (МИО + ТВЧ) + ИА обеспечила сопоставимую износостойкость с дорогостоящим методом на основе СЭИИА. Потеря массы образцов для обеих сталей оказалась практически одинаковой (разница в 0,0001 г). Величина износа (потеря массы) образцов из конструкционных сталей уменьшается при применении традиционного ионного азотирования по сравнению с исходным состоянием более чем в 8 раз, а при применении комплексных технологий азотирования – эффект еще существеннее – снижение износа в 15-17 раз по сравнению с исходным состоянием и в 2 раза по сравнению с традиционным ионным азотированием.

Интенсивность процесса диффузионного насыщения при ионном азотировании при использовании способа активации с применением СЭИИА и нового исследуемого способа на основе комплексного магнитно-импульсного воздействия при обработке токами высокой частоты оказалась практически одинаковой. Это, в частности, объясняется возможностью создания в поверхностном слое материала предельного значения плотности дефектов кристаллической структуры, способствующей интенсификации процессов диффузионного насыщения [10]. Основное преимущество новой технологии – экономическая эффективность: снижение стоимости процесса азотирования в 2,1 раза по сравнению с технологией, использующей среднеэнергетическую ионную имплантацию [6].

Таким образом, комплексная активация поверхностного слоя методом магнитно-импульсного воздействия с одновременной обработкой ТВЧ является высокоэффективной и экономически выгодной альтернативой традиционных технологий. Она позволяет достичь значительного повышения износостойкости ответственных деталей нефтегазового оборудования, сопоставимого с эффектом от СЭИИА, но при существенном сокращении затрат, что подтверждает перспективность ее промышленного внедрения [6, 10, 11].

Список использованных источников:

1. Шустер Л.Ш. Износ трибосопряжений из керамико-металлического материала на основе карбида титана / Л.Ш. Шустер, Рус.Ф. Мамлеев, Р.Р. Камалетдинова, С.В. Чертовских, Р.М. Киреев // Трение и износ. 2016 (37). № 2. С. 12–16.
2. Шустер Л.Ш. Влияние нефтяной среды на триботехнические характеристики скользящего контакта в запорной арматуре / Л.Ш. Шустер, Р.Р. Камалетдинова, С.В. Чертовских // Сборка в машиностроении, приборостроении. 2016. № 4. С. 45–48.
3. Камалетдинова Р.Р. Триботехнические характеристики керметов на основе карбида титана в экстремальных условиях нагружения / Р.Р. Камалетдинова, Р.Ф. Мамлеев, Р.Ф. Мамлеев, С.В. Чертовских, Л.Ш. Шустер // Трение и смазка в машинах и механизмах. 2014. № 1. С. 31–33.
4. Камалетдинова Р.Р. Вопросы применения керметов на основе карбида титана в трубопроводной запорной арматуре / Р.Р. Камалетдинова, Р.Ф. Мамлеев, Р.Ф. Мамлеев, С.В. Чертовских, Л.Ш. Шустер // Упрочняющие технологии и покрытия. 2014. № 2 (110). С. 3–6.
5. Чертовских С.В. Исследование адгезионных параметров трения трибосопряжений запорной трубопроводной арматуры / С.В. Чертовских, И.Р. Горлова, Р.Я. Абдюкова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. С. 116–22.
6. Криони Н.К. Повышение износостойкости деталей винтовых насосов и двигателей азотированием при подавлении процесса образования нитридной сетки / Н.К. Криони, А.А. Мингажева, А.Д. Мингажев // Вестник УГАТУ. 2022. Т. 26, № 1 (95). С. 13–21.
7. Герасимов С.А. Моделирование процесса ионного азотирования / С.А. Герасимов, М.Г. Крукович, Е.А. Бадерко, Н.П. Клочков // Наука и образование. 2013. № 1. С. 313–332.
8. Криони Н.К. Повышение износостойкости деталей машин азотированием при подавлении процесса образования нитридной сетки / Н.К. Криони, А.А. Мингажева, А.Д. Мингажев // Упрочняющие технологии и покрытия. 2022. Том 18, № 12 (216). С. 571–574.
9. Гегузин Я.Е. Диффузионная зона. М.: Наука. 1979. 343 с.
10. Мингажев А.Д. Исследование износостойкости азотированных слоев конструкционных сталей, полученных при комплексной активации / А.Д. Мингажев, С.В. Чертовских, А.А. Мингажева, С.Ф. Шаймарданов, А.Е. Мокрушина // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2025. № 4. С. 200–208.
11. Патент 2795620 РФ. Способ азотирования детали из легированной стали / А.Д. Мингажев, Н.К. Криони, А.А. Мингажева. 2023. 7 с.
12. Алифанов А.В. Магнитно-импульсная упрочняющая обработка изделий из конструкционных и инструментальных сталей / А.В. Алифанов, А.В. Акулов, Ж.А. Попова, А.С. Демянчик // Литье и металлургия. 2012. № 3 (66). С. 77–82.
13. Зайнуллина В.Р. Повышение износостойкости деталей из алюминиевых сплавов методом комплексной химико-термической обработки / В.Р. Зайнуллина, С.В. Чертовских, А.Д. Мингажев // Актуальные проблемы науки и техники – 2024: сб. материалов XVII Междунар. науч.- практ. конф. молодых ученых и специалистов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. С. 334–335.

УДК 622.276

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ

А.А. Ибрагимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-11)

И.А. Нигматулин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-62)

Д.Н. Комаров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-20-11)

Д.Ф. Степанов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-20-11)

И.А. Аюпов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-20-11)

Abstract. Добыча нефти и газа – ключевая отрасль российской экономики. Перед нефтяниками стоит серьезный вызов: необходимо значительно повысить эффективность и качество буровых работ. Добиться этого можно, сфокусировавшись на двух аспектах: наращивании скорости бурения и одновременном улучшении качества всех процессов. В этом контексте именно правильный выбор бурового инструмента становится решающим фактором успеха.

Ключевые слова: месторождение, скважина, горная порода, механическая скорость, проходка, долото

UDC 622.276

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF VARIOUS TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR INCREASING THE MECHANICAL SPEED OF DRILLING

A.A. Ibragimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsz-21-11)

I.A. Nigmatulin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsz-21-62)

D.N. Komarov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBz-20-11)

D.F. Stepanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBz-20-11)

I.A. Ayupov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBz-20-11)

Abstract. Oil and gas production is a key sector of the Russian economy. Oil companies face a significant challenge: they need to significantly improve the efficiency and quality of their drilling operations. This can be achieved by focusing on two key aspects: increasing the speed of drilling while simultaneously improving the quality of all processes. In this context, choosing the right drilling tools is crucial for success.

Keywords: deposit, well, rock, mechanical speed, drilling, bit

Определение оптимального типа бурового долота под конкретные геолого-технические условия представляет собой одну из ключевых задач в процессе проектирования скважин, решаемую нефтегазовыми компаниями и буровыми подрядчиками.

Современный российский рынок характеризуется широким присутствием ведущих международных производителей буровых долот. Разнообразие физико-механических характеристик пород, значительный разброс глубин их залегания, а также применение различных технологий бурения обуславливают потребность в использовании широкого спектра конструктивных типов и моделей долот.

Современные долота с фиксированными резцами, оснащенными алмазным усилением, осуществляют разрушение породы по принципу «пропахивания». В то же время инструмент с алмазами, импрегнированными в матрицу лопастей, работает за счет эффекта «истирания». Технология PDC-долот основана на механизме срезания породы, аналогичном работе токарного станка. Конструкция шарошечных долот включает металлические

шарошки, способные к независимому вращению в процессе работы инструмента на забое. Общим элементом для всех типов долот являются режущие структуры – это может быть как стальной зуб, упрочненный твердым сплавом, так и вставки из карбида вольфрама. Их функция заключается в раскалывании, разрушении, долблении или крошении породы по принципу действия зубила или скребка, в зависимости от ее твердости. Шарошечные долота демонстрируют более высокую производительность при бурении на большую глубину и традиционно классифицируются как инструмент для проходки твердых пород, поскольку их эффективность в таких условиях превосходит возможности ранних моделей режущих долот.

В отличие от шарошечных долот, принцип действия которых основан на ударном дроблении породы, PDC-долота разрушают ее за счет срезания. Данный тип инструмента был первоначально создан для замены трехшарошечных долот при бурении в интервалах залегания мягких и средних пород. На таких участках эффективность PDC-долот оказалась значительно выше, обеспечивая скорость проходки, которая могла более чем втрое превышать показатели конкурирующих технологий.

Подобная эффективность обусловлена, главным образом, режущим принципом действия PDC-долот, а также их повышенной износостойкостью. Последняя достигается благодаря отсутствию в конструкции подвижных элементов, наиболее подверженных быстрому износу. Кроме того, удельные энергозатраты на разрушение единицы объема породы у данного типа долот существенно ниже по сравнению с шарошечными аналогами и инструментом, армированным природными алмазами.

Пятилопастные долота PDC БИТ219,1 (220,7) ВТ513УСВ.

Рассматриваемая модель бурового долота была разработана специалистами российской компании «Буринтех». Конструкция инструмента оптимизирована для эффективного бурения пород III-V категорий по буримости. Целевой интервал применения включает глинистые и песчаные отложения, несцементированные песчаники, алевролиты, аргиллиты, а также рыхлые известняки. Данный тип геологического разреза характерен для продуктивной толщи исследуемого месторождения, что обуславливает целесообразность применения этого долота.

«Агрессивная» режущая структура долота позволяет получить высокие скорости бурения. Измененный профиль обеспечивает стабильную работу долота на забое и высокую стойкость вооружения. На рисунке 1 представлен внешний вид долота.



Рисунок 1 – Внешний вид долота PDC БИТ219,1 (220,7)ВТ513УСВ

Конструкция долота включает резцы, обладающие повышенной сопротивляемостью к износу. Позади основного ряда режущих элементов расположены дополнительные вставки, выполняющие стабилизирующую функцию. На обратно конической поверхности калибратора смонтированы PDC-резцы, обеспечивающие выбуривание породы.

Для интенсификации процесса проходки при сооружении скважин на рассматриваемом месторождении использовались два типа породоразрушающего инструмента: пятилопастные долота с модифицированным профилем и усиленной режущей

структурой, оснащенные стабилизационными элементами типа БИТ219,1 (220,7) ВТ513УСВ, а также шестилопастные долота модели БИТ 219,1 ВТ 613.

При использовании PDC-долота модели БИТ219,1 максимальные показатели механической скорости бурения были зафиксированы в интервалах, соответствующих ганьковской, кузнецовской и покурской свитам, где значения достигали 173-190 м/ч. Динамика средней механической скорости в процессе бурения куста №10 отображена на рисунке 2.

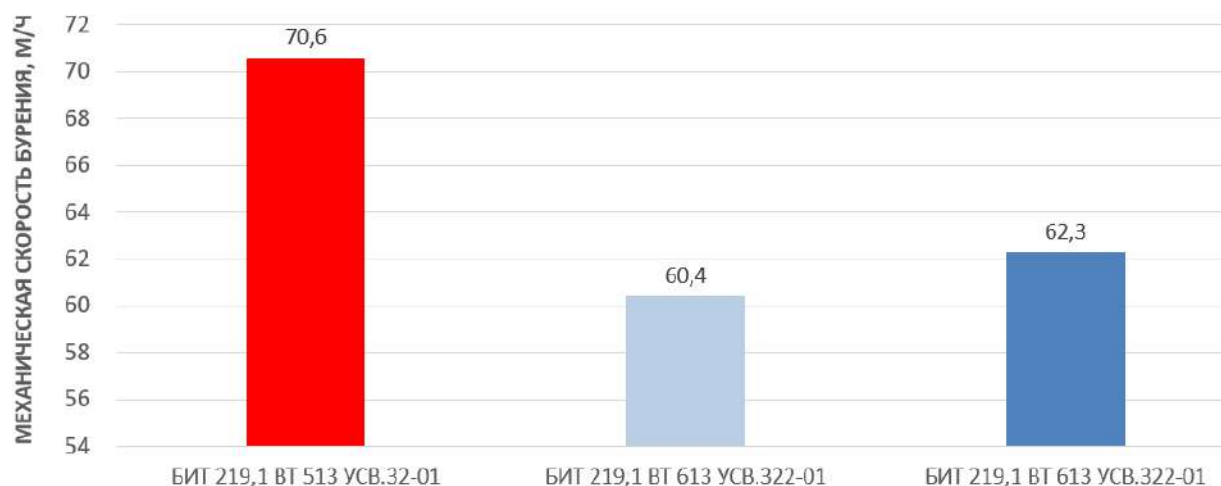


Рисунок 2 – Средняя механическая скорость при бурении куста 1038

Анализ представленных данных позволяет заключить, что пятилопастное долото БИТ 219,1 ВТ513УСВ демонстрирует более высокую производительность по сравнению с моделью БИТ 219,1 ВТ613УСВ. Данное преимущество особенно выражено при бурении интервала 1000-1300 метров, соответствующего покурской свите.

Опытно-промысловые испытания указанных типов долот с увеличенным расходом промывочной жидкости подтвердили их эффективность. Средняя механическая скорость бурения достигла 85 м/ч, что на 35 м/ч превышает показатели шестилопастных аналогов. Данное технологическое решение позволило сократить цикл строительства скважины на 15 часов.

Анализ практического опыта подтверждает, что оптимизация выбора бурового долота позволяет достичь снижения капитальных затрат при сооружении глубоких нефтяных и газовых скважин на 30-40% от общей сметной стоимости проекта.

К числу ключевых преимуществ PDC-долот относятся: повышенная стойкость к абразивному износу; сниженные требования к величине осевой нагрузки; отсутствие подвижных элементов в конструкции, что минимизирует риски осложнений и аварий; увеличенная проходка на один долот, приводящая к сокращению количества спуско-подъемных операций; высокие показатели механической скорости бурения.

Список использованных источников:

1. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / К. А. Карпов – СПб.: Лань, 2017. – 188 с.
2. Попов А. Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др.; под общей редакцией А. И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

3. Абубакиров В. А. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. / В. Ф. Абубакиров, В. А. Архангельский, Ю. Г. Буримов, и др. – М.: ОАО «Издательство Недра, 2000. – 295 с.
4. Шарипов А. Н. Оптимизация конструкций долот PDC, направленная на снижение времени бурения секции под эксплуатационную колонну / А. Н. Шарипов // Бурение и нефть, № 6. – 2013.
5. Особенности устройства долот PDC для сооружения скважин на нефть и газ. А. В. Безуглый, ООО «СГК-Бурение».
6. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
7. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
8. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.
9. Шагапов, В. Ш. Квазистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153-155.
10. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434-439.
11. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.
12. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.
13. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.
14. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792

15. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412-417

16. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.

17. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15-19.

18. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 53-55.

УДК 622.243.2

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ QUICK-STONE ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ЮЖНО-ПЯМАЛИЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Г. Иванов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБсЗ-21-11)

С.В. Любимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Abstract. В статье рассмотрено применение технологии Quick-Stone для ликвидации поглощений бурового раствора при вскрытии трещиноватых коллекторов Южно-Пямалияхского месторождения. Проведён анализ причин потерь циркуляции, механизма работы материала Quick-Stone и эффективности его применения в промышленных условиях. Показано, что использование данной технологии позволяет сократить объём потерь раствора на 60–70 %, повысить устойчивость стенок скважины и обеспечить герметизацию трещин диаметром до 3 мм.

Ключевые слова: бурение, поглощение, утечки бурового раствора, Quick-Stone, ликвидация поглощений, Южно-Пямалияхское месторождение.

UDC 622.243.2

APPLICATION OF QUICK-STONE TECHNOLOGY FOR LOST CIRCULATION CONTROL DURING DRILLING AT THE SOTH-PYAMALIYAKH FIELD

A.G. Ivanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, student gr. GBsZ-20-11)*

S.V. Lubimova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

Abstract. The paper discusses the application of Quick-Stone™ technology for lost-circulation control while drilling fractured reservoirs at the South-Pyamaliyakh field. The causes of

circulation losses, the sealing mechanism of the Quick-Stone material, and field performance results are analyzed. It is shown that this technology reduces drilling-fluid losses by 60–70 %, strengthens borehole walls, and effectively seals fractures up to 3 mm wide.

Keywords: drilling, lost circulation, Quick-Stone™, sealing material, borehole stability, South-Pyamaliyakh field

Проблема потерь циркуляции бурового раствора остаётся одной из наиболее актуальных при бурении продуктивных и трещиноватых коллекторов [1–3]. Возникновение поглощений приводит к аварийным простоям, росту затрат и осложнениям при цементировании. Традиционные методы - применение волокнистых и гранулированных материалов, цементных пробок - не всегда обеспечивают устойчивый эффект, особенно при наличии микротрещин и проницаемых зон в карбонатных породах [4, 5].

Современные композиционные системы для ликвидации поглощений (Lost Circulation Materials, LCM) развиваются в направлении использования самоактивирующихся реагентов, способных уплотняться при контакте с фильтратом раствора и температурой пласта. Одним из таких решений является технология Quick-Stone, разработанная компанией Halliburton [6].

Quick-Stone - это быстроактивирующийся композиционный материал, состоящий из гранул различного размера, волокнистых связующих и термореактивных компонентов. После закачки в зону поглощения частицы материала проникают в трещины, где под действием температуры (60–120 °С) и pH бурового раствора (8,5–9,5) происходит их расширение и образование плотной эластичной матрицы.

Получаемая структура способна герметизировать каналы шириной до 3 мм при давлении до 15 МПа [6, 7].

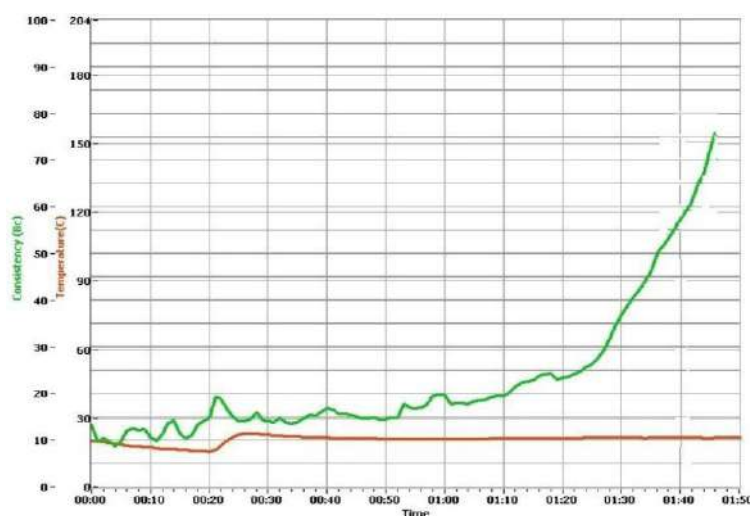


Рисунок 1 – Схема механизма герметизации трещин материалом Quick-Stone

На рисунке показано, как частицы материала набухают в трещинах и формируют самоуплотняющийся барьер.

Главным преимуществом Quick-Stone™ является возможность работы без прекращения циркуляции: смесь подаётся через бурильную колонну с промывкой и постепенно заполняет зону потерь, что сокращает время простоя на 3–5 часов [8].

В ходе анализа эффективности различных составов для ликвидации поглощений (по данным Halliburton и отечественных операторов) были получены результаты, приведённые в таблице 1 [6–9].

Таблица 1 – Сравнение эффективности различных систем для ликвидации поглощений

Состав	Макс. ширина трещины, мм	Давление герметизации, МПа	Потери раствора, л/мин	Время восстановления циркуляции, ч	Эффективность, %
Волокнисто-гранулированный материал	1,5	6	45	5–6	55–60
Цементная пробка (быстротвердеющая)	2,0	10	25	8–10	70
Quick-Stone™	3,0	15	15	2–3	90–95

Из таблицы видно, что Quick-Stone™ обеспечивает наибольшую степень герметизации и минимальные потери раствора при малом времени восстановления циркуляции.

Полевые испытания проводились на эксплуатационной скважине № 47 глубиной 2890 м. При бурении интервала 2370–2450 м наблюдались интенсивные потери до 30 л/мин в трещиноватых доломитах. После закачки 0,8 м³ Quick-Stone™ и промывки раствором KCl–PHPA потери снизились до 5 л/мин, а через 2 ч циркуляция восстановилась полностью.

По данным шлама-анализа и ГТИ, фильтрационная корка стала плотнее, толщина её уменьшилась с 1,2 до 0,5 мм. Это подтверждает формирование герметизирующего экрана и стабилизацию стенок ствола.

Использование Quick-Stone™ позволило сократить непроизводительное время на 8 часов и снизить расход бурового раствора на 25 м³. В пересчёте на стоимость 1 м³ раствора (≈ 9000 руб.) экономический эффект составил около 225 000 руб. на одну операцию.

Кроме того, предотвращение осложнений при цементировании обеспечивает дополнительное сокращение затрат на последующие работы по изоляции [9].

Применение технологии Quick-Stone™ при бурении эксплуатационных скважин в трещиноватых карбонатных коллекторах Южно-Пямалихяхского месторождения обеспечивает:

- снижение потерь бурового раствора до 70 %;
- герметизацию трещин шириной до 3 мм при давлении до 15 МПа;
- сокращение непроизводительного времени на 6–8 часов;
- стабилизацию стенок и улучшение качества фильтрационной корки;
- экономический эффект 225–250 тыс. руб. на операцию.

Таким образом, технология Quick-Stone™ является эффективным и экономически обоснованным решением для ликвидации поглощений при бурении в сложных геолого-технических условиях.

Список использованных источников:

1. ГОСТ 33213–2014 (ISO 10414–1). Растворы буровые. Методы лабораторных испытаний. – М.: Стандартинформ, 2015. – 36 с.
2. ГОСТ Р 51858–2002. Растворы буровые. Общие технические требования. – М.: Госстандарт России, 2002. – 24 с.
3. Иванов К. С. Буровые растворы и их свойства. – М.: Недра, 2015. – 280 с.
4. Дарли Г. К., Грэй Г. Р. Состав и свойства буровых и тампонажных растворов. – СПб.: Недра, 2016. – 704 с.
5. Справочник инженера по буровым растворам / Под ред. Р. М. Муслимова. – М.: Недра, 2018. – 512 с.
6. Поляков В. Н. Управление свойствами буровых растворов при осложнённых условиях бурения. – М.: Недра, 2017. – 238 с.

7. Латыпов Р. Р., Сабилов А. И. Анализ причин и способов устранения потерь циркуляции бурового раствора в Западной Сибири. // Бурение и нефть. – 2020. – № 11. – С. 42–46.

8. Габдрахманов Н. Х. Проблемы потерь циркуляции бурового раствора и пути их решения. // Геология, бурение и разработка месторождений. – 2021. – № 4. – С. 85–90.

9. Бузин В. П., Кузнецов А. В. Повышение эффективности ликвидации поглощений при бурении в карбонатных коллекторах. // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 6. – С. 100–107.

10. Шакиров И. Ф., Гильмутдинов Р. М. Технологии предотвращения и ликвидации потерь буровых растворов при бурении скважин. // Технологии нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 56–63.

11. Лаптев А. П., Чернов А. А. Опыт применения композиционных материалов для ликвидации поглощений. // Бурение и нефть. – 2022. – № 7. – С. 30–34.

12. Хайруллин Ф. А., Сафин Р. Г. Применение современных материалов для изоляции зон поглощений. // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 9. – С. 90–97.

УДК 519.21

СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Д.П. Исаева, М.Р. Гатиятуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студенты гр. БСН-22-11)

Abstract. В статье рассматривается статистический метод прогнозирования надежности нефтепромыслового оборудования, основанный на анализе эксплуатационных данных. Представлена последовательность проведения статистического анализа. Выявлены преимущества и недостатки статистической обработки информации.

Ключевые слова: надежность, нефтепромысловое оборудование, прогнозирование, эксплуатация, статистический анализ.

UDC 519.21

STATISTICAL METHOD FOR FORECASTING THE RELIABILITY OF OILFIELD EQUIPMENT

D.P. Isaeva, M.R. Gatiyatullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of
Oktyabrsky, students gr. BSN-22-11)*

Abstract. This article examines a statistical method for predicting the reliability of oilfield equipment based on the analysis of operational data. The procedure for conducting statistical analysis is presented, and the advantages and disadvantages of statistical data processing are identified.

Keywords: reliability, oilfield equipment, forecasting, operation, statistical analysis.

В процессе работы буровое и нефтегазовое оборудование испытывает влияние агрессивных компонентов, огромные статические и динамические нагрузки. Эффективность работы глубинного оборудования часто определяется углом искривления скважины, ее глубиной, физическими и химическими свойствами среды, в которой осуществляется эксплуатация. В совокупности все эти факторы вызывают повышенное изнашивание элементов установок и приводят к уменьшению надежности оборудования. В целях предупреждения поломок и минимизации экономических потерь необходимо проводить прогнозирование надежности, которое дает возможность выявить изменения технического состояния оборудования в процессе эксплуатации. Ухудшение прочности машин напрямую связано с увеличением расходов и необходимыми остановками производственного процесса, что негативно сказывается на общей эффективности добычи.

В настоящее время методы прогнозирования надежности оборудования условно подразделяют на три основные группы:

1. Методы экспертных оценок.
2. Комбинированный метод моделирования, предусматривающий применение физических, математических и информационных моделей исследуемого объекта.
3. Статистический метод прогнозирования.

Рассмотрим наиболее перспективное направление - применение статистического подхода при прогнозировании надежности. Принимая во внимание рассеивание информации о надежности, необходимо вводить в эксплуатацию нужное количество объектов, подлежащих научному наблюдению, как в процессе производственной эксплуатации, так и при проведении лабораторных испытаний. Обработка статистических данных о надежности с заданной вероятностью позволяет производить оценку ожидаемого периода работы установки и после этого разрабатывать эффективную техническую политику предприятия в области обслуживания и эксплуатации оборудования.

Проведение статистического анализа надежности происходит в следующем порядке:

1. Построение вариационного ряда;
2. Группировка вариационного ряда;
3. Расчет параметров статистического распределения;
4. Оценка резко выделяющихся статистических данных;
5. Построение эмпирических кривых;
6. Выбор теоретического закона распределения показателей надежности;
7. Проверка гипотезы о соответствии эмпирического закона распределения с помощью критериев согласия;
8. Определение доверительных границ показателей надежности.

При проведении анализа используются законы распределения вероятностей случайных величин. Часто применяются следующие законы: экспоненциальное распределение, распределение Вейбулла, усеченный нормальный закон распределения, которые моделируют срок службы, частоту отказов изнашивающихся деталей машин и определяют суммарную наработку восстанавливаемых ремонтируемых компонентов нефтяного оборудования. Пример графика плотности вероятности распределения Вейбулла показан на рисунке 1.

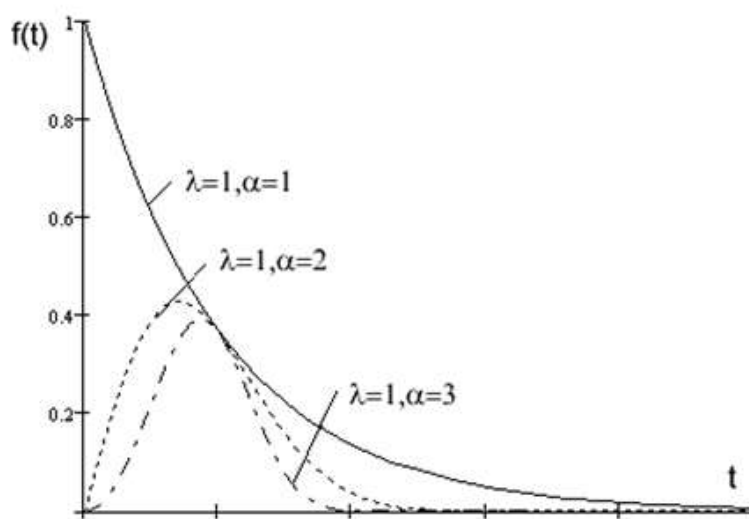


Рисунок 1 - Графики плотности вероятности распределения Вейбулла

По данным статистического ряда строятся графики статистических функций показателя надежности. На рисунке 2 показан пример: гистограмма статистической функции распределения показателя надежности. По оси абсцисс изображены временные интервалы, по оси ординат – опытная вероятность безотказной работы.

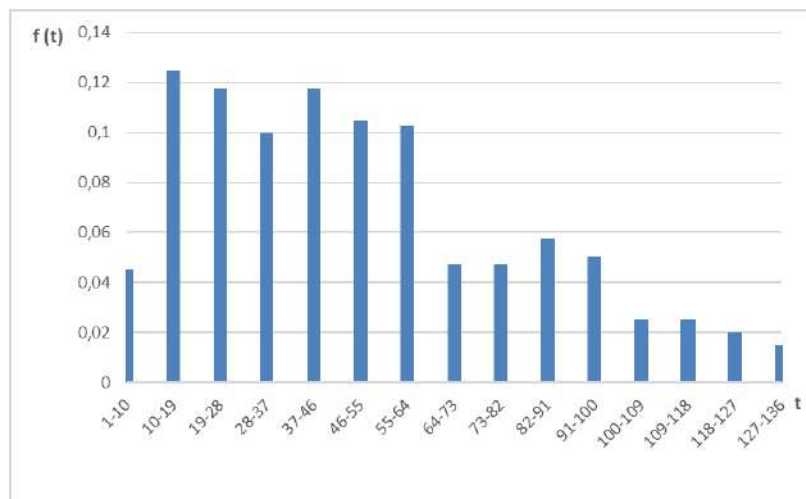


Рисунок 2 - Гистограмма статистической функции распределения показателя надежности

Преимущества методы статистической обработки информации:

- Использование математических и статистических параметров, что часто делает расчет параметров надежности последовательным;
- Возможно применение данных об аналогичном оборудовании или системах для составления прогнозов, повышая точность при наличии достаточного количества соответствующих данных;
- Статистическая обработка позволяет количественно оценить надежность с помощью четких числовых результатов;
- Прогнозы можно уточнять с помощью поправочных коэффициентов и обновлений по мере накопления дополнительных данных, что со временем может привести к повышению практической точности;
- Подход поддерживает систематический анализ на различных этапах жизненного цикла оборудования и в различных условиях эксплуатации.

Рассмотрим недостатки рассматриваемого метода:

- Его точность во многом зависит от качества, актуальности и объема данных, которые не всегда могут быть доступным;
- Статистические функции часто предполагают контролируемые или идеальные условия, тогда как реальные условия эксплуатации могут быть весьма изменчивыми и непредсказуемыми, что приводит к неточностям;
- Задержки при сборе и анализе значимых данных об отказах на объекте затрудняют своевременное обновление данных о надежности в режиме реального времени;

Чрезмерная опора на статистические модели может привести к упущению из виду качественной информации или возникающих видов отказов, не отраженных при анализе данных. Выбор метода прогнозирования определяется наличием данных, сложностью оборудования и задачами эксплуатации. Комплексное применение этих подходов ведет к сокращению числа аварий и продлению срока службы техники.

Список использованных источников:

1. Зайнаглина, Л. З. Методы повышения надежности и долговечности оборудования нефтяных и газовых промыслов / Л. З. Зайнаглина, Р. Р. Степанова, Д. П. Исаева // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта

- 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 729-733.
2. Антонов А. В., Никулин М. С. Статистические модели в теории надежности : учеб. пособие. М.: Абрис, 2012. 390 с.
 3. Арженовский С.В., Молчанов И.Н. Статистические методы прогнозирования. Ростов н./Д., 2001. 74 с.
 4. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья.-М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.-275 с.
 5. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1987. – 264 с.
 6. Труханов В.М. Методы обеспечения надежности изделия – М.: Машиностроение, 1985. – 304с.
 7. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.
 8. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.
 9. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.
 10. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.
 11. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.
 12. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
 13. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
 14. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
 15. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP

Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.

16. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидаций / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.

17. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.

18. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A. Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

19. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

20. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

21. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

22. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.

23. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В УПРАВЛЕНИИ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН: АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

В. А. Калинушкин

*(ГБПОУ Октябрьский Нефтяной Колледж им. С. И. Кувыкина,
преподаватель 1 категории)*

Е. С. Калинушкина

*(ГБПОУ Октябрьский Нефтяной Колледж им. С. И. Кувыкина, преподаватель
высшей категории)*

А. И. Альмухаметов

(ГБПОУ Октябрьский Нефтяной Колледж им. С. И. Кувыкина, студент гр. 3Б1-23)

Abstract. Технологии искусственного интеллекта и машинного обучения постепенно перестают быть экзотикой в бурении - они всё чаще становятся частью повседневной производственной практики. В этой работе мы не просто обобщаем текущие достижения, а фокусируемся на том, как именно эти решения работают в реальных условиях: от прогнозирования скорости проходки до раннего выявления прихватов и оптимизации режимов бурения. Рассматриваются как международные кейсы (Halliburton, Schlumberger, ADNOC), так и опыт российских компаний, где цифровизация развивается в иных организационных и инфраструктурных условиях. Особое внимание уделено барьерам, которые мешают широкому внедрению ИИ - и это, как правило, не недостаток алгоритмов, а проблемы с данными, отсутствие прозрачности моделей и, что особенно важно, дефицит специалистов, способных «говорить на двух языках» - инженерном и аналитическом. Предложена модель поэтапного внедрения ИИ-решений для предприятий со средним уровнем цифровой зрелости, а также концепция модульной интеграции цифровых компетенций в образовательные программы технических вузов. Показано, что без переосмысления кадровой и организационной политики даже самые передовые технологии рискуют остаться «полочными экспонатами».

Ключевые слова: искусственный интеллект, машинное обучение, бурение скважин, предиктивная аналитика, оптимизация бурения, цифровизация, поддержка принятия решений, подготовка кадров

UDC 622.24

LEVERAGING AI AND MACHINE LEARNING IN OIL AND GAS DRILLING: STATE-OF-THE-ART REVIEW AND ROADMAP FOR IMPLEMENTATION

V. A. Kalinushkin

*State Budgetary Vocational Educational Institution S.I. Kuvykin's Octobersky Oil College,
1st Category Lecturer*

E. S. Kalinushkina

*State Budgetary Vocational Educational Institution S.I. Kuvykin's Octobersky Oil College,
Highest Category Lecturer*

A. I. Almuhametov

*State Budgetary Vocational Educational Institution S.I. Kuvykin's Octobersky Oil College,
student gr. 3B1-23*

Abstract. Artificial intelligence (AI) and machine learning (ML) are gradually ceasing to be an exotic novelty in drilling - they are increasingly becoming part of everyday operational practice. This paper does not merely summarize current achievements but focuses on how these solutions function in real-world conditions: from predicting rate of penetration (ROP) to early detection of stuck pipe incidents and optimization of drilling parameters. Both international case studies (Halliburton, Schlumberger, ADNOC) and the experience of Russian companies - where digitalization evolves under different organizational and infrastructural conditions - are considered. Particular attention is paid to the barriers hindering widespread AI adoption - which are typically not due to a lack of algorithms, but rather data quality issues, model opacity, and, crucially, a shortage of specialists capable of "speaking two languages": engineering and data analytics. A phased implementation model for AI solutions is proposed for enterprises with medium-level digital maturity, along with a concept for modular integration of digital competencies into technical university curricula. It is demonstrated that without rethinking human resource and organizational policies, even the most advanced technologies risk becoming mere "shelfware."

Keywords: artificial intelligence, machine learning, drilling operations, predictive analytics, drilling optimization, digitalization, decision support, workforce development

Нефтегазовая отрасль сегодня переживает не просто очередной технологический цикл - она стоит перед необходимостью глубокой адаптации. Легкие запасы исчерпаны, геолого-технические условия усложняются, а требования к эффективности и экологичности

становятся всё жёстче. В этих условиях бурение перестаёт быть вспомогательной операцией и превращается в один из ключевых факторов рентабельности проекта. Традиционные подходы - основанные на типовых режимах, эмпирических правилах и опыте ведущих инженеров - всё чаще не справляются с проблемами, требующими оперативности и способности работать с многомерными данными.

Именно здесь может проявить себя машинное обучение. Вместо того чтобы кодировать правила, ИИ-системы учатся на данных - на архивных «отчетах» бурения, на текущих параметрах в реальном времени, на скрытых закономерностях, которые даже опытный специалист может упустить из-за объёма информации. Прогноз механической скорости проходки, диагностика вибраций, раннее обнаружение прихватов, геонавигация в маломощных пластах - всё это уже не лабораторные, а рабочие инструменты на передовых площадках.

Однако картина неравномерна. Крупные компании активно внедряют цифровые платформы, тогда как большинство средних и мелких подрядчиков - особенно в России - сталкиваются с куда более прозаичными проблемами: разрозненные данные, устаревшая телеметрия, отсутствие каналов связи на удалённых месторождениях и, что, пожалуй, самое острое - нехватка кадров, способных не просто «нажимать кнопки», а понимать, как устроена модель и когда ей можно доверять.

Именно этот разрыв - между технологическим потенциалом и реальными условиями внедрения становится отправной точкой актуальных исследований. Главная задача - показать, при каких условиях ИИ действительно работает в бурении.

Применение машинного обучения в бурении

Машинное обучение в бурении - это не замена инженеру, а скорее его «усилитель». Когда речь заходит о десятках параметров, меняющихся каждую секунду, и нелинейных взаимосвязях между ними, человеческое восприятие быстро достигает предела. Именно здесь алгоритмы МО начинают работать на полную: они не устают, не отвлекаются и способны уловить зависимости, которые годами остаются «за кадром» даже у самых опытных специалистов [1].

Одной из первых и наиболее отработанных задач стала оценка механической скорости проходки. Здесь уже давно не экспериментируют с простыми линейными моделями - на практике преобладают ансамблевые методы вроде XGBoost или Random Forest, а в сложных геологических условиях всё чаще применяют нейросети. Например, на одном из месторождений в Персидском заливе модель на основе XGBoost, обученная на данных по поглощениям бурового раствора, RPM, типу долота и литологии, показала коэффициент точности равный 0,91. Это не просто статистика - такой уровень точности позволяет реально планировать сроки бурения и корректировать логистику задолго до начала операции.

Не менее востребованы и системы классификации режимов бурения. Представьте: бурильная колонна вибрирует, крутящий момент скачет, а инженер пытается понять - это норма для данной глубины или начало прихвата? Алгоритмы SVM или случайный лес, обученные на временных рядах, могут автоматически маркировать такие состояния в реальном времени. Платформа DrillOps от Halliburton, например, использует именно такой подход, чтобы ускорить последующий анализ эффективности и выявить скрытые потери времени.

Особый интерес представляют методы обучения без учителя - особенно там, где аварийные ситуации редки или не задокументированы. Isolation Forest или автоэнкодеры учатся на «норме» и начинают бить тревогу при малейших отклонениях. Такой подход универсален: его можно адаптировать под любое месторождение, не дожидаясь, пока произойдёт десяток прихватов для сбора обучающей выборки [3].

Наконец, нельзя не упомянуть геологическую интерпретацию в реальном времени. Нейросети, обученные на LWD-данных (гамма-каротаж, удельное сопротивление, плотность), сегодня способны распознавать литологию с точностью выше 85 % - этого

достаточно, чтобы удерживать ствол в продуктивной зоне даже при бурении маломощных пластов. Schlumberger уже внедрила такой модуль в свою платформу DELFI.

Правда, есть одно «но»: всё это работает только при условии качественных и согласованных данных. А в реальности - особенно на старых или удалённых площадках - данные часто фрагментарны, зашумлены или записаны в несовместимых форматах. Без предварительной очистки и стандартизации даже самая изящная модель превращается в «дорогую игрушку».

Прогнозирование осложнений с использованием ИИ

Осложнения при бурении - это не просто технические неприятности. Это системные риски, которые могут сорвать сроки, взорвать бюджет и поставить под угрозу безопасность. По оценкам SPE, до 30 % всех затрат уходит на непроизводительное время, вызванное прихватами, поглощениями, выбросами. ИИ предлагает сменить парадигму: вместо реакции - проактивная диагностика.

Возьмём, к примеру, прихваты буровой колонны - одну из самых дорогостоящих проблем. Они редко возникают внезапно: за часы до инцидента начинают расти крутящий момент и вибрации, снижается расход бурового раствора. LSTM-сети, обученные на таких временных паттернах, способны выявить угрозу за несколько часов. На месторождениях ADNOC такая система, обученная на 150+ скважинах, сократила число прихватов на 40 %, а общее количество - на 22 % за год [5]. Но ключевой момент здесь - не сама модель, а качество подготовки данных: фильтрация шумов, синхронизация потоков, единые временные метки.

Аналогичный подход работает и при прогнозировании поглощений. Алгоритмы отслеживают динамику уровня в ёмкостях, перепады давления и градиенты пластового давления, выдавая предупреждение за 15–30 минут до начала события. Этого времени достаточно, чтобы скорректировать плотность раствора или снизить поглощение бурового раствора.

Для раннего обнаружения притоков традиционные пороговые системы часто опаздывают. ИИ же улавливает даже незначительные, но системные отклонения между входным и выходным расходами. По данным Baker Hughes, это сокращает время реакции на 2–3 минуты - а в условиях выброса это может быть разницей между контролируемой ситуацией и аварией [4]. Наконец, оценка устойчивости стенок ствола в НРНТ-условиях или в глинистых интервалах - ещё одна область, где ИИ показывает преимущество. Интегрируя геомеханические модели с операционными данными, система строит карту рисков в реальном времени и предлагает корректировки: изменить плотность раствора, снизить скорость или временно остановить бурение. В таких условиях даже небольшое преимущество в точности становится решающим.

Оптимизация процесса бурения на основе ИИ

Оптимизация бурения - это не поиск «идеального» режима раз и навсегда, а непрерывная адаптация к меняющимся условиям. ИИ здесь выступает как инструмент, способный балансировать между скоростью, безопасностью и износом оборудования - задача, которую человеку решать всё сложнее.

На переднем плане - системы автономного бурения. Они используют алгоритмы обучения с подкреплением (Reinforcement Learning), где «агент» получает награду за рост механической скорости проходки и штраф за вибрации или отклонение от траектории. Со временем он вырабатывает собственную стратегию управления, адаптированную под конкретный участок. Например, система Autonomous Tractor от Baker Hughes повысила общую эффективность бурения на 18 % за счёт снижения простоев и более стабильной проводки.

Более гибкий подход - системы поддержки принятия решений (DSS). Они не заменяют инженера, а дают ему «второе мнение», основанное на опыте тысяч скважин. Платформа NOVOS от National Oilwell Varco, например, анализирует текущую ситуацию и предлагает рекомендации по выбору долота, КНБК или режимов бурения - особенно ценно

при освоении новых, «незнакомых» участков. Особенно впечатляют результаты в геонавигации [2]. При бурении горизонтальных стволов в тонких пластах даже метровое отклонение может привести к потере добычи. ИИ-алгоритмы, интегрирующие LWD, сейсмику и геомодель, корректируют траекторию в реальном времени. По данным Equinor, такие системы удерживают ствол в продуктивной зоне более чем на 95 % длины горизонтального участка. Это уже не «цифровая фантастика» - это рабочая реальность передовых компаний.

Ограничения и вызовы

Несмотря на впечатляющие кейсы, путь от пилотного проекта к массовому внедрению остаётся тернистым. И главные препятствия - не в алгоритмах, а в реальных условиях эксплуатации.

Качество данных - первая и главная проблема. Модель может быть идеальной, но, если входные данные содержат пропуски, ошибки синхронизации или записаны в разных форматах (а это типично для площадок с оборудованием от нескольких производителей), её выводы становятся ненадёжными. Без предварительной стандартизации и очистки даже XGBoost или трансформер не спасут.

Интерпретируемость - вторая серьёзная преграда. Инженер на буровой редко последует рекомендации, если не понимает, почему система её выдала [6]. Особенно это касается глубоких нейросетей - их решения воспринимаются как «чёрный ящик». Без визуализации, объяснений или хотя бы логических правил доверие к ИИ остаётся низким.

Инфраструктура - третий фактор. Не на всех площадках есть стабильный канал связи в реальном времени. На шельфе или в Заполярье задержки в передаче данных делают онлайн-аналитику бесполезной. Приходится либо ограничиваться офлайн-обработкой, либо ждать модернизации связи. Но, пожалуй, самый острый дефицит - в кадрах. Сегодня крайне мало специалистов, которые одновременно понимают физику бурения и умеют работать с Python, Scikit-learn или TensorFlow. А без таких людей любая ИИ-платформа превращается в дорогой, но безмолвный агрегат.

Предложения и перспективы

Учитывая эти ограничения, представляется разумным отказаться от амбициозных планов «полной цифровизации за год» и перейти к постепенному, но устойчивому внедрению - особенно для средних компаний.

Во-первых, образование. Необходимо ввести в учебные планы технических вузов модуль «Цифровые технологии в бурении», где студенты с 3–4 курса получали бы базовые навыки анализа данных, работали с открытым ПО (Python, Pandas, Scikit-learn) и решали кейсы на симуляторах с реальными данными. Это сформирует поколение инженеров, для которых ИИ - не «чуждая технология», а естественный инструмент.

Во-вторых, предлагается трёхэтапная модель внедрения:

1. Сбор и стандартизация данных - даже без сложных моделей это уже даёт эффект: улучшается контроль, снижаются ошибки.
2. Запуск готовых решений в облаке - использование SaaS-платформ с предобученными моделями (например, для прогноза механической скорости проходки или диагностики вибраций).
3. Локальная адаптация через партнёрство с вузами - совместная разработка решений на основе открытого кода и анонимизированных данных.

В-третьих, стоит рассмотреть создание национальной анонимизированной базы данных бурения. Это позволило бы вузам и стартапам обучать модели на репрезентативных выборках, а компаниям - тестировать решения без риска утечки коммерческой тайны.

Все эти меры не требуют миллиардных инвестиций, но создают инфраструктуру доверия - к данным, к технологиям и, главное, к людям, которые их используют.

Заключение

Сегодня уже никто не спорит: ИИ и машинное обучение работают в бурении. Кейсы от Halliburton, Schlumberger и даже отдельных российских компаний убедительно

показывают снижение поглощения бурового раствора, рост механической скорости проходки и повышение безопасности. Но переход от единичных успехов к масштабируемой практике - совсем другая задача.

Главная проблема - не в алгоритмах, а в контексте их применения. Фрагментарные данные, разнородное оборудование, слабые каналы связи, отсутствие единых стандартов - всё это сводит на нет даже самые изощрённые модели. Ведь качество предсказания определяется не архитектурой нейросети, а полнотой и достоверностью входной информации.

Не менее важен и человеческий фактор. Без интерпретируемости, без понимания логики модели, без доверия со стороны инженера - ИИ остаётся «чёрным ящиком», который проще игнорировать, чем использовать. Особенно в условиях, где ошибка может стоить миллионов.

Но, пожалуй, ключевой вызов - кадровый. Отрасли нужны не просто «инженеры с Python», а специалисты нового типа: те, кто мыслит системно, видит связь между геологией, механикой и данными, и умеет переводить выводы модели в практические решения. Подготовка таких кадров пока не встроена в образовательные траектории - и это серьёзный упущенный потенциал.

Поэтапное внедрение, модульное обучение, совместные исследовательские платформы - направлены именно на преодоление этих барьеров. Они не обещают мгновенного прорыва, но обеспечивают реалистичную траекторию развития, доступную даже при скромных ресурсах.

В конечном счёте, ИИ не заменит инженера. Он изменит его роль: от исполнителя инструкций - к аналитику, наставнику модели и хранителю контекста. И будущее бурения будет определяться не тем, насколько «умны» алгоритмы, а тем, насколько осмысленно и гибко они встроены в живую, человеческую технологическую цепочку.

Список использованных источников:

1. Еремин, Н. А. О возможностях применения методов искусственного интеллекта в решении нефтегазовых задач / Н.А. Еремин, Д. А. Селенгинский // Известия ТулГУ. Науки о Земле. – 2023. – №1. – С. 201-211.
2. Жигалов К. Ю., Аветисян К. Р., Маркова С. В. Перспективы использования систем искусственного интеллекта в задачах автоматизированного обновления картографического материала // Московский экономический журнал. 2021. №1. С. 20-28.
3. Лямина, Н. Ф. Обоснование внедрения технологии термометрической косы в интеллектуальных скважинах / Н. Ф. Лямина, Н. В. Горбачёв, Р. Х. Касаев // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – №2. – С. 45-48.
4. Максимова М. А. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли и экология // Молодой ученый. – 2023. – № 12 (459). – С. 45-47
5. Цуприков, А. А. Математическая модель механической скорости проходки с тремя параметрами для оптимизации бурения нефтегазовых скважин / А. А. Цупиков // Проблемы управления. – 2022. – №4. – С. 21-28.
6. Щербаков, Р. Э. Использование методов машинного обучения «без учителя» для предупреждения прихватов бурильной и обсадной колонн / Р. Э. Щербаков, А. В. Ковалев // Известия ТПУ. – 2022. – №4. – С. 66-78.

УДК 622.245

МОДИФИКАЦИЯ ТАМПОНАЖНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПОЛИСУЛЬФИДОМ КАЛЬЦИЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ

И.М. Кильдибаев

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
студент гр. БГБ-23-03)*

М.О. Чиж

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
студент гр. МГБ01-24-01)*

Р.Р. Сабирзянов

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
студент гр. А2147-21-01)*

Ф.А. Азамов

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, профессор)

Аннотация. Настоящее исследование посвящено изучению влияния полисульфида кальция на долговечность цементного камня в условиях воздействия сероводородсодержащих флюидов с целью обеспечения герметичности затрубного пространства и предупреждения осложнений при эксплуатации нефтегазовых скважин. Разработана и экспериментально апробирована концепция защитного барьерного механизма, реализующегося посредством кольматации порового пространства и блокирования диффузионных каналов проникновения агрессивных компонентов в структуру цементного камня. Экспериментальная программа включала испытания модифицированных образцов тампонажной смеси СТШПР-120 (Active) с различным содержанием полисульфида кальция в диапазоне 0-5 % по массе, выдержанных в моделируемой H₂S-содержащей среде в течение 45 и 90 суток. Комплексная оценка деградационных процессов осуществлялась с применением методов растровой электронной микроскопии и рентгенофазового анализа. Установлено, что введение модификатора в концентрации 3-5% обеспечивает существенное снижение интенсивности коррозионной деструкции образцов при сохранении требуемого уровня механических характеристик композита.

Ключевые слова: строительство скважин, цементный камень, полисульфид кальция, долговечность тампонажного материала, сероводородная коррозия, рентгенофазовый анализ.

UDC 622.245

MODIFICATION OF CEMENTING COMPOSITIONS WITH CALCIUM POLYSULFIDE FOR PROTECTION AGAINST HYDROGEN SULFIDE CORROSION

I.M. Kildibaev

(Ufa State Petroleum Technological University, student, group BGB-23-03)

M.O. Chizh

(Ufa State Petroleum Technological University, student, group MGB01-24-01)

R.R. Sabirzyanov

(Ufa State Petroleum Technological University, student, group A2147-21-01)

F.A. Agzamov

(Ufa State Petroleum Technological University, professor)

Abstract. The present study is devoted to investigating the effect of calcium polysulfide on the durability of cement stone under exposure to hydrogen sulfide-containing fluids in order to ensure the integrity of the annular space and prevent complications during oil and gas well operation. A concept of protective barrier mechanism has been developed and experimentally validated, implemented through colmatation of pore space and blocking of diffusion channels for aggressive components penetration into the cement stone structure. The experimental program included testing of modified samples of STSHPR-120 (Active) cementing slurry with calcium polysulfide content varying in the range of 0-5% by weight, maintained in simulated H₂S-containing environment for 45 and 90 days. Comprehensive assessment of degradation processes was carried out using scanning electron microscopy and X-ray phase analysis methods. It has been established that introduction of the modifier at a concentration of 3-5% provides a significant reduction in the intensity of corrosion degradation of samples while maintaining the required level of mechanical characteristics of the composite.

Keywords: well construction, cement stone, calcium polysulfide, durability of cementing material, hydrogen sulfide corrosion, X-ray phase analysis.

Оценка эффективности модификации проводилась с использованием следующих методов:

1. *Визуальный и объемный анализ коррозионных повреждений* – измерение глубины проникновения коррозии и расчет объема деструктированной зоны после извлечения образцов из среды.

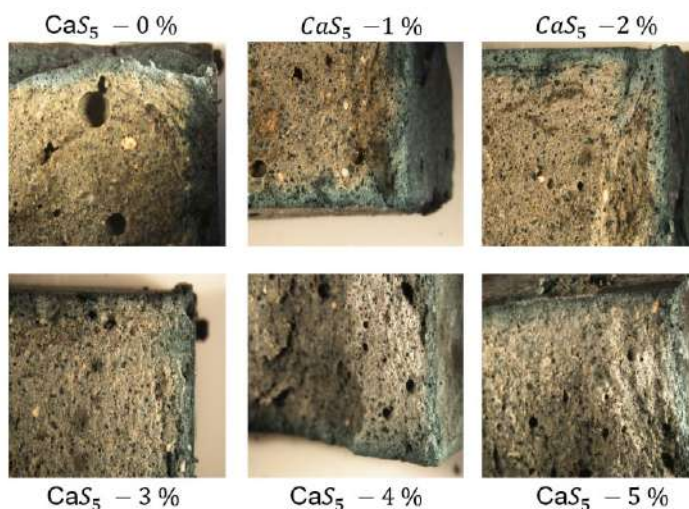


Рисунок 1- глубина коррозии образцов после коррозии.

Таблица 1- сравнительный анализ объёмов коррозии в зависимости от концентрации

Концентрация полисульфида кальция, %	Глубина коррозии, мм	Объём коррозии, см ³	Объём коррозии, %
0	3,9	20,42	51
1	2,2	15,66	39
2	1,3	9,72	24
3	0,7	5,41	13
4	0,6	4,65	11
5	0,35	2,75	6

2. *Механические испытания* – определение предела прочности при изгибе и сжатии на гидравлическом прессе MATEST E160N для оценки влияния добавки и коррозии на несущую способность материала [1]. Результаты испытаний представлены на рисунке 2.

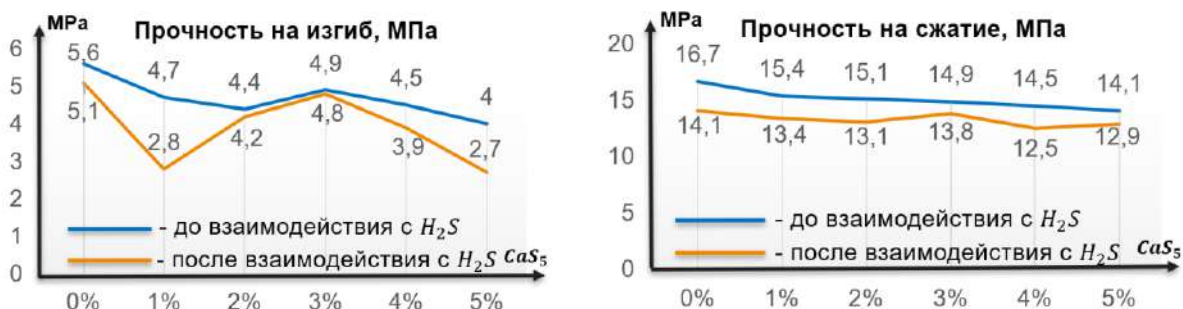


Рисунок 2- прочностные характеристики образцов до и после коррозии.

3. *Рентгенофазовый анализ* - определение качественного и количественного состава кристаллических фаз, присутствующих в природных и синтезируемых материалах. Согласно

результатам на рисунке 3 видно, что количество исходных минералов в большей мере сохраняется при увеличении концентрации добавки [2]. Содержание продуктов коррозии же падает.

Вещество	0 центр	0 край	3 центр	3 край	5 центр	5 край
SiO_2	29,58 %	36,05 %	32,81%	25,11%	31,07%	26,33%
C_3A	2,27%	2,65 %	3,89%	2,73%	3,54%	2,04%
C_4AF	0,64%	1,61 %	0,89%	0,53%	0,01%	0,28%
C_3S	15,09%	20,01 %	21,14%	8,14%	20,41%	10,65%
C_2SH	11,33%	9,12 %	13,43%	16,06%	14,39%	16,39%
C_3S_3H	3,26 %	16,41 %	19,67%	37,67%	22,42%	36,62%
$CaCO_3$	5,77 %	11,33 %	5,86%	6,52%	5,45%	5,27%
$CaSO_4$	0,75 %	2,82 %	2,31%	3,24%	2,71%	2,43%

Вещество	0 центр	0 край	3 центр	3 край	5 центр	5 край
SiO_2	11,81%	11,80%	11,26%	9,25%	14,39%	13,47%
C_3A	1,42%	0,30%	0,09%	1,19%	1,42%	1,57%
C_4AF	0,35%	0,10%	0,30%	0,26%	0,27%	0,00%
C_3S	4,54%	2,61%	2,23%	4,56%	5,17%	4,29%
C_2SH	32,34%	32,75%	35,27%	30,83%	28,34%	33,79%
C_3S_3H	10,28%	8,82%	2,66%	8,42%	10,28%	2,11%
$CaCO_3$	21,01%	21,30%	28,95%	23,16%	21,01%	20,80%
$CaSO_4$	4,46%	0,00%	4,87%	4,38%	4,82%	5,03%
$C_5S_6H_5$	13,78%	22,31%	14,38%	17,95%	13,78	18,93%

Рисунок 3 - Прочностные характеристики образцов до и после коррозии.

Список использованных источников:

1. Агзамов, Ф. А. Исследование коррозионностойкого тампонажного состава в условиях сероводородной агрессии по экспресс-методике / Ф. А. Агзамов, И. Н. Каримов, Р. Р. Сабирзянов, М. О. Чиж, И. М. Кильдибаев // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 4. – С. 27–36. – DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-4-27-36>.
2. Агзамов, Ф. А. Исследование коррозионностойкого тампонажного состава в условиях сероводородной агрессии по экспресс-методике / Ф. А. Агзамов, И. Н. Каримов, Р. Р. Сабирзянов, М. О. Чиж, И. М. Кильдибаев // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 4. – С. 27–36. – DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-4-27-36>.

УДК 622.24.051

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ БИЦЕНТРИЧНЫХ ДОЛОТ

И.А. Клементьев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБсз-21-11)

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. При бурении скважин Михайловского месторождения в интервале 550-885 м (эксплуатационная колонна) возможны поглощения бурового раствора до 26 м³/ч. Для бурения данного интервала предлагается применение бицентричного долота с целью расширения ствола скважины и дальнейшей установки оборудования локального крепления стенок скважины ОЛКС-216 для изолирования осложненных интервалов.

Ключевые слова: скважина, осложнения, бицентричное долото, оборудование локального крепления стенок скважины.

UDC 622.24.051

RATIONALE FOR THE USE OF BICENTRIC BITS

I.A. Klementyev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, student of the group GBSz-21-11)

A.F. Shakurova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. When drilling wells at the Mikhailovskoye field in the interval of 550-885 m (production casing), drilling mud absorption of up to 26 m³/hour is possible. For drilling this interval, it is proposed to use a bicentric bit to widen the borehole and subsequently install OLKS-216 local wellbore wall support equipment to isolate difficult intervals.

Keywords: borehole, complications, bicentric bit, equipment for local lining of well walls.

При строительстве скважины №14 куст №3 на Михайловском месторождении на глубине 812 м (Серпуховский горизонт), открылось поглощение интенсивностью 6 м³/ч. Бурение велось на технической воде удельный вес 1,02г/см³. Было принято решение Заказчиком продолжить бурение с завозом воды для вскрытия всего интервала поглощения и в дальнейшем провести изоляцию зоны поглощения с последующей установкой укрепляющих цементных мостов. На глубине 828 м был получен провал, потеря циркуляции. Произведен подъем бурового инструмента. Первоначальный статический уровень после подъема КНБК составил 180 м. Для проведения ИЗП была спущена колонна труб и была попытка ликвидации поглощения путем намыва кошмы и прокачки ВУС и дальнейшей установки укрепляющих цементных мостов. Было проведено две попытки ликвидации поглощения бурового раствора, с установкой цементных мостов, но результатов они не принесли. Принято решение о бурении на гидрозатворе с последующей установкой ОЛКС-216 (оборудование локального крепления стенок скважины).

Для этого возникла необходимость подготовить ствол скважины в интервале установки ОЛКС-216 диаметром не менее 235мм, в результате чего была собрана роторная КНБК: шарошечное долото 215,9мм R40AP + расширитель PPM216/237, скорость при бурении с расширением в интервале 828-845м составила 2,9 м/ч.

Для сокращения времени подготовки ствола скважины было принято решение о подъёме КНБК с целью исключения из нее расширителя. После смены КНБК был пробурен интервал 845-870 м со скоростью 4,75 м/ч, затем был произведен дополнительный рейс с использованием расширителя PPM216/237. В результате подготовки ствола скважины для спуска и установки ОЛКС-216 было произведено два дополнительных рейса. Общее время ликвидации геологического осложнения составило 14 суток.

Рассмотрев физико-механические свойства горных пород и условия бурения при строительстве скважин на Михайловском месторождении, предлагается включить в состав КНБК бицентричное долото 215,9х241,3х171,5мм CSDR5413S-C1 производства компании "NOV Downhole".

Паспорт долота представлен на рисунке 1.

Бицентричные долота предназначены для бурения с одновременным расширением ствола скважины в мягких и средних малоабразивных горных породах, позволяют бурить скважины большего диаметра, чем обычно возможно при диаметре ранее спущенной обсадной колонны. Долота имеют стальной фрезерованный корпус, который оснащенный PDC-резцами и различными алмазосодержащими композиционными материалами.

Паспорт долота

ReedHycalog® Bits



Проходной диаметр: 215.9мм
Диаметр бурения: 241.3мм
Максимальный диаметр инструмента: 171.5мм

CSDR5413S-C1

Техническое описание

Высота резьбового соединения(мм): 567
Диаметр проходного отверстия (мм): 51
Диаметр по шейке долота (мм): 153
Размер соединения (мм): 115
Тип соединения: Api Reg Pin
Момент свинчивания (Н/м): 27000
Проходной диаметр(мм): 215.9
Диаметр бурения (мм): 241.3
Максимальный диаметр инструмента (мм): 171.5
Диаметр пилота (мм): 187.3

Конструктивные особенности долота

100% резцы Raptor®

Технология производства резцов Raptor позволяет на 400% увеличить их стойкость к абразивному износу, а также на 200% увеличить их термостабильность. Высокий уровень стойкости двух кромок режущей структуры к абразивному износу позволяет поддерживать вооружение долота острым – что дает возможность бурить большие интервалы с большей скоростью проходки.

CSD® - Линия бицентричных долот, спроектированных так чтобы с их помощью возможно было разбуривать цементный стакан и башмак ОК и в дальнейшем получать диаметр скважины больше чем диаметр предыдущей колонны. Таким образом, эти долота позволяют снизить число СПО, и, соответственно, стоимость бурения. Технологии CSD запатентованы, и кроме возможности разбурки цемента, также имеют хорошие показатели по управляемости.

ВАЖНО: При бурении бицентричным долотом, всегда нужно помнить о максимальном диаметре инструмента, который может быть расположен выше долота. Превышение этого диаметра может вызвать проблемы при прохождении внутри колонны, и стать причиной повреждения долота и/или других элементов КНБК.

Долото серии Hybrid

Импregnированные алмазами вставки, установленные за резцами долота, ограничивают глубину проникновения. Обычно используется на плече долота, долота серии Hybrid обладают улучшенной поперечной устойчивостью, не влияя на МСП.

Калибр пилота

Длина (мм): 38
Геометрия: Прямой
Профиль: Плоский

Калибр расширителя

Длина (мм): 49
Геометрия: Прямой
Профиль: Плоский

Количество лопастей

Пилот: 5
Расш. полноразмерных: 4
Расш. неполных: 2

Материал корпуса

Пилот: Сталь
Расширитель: Сталь

Режущая структура

Пилот	К-во	Местоположение	Диаметр	Форма
Основные	32	Торец	13 мм	Цилиндрическая
Основные	2	Калибр	13 мм	Цилиндрическая
Основные	8	Триммер	13 мм	Цилиндрическая

Расширитель	К-во	Местоположение	Диаметр	Форма
Основные	17	Торец	13 мм	Цилиндрическая
Основные	2	Калибр	13 мм	Цилиндрическая
Основные	2	Калибр	13 мм	Скругленный
Основные	6	Триммер	13 мм	Цилиндрическая

Насадки и порты

Пилот	Количество	Тип	Размер
	4	C55	сменные

Расширитель	Количество	Тип	Размер
	2	C55	сменные

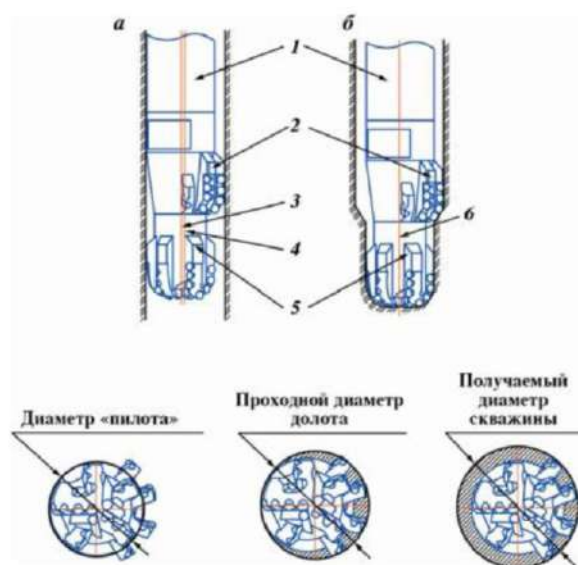
© 2012 ReedHycalog, L.P.
® and ™ are trademarks of ReedHycalog, L.P.
All U.S. and foreign rights reserved.

DOWNHOLE

За дополнительными рекомендациями по оптимизации рабочих параметров, обращайтесь к региональным представителям компании «NOV-Downhole»

Рисунок 1 – Паспорт бицентричного долота CSDR5413S-C1

Расположение бицентричного долота в скважине представлена на рисунке 2.



- а – при спуско-подъемных операциях; б – при бурении.
 1 – гидравлический забойный двигатель; 2 – расширитель; 3 – ось «пилота»;
 4 – ось скважины; 5 – «пилот»; 6 – оси «пилота» и скважины (совпадают)

Рисунок 2 – Расположение бицентричного долота в скважине

Таким образом, предложена технология бурения скважины бицентричным долотом. Использование данного долота направленно на повышение технико-экономических показателей строительства скважины, поскольку после его отработки исключается необходимость применения дополнительного рейса для расширки ствола скважины.

Список использованных источников:

1. Большая энциклопедия нефти и газа. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.ngpedia.ru (дата обращения 26.10.2025).
2. Попов А.Н. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 2003, с.199, 200.
3. Бицентричное буровое долото: учебное пособие / Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Шарипов А.Н. и др.; под общ. ред. В. Г. Кузнецова. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - 80 с.
4. Волик Д.А. В67 Буровые породоразрушающие инструменты: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. - 94 с.: ил.

УДК 622.24.063

ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

С.Н. Лиховских

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБс3-21-11)

Э.Р. Садыкова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. В настоящее время большинство месторождений являются разбуренными, по этой причине бурение новых скважин усложняет задачу: усложняются конструкции скважин, увеличивается протяжённость ствола, удлиняется горизонтальный участок скважины. Разработка буровых растворов с повышенными смазывающими

свойствами, сопоставимым с растворами на углеводородной основе является актуальным вопросом.

Ключевые слова: коэффициент трения, смазывающие свойства

UDC 622.24.063

APPLICATION OF A HIGH-PERFORMANCE WATER-BASED DRILLING FLUID SYSTEM

S.N. Likhovskiyh

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. ГБс3-21-11)*

E.R. Sadykova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, lecturer)*

Abstract. Currently, most oil fields have been depleted, making drilling new wells more challenging: well designs become more complex, the borehole length increases, and the horizontal section of the well becomes longer. Developing drilling fluids with enhanced lubricating properties comparable to hydrocarbon-based solutions is a pressing issue.

Keywords: coefficient of friction, lubricating properties

Промывочные жидкости играют значительную роль в строительстве нефтяных и газовых скважин. Улучшение качества и оптимизация параметров этой жидкости влияют на процесс производства. Исследования в этой области на сегодняшний день особенно актуальны.

На сегодняшний день на месторождениях разбурено большое количество скважин, что усложняет проводку новых скважин, разбуриваемых для поддержания добычи нефти и газа. Производится увеличение длины ствола скважины по стволу и также повышается горизонтальный участок.

Изменение общей протяженности скважины и длины горизонтального участка указаны на рисунке 1. Изменение показателя сложности наклонно-направленного бурения показано на рисунке 2.

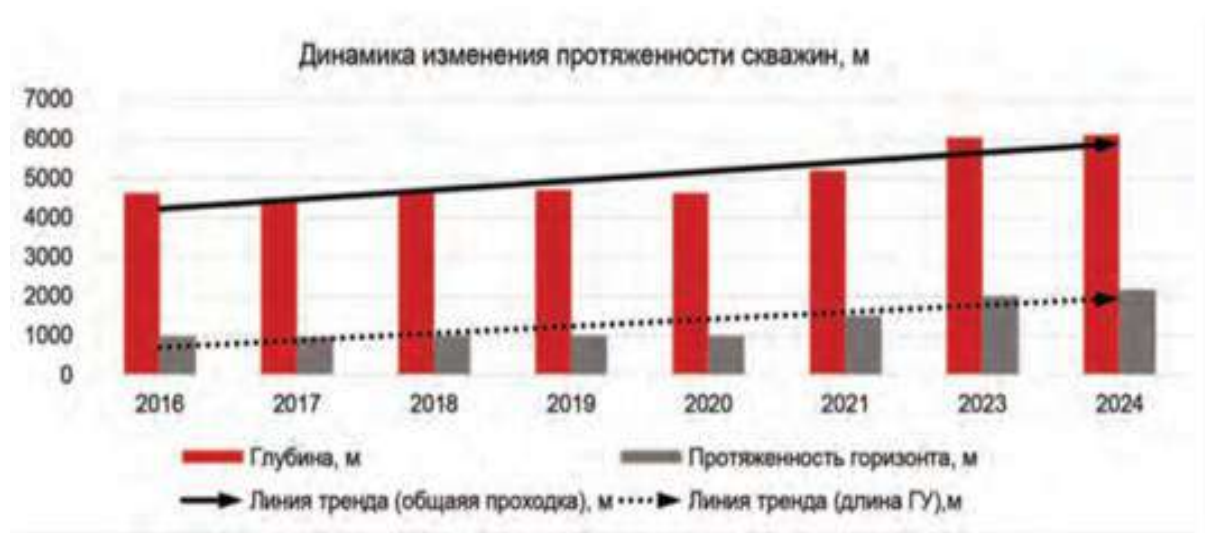


Рисунок 1 – Тренд общей протяженности скважин

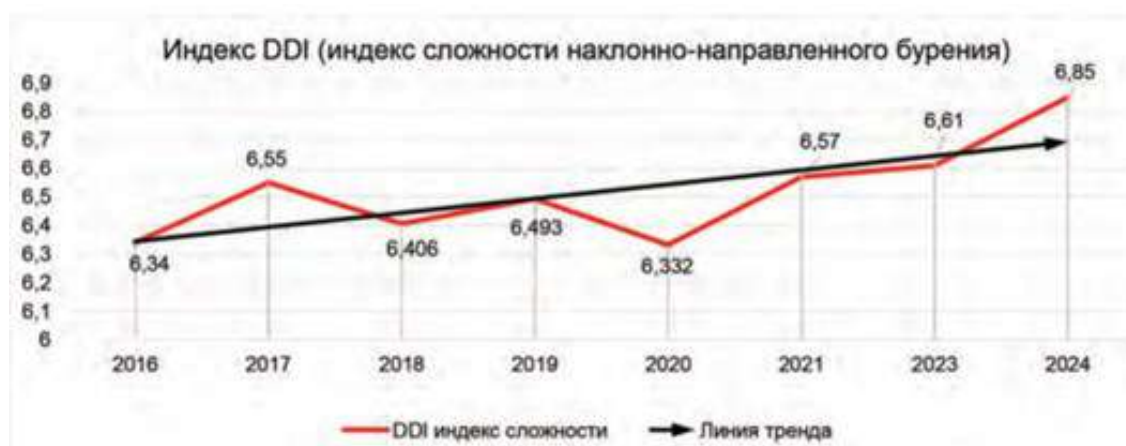


Рисунок 2 – Тренд DDI

Конструкции скважин усложняются, что вызывает ряд технологических проблем при строительстве скважин. Это увеличение крутящего момента, а также веса бурового инструмента, что может значительно повлиять на сроки и качество бурения скважины.

В соответствии с вышеперечисленными условиями к буровым промывочным жидкостям предъявляется больше требований, а именно решение так задач как снижения коэффициента трения. При повышенном коэффициенте трения возникают риски прихвата инструмента, высокий крутящий момент, износ бурового инструмента.

При вскрытии продуктивных пластов обычно применяются биополимерные или KCl-полимерные буровые растворы. Однако с усложнением конструкций скважин, с увеличением протяженности ствола и с увеличением горизонтального участка скважины, выявило ограничение данных систем буровых растворов.

Растворы на углеводородной основе показывают хорошие смазывающие свойства, отлично снижают коэффициент трения, а также при использовании данных промывочных жидкостях снижается вероятность возникновения различного рода осложнений, связанных со стабильностью ствола скважины.

Однако применение растворов на углеводородной основе требуют больших затрат. По этой причине не каждый Заказчик одобрит применение данной системы раствора.

В испытательной лаборатории ООО «БурСервис» была разработана высокоэффективная рецептура бурового раствора на водной основе, позволяющая увеличить антифрикционные свойства, снизить затраты на химические реагенты и утилизацию раствора, улучшить фильтрационные свойства.

Данная система раствора основа на рецептуре KCl-полимерного бурового раствора, с добавлением специальных реагентов для усовершенствования свойств. Рецептура представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Рецептуры испытываемых систем буровых растворов

Название реагента	Назначение	Концентрация кг/м ³	
		KCl-биополимерный	KCl-биополимерный модифицированный
CAUSTIC SODA	Регулятор pH	1	1
BURBUF	Буфер pH	-	5
MICROBIOCIDЕ	Предотвращение биодеструкции	0,5	0,5
POTASSIUM CLORIDE	Ингибитор глин	35	35
BUR-CHEK	Понижитель фильтрации	18	12
XUNTHAN GUM	Структурообразователь	3	3
BURSURE-590	Ингибитор глин	10	10
BURMUL D	Стабилизатор	-	10

Название реагента	Назначение	Концентрация кг/м ³	
		КСИ-биополимерный	КСИ-биополимерный модифицированный
BURCARB 50	Кольматант	18	18
BURCARB 5	Кольматант	70	70
BaraLube W-612	Смазочная добавка	50	-
BUR-TRIM II PLUS	Смазочная добавка	-	15-25
DRIL-N-SLIDE	Смазочная добавка	-	15-25

В испытательной лаборатории ООО «БурСервис» было произведено приготовление проб растворов согласно рецептурам, представленным в таблице 1. Определены их основные технологические параметры. Для оценки термостабильности пробы были помещены в вальцовую печь на 16 часов 90 °С. После термостатирования проб растворов повторно определены технологические параметры. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры проб систем буровых растворов

Параметр	До термостатирования		После термостатирования	
	КСИ-биополимерный	КСИ-биополимерный модифицированный	КСИ-биополимерный	КСИ-биополимерный модифицированный
Плотность, г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10 сек.} , фунт/100 кв.фут	6	5	7	6
СНС _{10 мин.} , фунт/100 кв.фут	10	6	9	9
Пластическая вязкость, сП	15	14	13	14
ДНС, фунт/100 кв.фут	27	18	21	15
рН	10,6	9,9	11	10,7
Фильтрация LTLP, см ³ /30 мин	3,0	4,4	2,6	2,8
Фильтрация НТНР, см ³ /30 мин	12,8	15,2	5	5,4

Также произведен замер смазывающей способности раствора. Результаты представлены на рисунке 3.

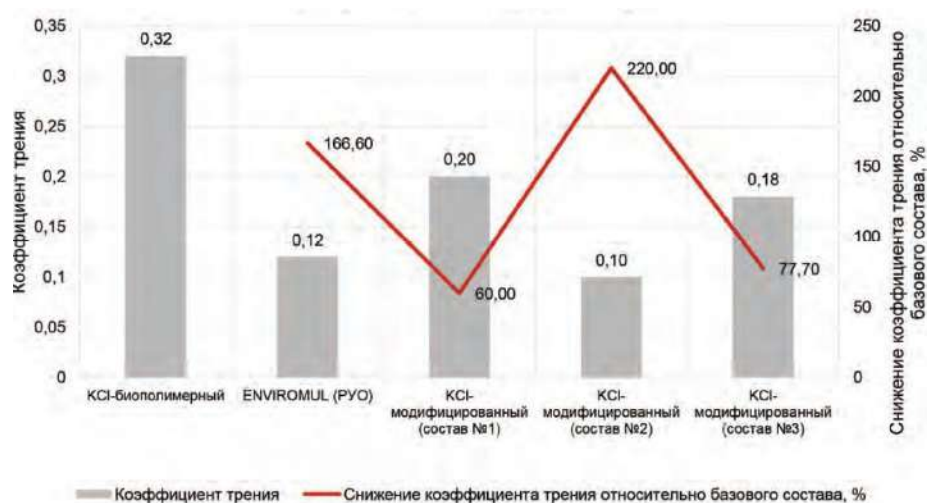


Рисунок 3 – Результаты тестов на смазывающую способность

По результатам лабораторных испытаний модифицированный КСІ-полимерный буровой раствор показал лучшие результаты: повышенные термостабильные свойства, низкие коэффициенты трения, низкие фильтрационные свойства.

При строительстве скважин на Кудринском месторождении встречаются различные осложнения, связанные с усложнением профиля скважины. Затяжки и прихваты бурового инструмента являются частыми проблемами на данном месторождении.

Поэтому в интервале эксплуатационной колонны предлагается использовать модифицированный КСІ-полимерный буровой раствор, что уменьшит затраты на химические реагенты, сократит количество затяжек и прихватов.

Таким образом модифицированный КСІ-полимерный буровой раствор компании ООО «БурСервис» показал высокие результаты: высокая термостабильность, низкие фильтрационные свойства, низкие коэффициенты трения, которые сопоставим с растворами на неводной основе.

Применение данного типа раствора на Кудринском месторождении позволит сократить общую стоимость строительства скважины, а также снизит вероятность возникновения осложнений.

Список использованных источников:

1. Морозов А.Н., Паршин А.Ю., Кочетков Д.С., Мацера А.М., Шалабодов С.А. Снижение экологической нагрузки и оптимизация затрат проекта за счет использования высокоэффективной системы РВО: Бурение-Нефть, 2025 г.
2. Белоруссов В.О. Технология борьбы с осложнениями при бурении скважин. – М.: Недра, 1967. – 162 с.
3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008.
4. Садыкова Э. Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов / Э. Р. Садыкова, Р. Р. Шарифуллина, И. А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 125-129. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370453>
5. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
6. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.
7. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.
8. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. – 2012. – Т. 17. – № 2. – С. 959-962.
9. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136.

6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

10. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

11. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

УДК 622.24.06

ВЫБОР СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

А.П. Лобанов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБсз-21-11)*

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. При строительстве скважин обеспечение самого процесса бурения и выноса из скважины выбуренной породы осуществляется промывочной жидкостью, подаваемой в скважину под давлением. Для выполнения технологических функций буровая жидкость должна иметь определенные стабильные физико-химические свойства, в том числе и плотность, при ограниченном количестве взвешенных в ней твердых частиц. Для этого буровая жидкость, вышедшая из скважины, очищается от твердых частиц шлама. Содержание оставшихся в жидкости твердых частиц является одним из факторов, влияющих на скорость бурения. Поэтому требования к очистке промывочных жидкостей в современных циркуляционных системах постоянно повышается.

Ключевые слова: скважина, промывочная жидкость, циркуляционная система, четырёхступенчатая система очистки.

UDC 622.24.06

SELECTING A WASHING LIQUID CLEANING SYSTEM

A.P. Lobanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student of group GBsz-21-11)*

T. D. Dikhtyar

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. When drilling wells, the drilling process itself and the removal of cuttings from the borehole are supported by drilling fluid, injected into the well under pressure. To perform its technological functions, the drilling fluid must have certain stable physical and chemical properties, including density and a limited amount of suspended solids. To achieve this, the drilling fluid exiting the well is cleaned of solid cuttings. The amount of solids remaining in the fluid is one of the factors affecting the permissible drilling speed. Therefore, the requirements for drilling fluid cleaning in modern circulation systems are constantly increasing.

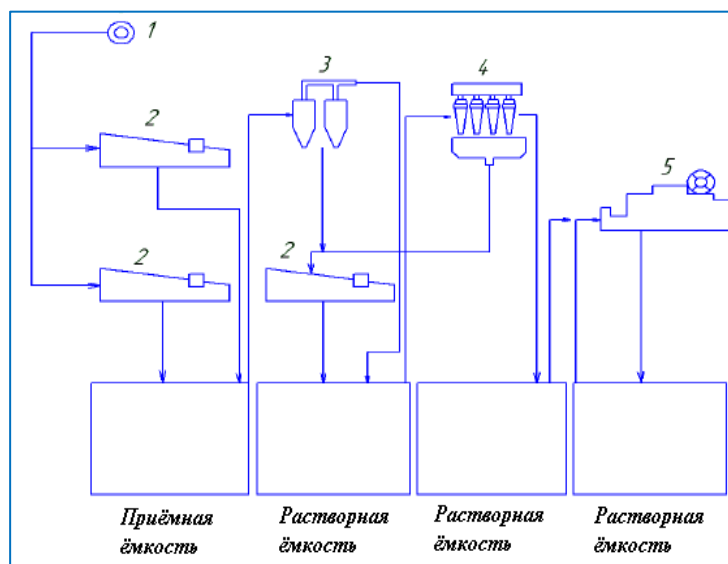
Keywords: well, drilling fluid, circulation system, four-stage cleaning system.

Важным фактором, обеспечивающим успешное бурение и качество строительства скважины, является очистка ее ствола от шлама циркулирующей промывочной жидкостью [1]. При этом происходит ее постоянное обогащение выбуренной породой, что приводит к росту структурно-механических показателей, к снижению скорости бурения и износу бурильного инструмента, возникновению осложнений в скважине, таких как затяжки,

прихваты. Обычно в промывочной жидкости присутствуют твердые частицы различных размеров: коллоидная фаза (например, глина) - от единицы до десятков мкм; барит – от 5 до 75 мкм; шлам – 10 до 25000 мкм. Внедрение в продуктивные пласты при их первичном вскрытии твердой фазы промывочной жидкости является фактором ухудшения их проницаемости. Для предотвращения негативных процессов рекомендуется применять реагенты полифункционального действия, имеющие сложные многокомпонентные составы [2-5], а для очистки жидкости от выбуренных пород применять эффективный комплекс механизмов и оборудования, входящий в состав циркуляционной системы [1].

Статистика показывает, что состав твёрдой фазы в промывочной жидкости влияет на показатели работы долота. Так, например, при увеличении на 1% твёрдой фазы скорость проходки уменьшается на 6-7%. Следовательно, необходимо контролировать и минимизировать содержание частиц выбуренной породы (в том числе и глины) путём очистки или разбавления раствора [1].

Для наилучшей очистки промывочной жидкости буровые установки снабжаются несколькими ступенями очищающего оборудования, на которых происходит процесс постепенного и последовательного удаления шлама начиная от крупных частиц до мелких. Схема четырёхступенчатой очистки промывочной жидкости от шлама представлена на рисунке 1.



1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель; 4 – илоотделитель;
5 – центрифуга

Рисунок 1 – Схема четырёхступенчатой очистки промывочной жидкости

Вибрационное сито является первой ступенью системы очистки, на которой удаляются крупные частицы твердой фазы размером 74 мкм и выше. Ситовой способ может гарантировать, что ни одна частица шлама крупнее размера ячейки сетки не попадёт в приёмную ёмкость. Виброситами из жидкости удаляется приблизительно 25-35 % твёрдой фазы. Вибросита ЛВС-1 и ЛВС-1М, производимые компанией ООО «Техномехсервис», является одноярусными с линейными колебаниями. На виброрамах установлены два вибродвигателя итальянского производства (компания Italvibras), частота вращения которых регулируется. Так же можно регулировать и угол наклона виброрама с помощью регулировочных винтов. [6]. Вибросито Mongoose PT, производимое компанией M-I SWACO, имеет линейное и сбалансированно-эллиптическое движение, позволяя переключать движение на ходу при изменении условий бурения [7]. Такая возможность, а также более высокая пропускная способность, частота колебания позволяет обеспечить

виброситу Mongoose PT более качественную очистку промывочной жидкости.

Вторая и третья ступени очистки промывочной жидкости – гидроциклоны. Для удаления твёрдой фазы (песка) с размером частиц от 50 до 74 мкм используются пескоотделители, а для коллоидных частиц, размер которых от 25 до 50 мкм, применяют илоотделители. Гидроциклонами удаляется приблизительно 30-40 % твёрдой фазы [8]. Илоотделитель и пескоотделитель часто монтируются над виброситом, в так называемую комплектацию «три в одном».

Четвёртая ступень очистки – центрифуга - является сепаратором декантаторного типа и может повысить выход твердой фазы из неутяжеленной промывочной жидкости вплоть до размеров 6-9 мкм. Применение центрифуги при комбинировании с другим оборудованием для очистки жидкости даёт возможность в зависимости от технологических условий избирательно регулировать содержание твердых частиц и максимально повысить контролирование их содержания [7].

Таким образом, содержание и состав твёрдых частиц в буровой промывочной жидкости являются фактором регулирования ее технологических свойств, а также оказывают существенное влияние на механическую скорость проходки и технико-экономические показатели скважины. Рассмотрев технические характеристики механизмов российского и иностранного производства, применяемые в системе четырёхступенчатой очистки промывочной жидкости, можно прийти к выводу, что включение в ее состав на отдельных ступенях очистки оборудования иностранного производства может быть предпочтительным для получения технологической выгоды в силу их надежности и лучших технических характеристик.

Список использованных источников:

1 Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра. - 1985. – с. 230.

2 Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов / В. П. Матюшин, Г. В. Конесев, Т. Д. Дихтябрь, В. Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.

3 Дихтябрь Т. Д. Обеспечение функциональных свойств буровых растворов / Т. Д. Дихтябрь, Д. Р. Усманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 227-230. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831>

4 Патент № 2823633 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). Реагент комплексного действия для буровых растворов на водной основе: № 2 2023115092: заявл. 07.06.2023; опубл. 26.07.2024 / Исмаков Р. А., Конесев В. Г., Янгиров Ф. Н., Дихтябрь Т. Д., Жорже-Виейра А. В., Ибрагимов Д. Ф.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet

5 Патент № 2744890 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). Смазочная добавка для буровых промывочных жидкостей на водной основе: № 2020128848: заявл. 31.08.2020; опубл. 16.03.2021 / Хафизов А. Р., Янгиров Ф. Н., Дихтябрь Т. Д., Яхин А. Р., Ибатуллин А. С.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: <https://www1.fips.ru> (дата обращения: 15.04.2022).

6 Вибросито производства компании ООО «Техномехсервис» // [Электронный ресурс]: <https://www.drillings.ru/> (дата обращения 29.10.2025 г.)

7 Оборудование компании M-I SWACO // [Электронный ресурс]: <https://www.slb.ru/> (дата обращения 29.10.2025 г.)

8 Продукция фирмы «ООО ПКФ «КубаньБурМаш»» // [Электронный ресурс]: <https://kubanbur.ru/> (дата обращения 29.10.2025 г.)

ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С УЛУЧШЕННЫМИ СМАЗЫВАЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ

Д.Д. Мамлеев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБсз-21-11)*

Аннотация. В настоящее время одним из перспективных методов для увеличения коэффициента нефтеотдачи является бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Однако существует ряд проблем, связанных с процессом бурения горизонтальных участков скважины. Одной из актуальных задач при бурении скважин является снижение прихватоопасности бурильных колонн, особенно на горизонтальном участке.

Ключевые слова: скважина, осложнения, буровой раствор, смазочная добавка, реагент.

UDC 622.248

APPLICATION OF DRILLING FLUIDS WITH IMPROVED LUBRICANT PROPERTIES

D.D. Mamleev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, student of the group GBSz-21-11)*

Abstract. Currently, one of the promising methods for increasing the oil recovery factor is drilling directional and horizontal wells. However, there are a number of problems associated with the process of drilling horizontal sections of a well. One of the urgent tasks when drilling wells is to reduce the risk of sticking of drill strings, especially in the horizontal section.

Keywords: well, complications, drilling mud, lubricant additive, reagent.

Буровые растворы выполняют такие функции как:

- Удаление бурового шлама

Растворы транспортируют отходы бурения на поверхность, обеспечивая чистоту скважины.

- Охрана окружающей среды

Современные растворы разрабатываются с учетом экологических требований, минимизируя вредное воздействие.

- Передача давления

Обеспечивают контроль над давлением в скважине, предотвращая аварийные ситуации.

Применяемые буровые растворы для промывки горизонтальных скважин можно разделить на следующие группы:

- 1) Водные растворы

На основе воды с добавками для повышения вязкости и стабилизации.

- 2) Масляные растворы

Используются в условиях, требующих особой химической стойкости.

- 3) Глинистые растворы

Основываются на глине, обеспечивая хорошую фильтрацию и стабилизацию.

Эффективная промывка горизонтальных скважин невозможна без правильного выбора и применения буровых растворов. Постоянное развитие технологий и материалов способствует повышению безопасности, экологической ответственности и экономической эффективности бурения.

Стандартные глинистые растворы часто оказываются неудобными при вскрытии продуктивных пластов горизонтальных скважин из-за таких недостатков, как избыток коллоидных частиц, колюматация пласта мелкой дисперсной фракцией и сложность регулировки реологических свойств раствора. Для их эффективного применения необходимо

учитывать геолого-технические условия конкретного месторождения и даже отдельной скважины. Традиционные буровые растворы на углеводородной основе не всегда обеспечивают качественную очистку скважины при значительном отклонении ствола, что связано с их реологическими характеристиками. При высоких температурах такие растворы разжижаются и проявляют низкую тиксотропность. Кроме того, к растворам на углеводородной основе предъявляются строгие экологические требования.

Классификация буровых растворов на углеводородной основе показана на рисунке 1.

Буровые растворы на синтетической углеводородной основе, обладая свойствами растворов на природной углеводородной основе, имеют преимущества в том, что они небiorазлагаемые.

Получить промывочные жидкости, отвечающие требованиям для бурения продуктивных пластов горизонтальных скважин, можно при использовании полимерных материалов, таких как биополимеры, полианионная целлюлоза, карбокси-метилованные и крахмалы.

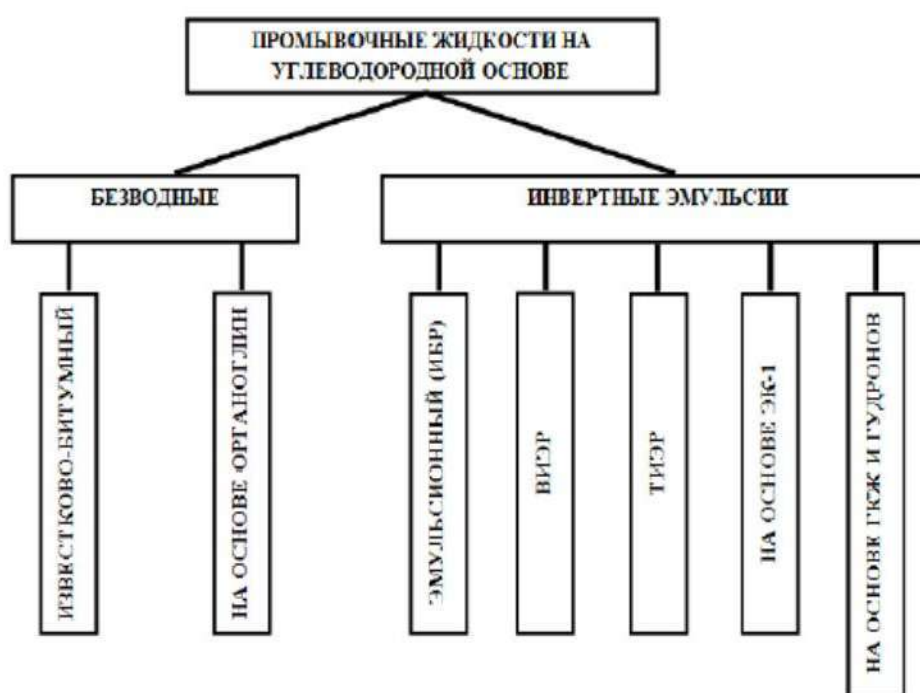


Рисунок 1 – Классификация буровых растворов на углеводородной основе

Полисахаридные реагенты в сочетании с биополимерами способны формировать водные полимерные растворы без необходимости использования твердой фазы. Промывочные жидкости на их основе по вязкости при высоких скоростях сдвига, таких как поток через насадки долота, не отличаются от воды. Однако при низких скоростях сдвига, например, при движении в заколонном пространстве, происходит загущение раствора. Эти свойства бурового раствора создают благоприятные условия для разрушения горных пород долотом и выноса шлама на поверхность [1]. Промывочные жидкости, основанные на биополимерах, обладают высокими смазывающими характеристиками. При добавлении смазочных реагентов в такие растворы наблюдается синергетический эффект, позволяющий снизить прилипание бурильного инструмента. Биополимер в буровом растворе способствует образованию поперечных связей между макромолекулами, что повышает вязкость. В результате молекулярных взаимодействий формируется гелеобразная структура, которая помогает удерживать твердые частицы во взвешенном состоянии и эффективно удалять шлам на поверхность. Классификация буровых растворов на водной основе представлена на рисунке 2.

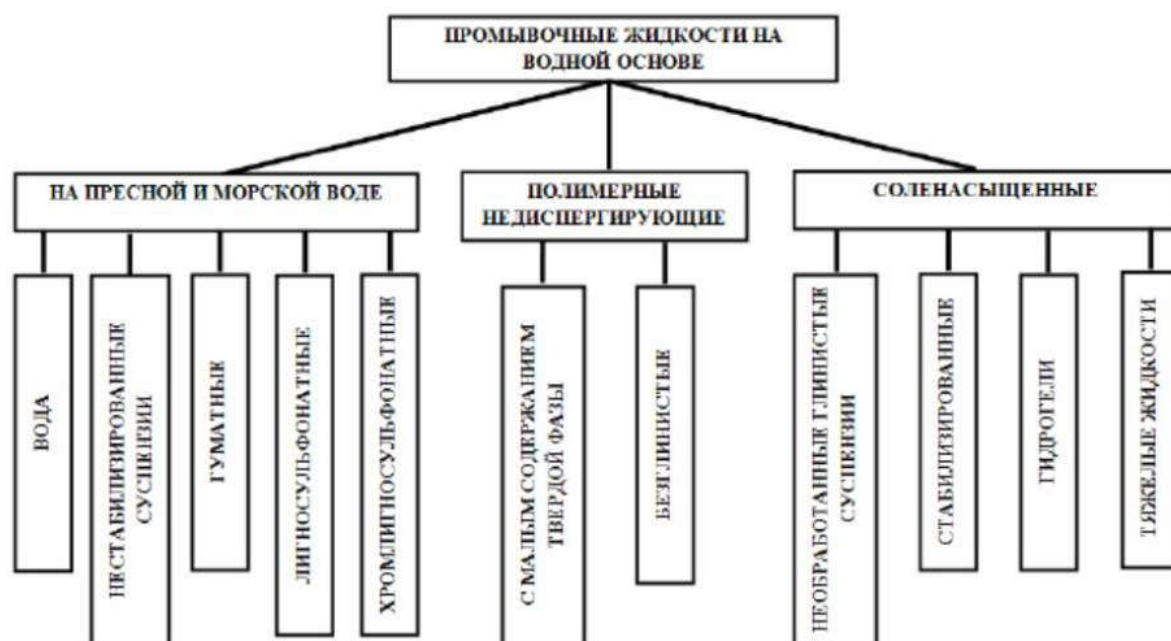


Рисунок 2 – Классификация буровых растворов на водной основе

На данный момент наибольшее распространение находят буровые растворы на водной основе, с использованием смазочных добавок, что объясняется их доступностью, распространенностью и безопасностью.

Список использованных источников:

1. Зозуля Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.
2. Заливин В. Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учебное пособие / В. Г. Заливин. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.
3. Кульчицкий В. В. Буровой супервайзинг: учебное пособие / В. В. Кульчицкий. – Москва: ИЦ РГУНГ, 2018. – 315 с.
4. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам: учебник / Я. А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 663 с.
5. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.
6. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.
7. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.
8. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

9. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.
10. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.
11. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.
12. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.
13. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
14. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
15. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
16. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
17. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимаздинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.

УДК 622.245.1

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

Р.С. Манский

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБсз-21-11)*

Р.М. Вафин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Основной причиной возникновения проблемных ситуаций, получаемых в процессе строительства скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород, является их растепление и обратное промерзание. Используя преимущества одновременного бурения и спуска обсадной колонны скважины, технология обсадной колонны во время бурения (CWD) является одним из передовых методов, который может предупредить большинство осложнений при бурении. Технология бурения на обсадной колонне обеспечивает возможность одновременного бурения и обсадки скважин, используя обсадные трубы большого диаметра вместо обычных бурильных труб. Объединяя технические преимущества, технология CWD обеспечивает большую стабильность ствола скважины при гораздо меньших потерях жидкости и повреждении пласта за более короткое время бурения по сравнению с обычной процедурой бурения.

Ключевые слова: бурение, растепление, многолетнемерзлые породы, обсадная колонна, кондуктор.

UDC 622.245.1

ANALYSIS OF CASING-BASED DRILLING TECHNOLOGY IN A PERMAFROST INTERVAL

R.S. Mansky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBsz-21-11)

R.M. Vafin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The main reason for the emergence of problematic situations that arise during the construction of wells in permafrost intervals is their thawing and refreezing. Taking advantage of the simultaneous drilling and casing running of a well, casing while drilling (CWD) technology is one of the advanced methods that can prevent most drilling complications. Casing drilling technology enables the simultaneous drilling and casing of wells using large-diameter casing pipes instead of conventional drill pipes. By combining technical advantages, CWD technology provides greater wellbore stability with significantly less fluid loss and formation damage in a shorter drilling time compared to conventional drilling procedures.

Keywords: drilling, thawing, permafrost, casing, conductor.

Исторически первое применение обсадных колонн вместо бурильных труб для бурения нефтяных скважин относится к (1920-1970)-м годам в некоторых ограниченных случаях. Колебания цен на нефть в дополнение к изменениям в требованиях мировых нефтяных рынков инициируют идею бурения многочисленных скважин при гораздо более низкой стоимости проекта. Эта важная причина обеспечивает возможность внедрения технологии бурения обсадных колонн в большем количестве полевых применений по всему миру с 1998 года.

При появлении верхнего силового привода в технологии бурения стало возможным применение различных типов труб для передачи крутящего момента и гидравлической мощности на породоразрушающий инструмент. В связи с оптимизацией процессов бурения была разработана технология бурения на обсадных трубах (casing while drilling), которая является одной из наиболее перспективных.

История разработки данной технологии относится к концу 1970-х годов, первые прототипы были изобретены в СССР, однако на современном этапе развития данной технологии многие сервисные компании активно используют и разрабатывают новые инструменты для технологии бурения на обсадной колонне.

Технология бурения на обсадной колонне позволяет производить одновременный спуск обсадной колонны в неустойчивых и осложненных интервалах, имеющих склонность к

осыпям и обвалам, а также к поглощениям бурового раствора. Данная технология позволяет произвести минимальное количество спуско-подъемных операций, произвести крепление ствола скважины в один рейс.

Классификация систем бурения на обсадной колонне подразумевает два вида модулей – извлекаемые и неизвлекаемые, применяющиеся в различных условиях и секциях цикла строительства скважин.

Первая система (рисунок 1) бурения на обсадной колонне используется для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин, которая позволяет производить смену КНБК без подъема обсадной колонны.

Компоновка низа бурильной колонны подвешивается в профильном ниппеле в башмаке обсадной колонны, извлечение КНБК производится с помощью геофизического кабеля.

В состав компоновки низа бурильной колонны входят специальные виды долот, забойный винтовой двигатель, телеметрические системы для ориентирования компоновки по плановой траектории ствола скважины. Над долотом устанавливается лопастной расширитель, позволяющий расширить ствол скважины под буримую колонну.



Рисунок 1 – Компоновка для бурения на обсадной колонне наклонно-направленных участков

Неизвлекаемые системы для бурения на обсадной колонне используется для бурения верхних интервалов ствола скважины, преимущественно с минимальным зенитным углом. Однако на этапе современного развития методов БОК имеется возможность комбинирования традиционного бурения (С ВЗД для бурения участков с набором или падением зенитного угла) и бурения на обсадной колонне (прямолинейные участки).

В таком случае обычно используются специальные виды долот из легкоразбураиваемых материалов, которые могут быть нормализованы с помощью обычных PDC с КНБК на бурильном инструменте.

Внедрение неизвлекаемой компоновки бурения на обсадной колонне широко используется и в России, обычно данный метод применяется при бурении верхних секций – направления и кондуктора в условиях вечной мерзлоты. Преимуществами этой технологии является – упрощение конструкции КНБК, включающее в себя буровой башмак

(разбуриваемый), обратный клапан (рисунок 2).

Преимущества и недостатки систем сведены в таблицу 1.



Рисунок 2 – Неизвлекаемая система для бурения

Таблица 1 – Системы бурения обсадной колонной

Тип системы	Преимущества	Недостатки
Извлекаемая система	1 возможность набора параметров кривизны. 2 смена компоновки без подъема КНБК. 3 применение любого породоразрушающего инструмента	1 сложная многокомпонентная компоновка. 2 высокая стоимость оборудования. 3 высокие риски аварийности при работе.
Неизвлекаемая система	1 упрощенная компоновка (клапан + долото). 2 бурение труднобуримых интервалов (с включением галечников, валунов и др.).	1 невозможность бурения в сложных геологических разрезах. 2 бурение только прямолинейных участков 3 невозможность подъема КНБК при аварии.

В 1990-2000 годах компаниями Schlumberger и Tesco, основываясь на результатах исследований, были проведены испытания по извлекаемой компоновке. В последующем они начали подразделять компоновки обсадных колонн, классифицируя их по 4 уровням (рисунок 3):

Первый уровень компоновки - это управляемый спуск в пробуренный ствол, где применяется прорабатывающий буровой башмак и колонна вращается при необходимости в зоне посадок или затяжек. Необходимым в оснастке является направляющий башмак, различные центраторы, турболизаторы, пакера, скребки, МСЦ и т.д. Процесс цементирования традиционной. Обладает простотой и сравнимой экономичностью оборудования, однако имеет потребность во времени СПО.

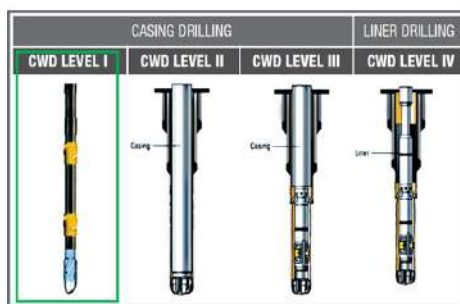


Рисунок 3 – Уровни компоновок для БОК

Основной причиной возникновения проблемных ситуаций, получаемых в процессе строительства скважин в интервалах залегания многолетнемёрзлых пород, является их растепление и обратное промерзание. С целью минимизации этого явления необходимо выполнить ряд следующих рекомендованных мероприятий:

- температура бурового раствора, по возможности, должна быть максимально приближенной к температуре интервала залегания многолетнемёрзлых пород, с этой целью необходимо исключить подогрев промывочной жидкости в емкостном блоке и системе циркуляции;
- обеспечить минимизацию теплового влияния на интервал залегания много-

летнемёрзлых пород за счёт применения бурового раствора с пониженной водоотдачей (не более 8 см /30 минут).

- с целью предотвращения дополнительного размыва ствола скважины необходимо применять тиксотропный буровой раствор для образования в интервалах каверн застойных зон;

- максимально сократить промежуток времени от вскрытия интервала залегания многолетнемёрзлых пород до спуска и цементирования обсадной колонны.

Основные виды осложнений в секции кондуктора представлены в таблице 2. Геокриологическая характеристика пород на Ен-Яхинском месторождении представлены в таблице 3.

Таблица 2 – Осложнения в секции кондуктора

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
0	400	ММП	Растепление пород, кавернообразование, частичная потеря циркуляции, затяжки бурильного инструмента. Условия возникновения: - превышение температуры бурового раствора от регламентируемых - увеличение длительности контакта бурового раствора с ММП (времени бурения и крепления, в т.ч. простои и т.п.);
0	400	Деформация обсадных колонн	Влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины

Таблица 3 – Геокриологическая характеристика пород

Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Глубина залегания нейтрального слоя, м	Температура, °С	Льдистость пород, %	Засоленность пластовой воды, %	Наличие: да, нет			Предел прочности мерзлых пород на разрыв МПа
от (верх)	до (низ)					таликов	интервал консолидированных глин	пропластков газогидратов	
0	45	1-3	-3	40	0,6-1,3	нет	нет	нет	17,4
45	175	-	-2 -3	5		да (60-90м)	да (90-170м)	нет	
175	340	-	-1 -2	5-10		нет	нет	нет	
340	400	-	0 -1	-		нет	нет	нет	

При бурении секции кондуктора применялась компоновка первого уровня с буровым башмаком и колонной обсадных труб премиум качества Õ TMK UP PF 339.72 X 9.65 R95. При этом применялись следующие режимы бурения (таблица 4).

Таблица 4 – Режим бурения секции под кондуктор

Интервал				вид технологической операции	способ бурения	условный номер КНБК	режим бурения				скорость выполнения тех. операции м/ч
по вертикали		по стволу					осевая нагрузка, т	СВП об/мин	крут. момент кН м	расхо д л/с	
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)								
0	450	0	450	бурение	комбинированный	1,2	5-12	80-120	-	55-75	35-45

Сравнительный анализ механической скорости проходки представлены на рисунке 4.

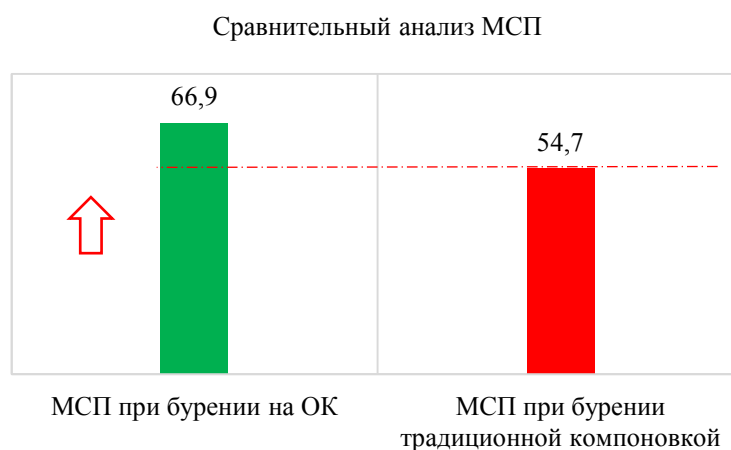


Рисунок 4 – Сравнительный анализ МСП

Применение технологии в случае данной скважины наиболее целесообразно, с целью быстрого перекрытия зон ММП обсадной колонной «Кондуктор» в интервале 0 – 450 метров. Фактическая траектория скважины (вертикальная проекция) представлена на рисунке 5.

Применяемые КНБК при бурении секции кондуктора представлены в таблице 5.

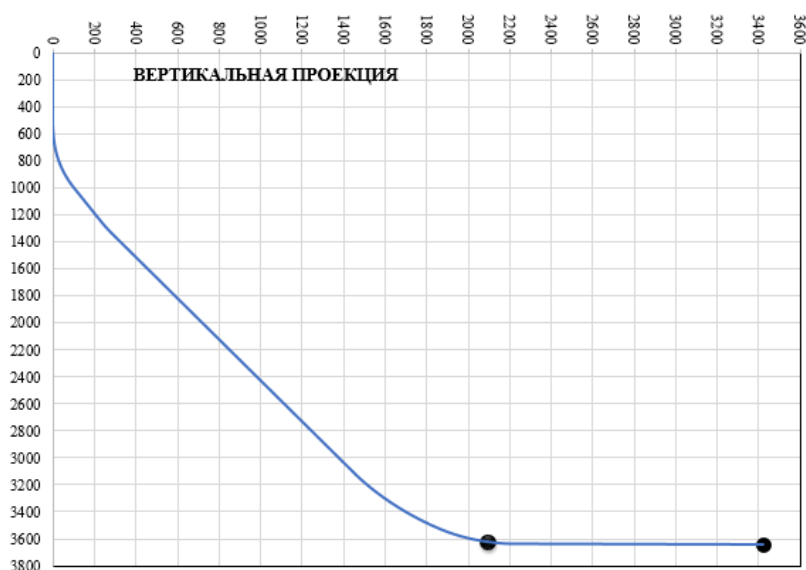


Рисунок 5 – Фактическая траектория скважины (вертикальная проекция)

Таблица 5 – Применяемые КНБК при бурении секции кондуктора

Кондуктор КНБК №1						Кондуктор КНБК №2					
Элемент	Диаметр, мм		Соединение		Длина, м	Элемент	Диаметр, мм		Соединение		Длина, м
	по телу	макс	верх	низ			по телу	макс	верх	низ	
ОК340	340		ТМК UP	ТМК UP	ост	СБТ-127 NC50 S135	127		NC50	NC50	460
Буровой башмак	406,4				0,43	ТБТ-127	165				9
						УБТ-165	165				9
						переводник	165				0,52

Кондуктор						Кондуктор					
КНБК №1						КНБК №2					
Элемент	Диаметр, мм		Соединение		Длина, м	Элемент	Диаметр, мм		Соединение		Длина, м
	по телу	макс	верх	низ			по телу	макс	верх	низ	
						УБТ-209	203				9,5
						переводник	203				0,52
						УБТ-241	241				9
						Стабилизатор	203	484			2,2
						УБТ-241	241				9,5
						Стабилизатор	240	520			2,23
						УБТ-241	241				0,42
						Долото	558				0,5

Выводы

На основе проделанного анализа можно сделать следующие выводы:

- важным фактором при бурении зон ММП является время контакта активного бурового раствора с криолитозоной;
- технология позволяет сократить время строительства в среднем на 40 % в секции кондуктора;
- целесообразное применение данной технологии на данный момент в сложных геолого-литологических условиях, таких как бурение зон ММП;
- вращение премиальных обсадных труб при бурении, является эффективным способом борьбы с поглощениями в пластах с АНПД;
- долотный башмак кроме бурения выполняет функции башмака и калибратора;
- существует ограничение по геометрическим и технологическим соображениям применения меньших диаметров обсадных колонн.

Список использованных источников:

- 1 Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
- 2 Ермилов О.М., Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2003. – 218 с.
- 3 Кудрявцев С.А. Численные исследования теплофизических процессов в сезонно-мерзлых грунтах // Криосфера земли. – № 4. – 2003. – С. 102-104.
- 4 Салихов З.С. Исследование и учет глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании // НТЖ. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – № 8. – 2006. – С. 8-22
- 5 Тимофеев Н.Г. Оптимизация процесса оттайки мерзлого грунта при бурении скважин // Наука и образование. – № 4(80). – 2015. – С. 57-61.
- 6 Полозков А.В. Разработка методов контроля технического состояния скважин в криолитозоне: дис к. техн. н.: 25.00.15. – М., 2009. – 161 с

УДК 622.243.2

ПРИМЕНЕНИЕ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ POWERDRIVE X6 ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

И.И. Мардашин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. ГБс3-21-11)

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Современные тенденции строительства нефтяных и газовых скважин связаны с увеличением протяжённости горизонтальных участков, ростом глубин и необходимостью высокоточного контроля траектории. Классические технологии на основе

винтовых забойных двигателей (ВЗД) имеют ряд ограничений, таких как необходимость частых остановок для ориентирования и снижение механической скорости. В статье приведён сравнительный анализ традиционного бурения с ВЗД и применения роторно-управляемой системы (РУС) PowerDrive X6

Ключевые слова: направленное бурение, роторно-управляемая система PowerDrive X6, механическая скорость, эффективность

USING THE POWERDRIVE X6 ROTARY-STEER SYSTEM IN WELL DRILLING

I.I. Mardamshin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-21-11)*

T. D. Dikhtyar

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. Modern well construction trends involve longer horizontal sections, greater depths, and the need for precise trajectory control. Traditional Positive Displacement Motors (PDM) have significant limitations, including frequent orientation stops and reduced penetration rates. This paper provides a comparative analysis of conventional PDM drilling and the use of the rotary steerable system (RSS) PowerDrive X6.

Keywords: directional drilling, rotary steerable system PowerDrive X6, penetration rate, efficiency

Рост сложности профилей скважин и увеличение глубин бурения требуют применения технологий, обеспечивающих точное наведение ствола, стабильную работу буровой колонны и эффективный вынос шлама. Традиционно для управления искривлением использовались винтовые забойные двигатели (ВЗД), позволяющие изменять направление при остановке вращения колонны. Однако такая технология сопровождается рисками: ухудшением очистки ствола, микрозавитостью, высокими шансами прихвата и значительными затратами времени на ориентирование.[2]

Альтернативой являются роторно-управляемые системы (РУС), функционирующие при постоянном вращении бурильной колонны. Они обеспечивают точное отклонение долота, устойчивую траекторию и возможность управления в реальном времени. Среди наиболее распространённых решений - система PowerDrive X6 от Schlumberger, относящаяся к типу push-the-bit.

В таблице 1 представлены основные технические параметры РУС PowerDrive X6.

Таблица 1 – Основные технические параметры РУС PowerDrive X6

Параметр	Значение
Тип системы	Push-the-bit
Диапазон BUR (град/30 м)	до 8 (для 475)
Рабочий перепад давления	31–44 бар
Макс. глубина применения	> 6000 м
Температурный предел	до 150 °C
Длина горизонтальных участков	до 1700 м
Диаметр типоразмеров	475, 675 мм и др.

Основное отличие РУС от ВЗД заключается в принципе управления: при использовании системы PowerDrive X6 бурение осуществляется в режиме постоянного вращения без необходимости перехода в «слайд». Это устраняет неравномерность вращения, повышает эффективность очистки и снижает риск осложнений.[3]

Сравнительные параметры бурения эксплуатационной секции (1280–2887 м)

скважины приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение технологических параметров ВЗД и РУС

Параметр	ВЗД (PDM)	РУС (PowerDrive X6)
Средняя механическая скорость, м/ч	9,0	14,0
Доля «слайд»-бурения, %	35	0
Частота ориентирования	каждые 30 м	каждые 150 м
Время ориентирования на 1607 м, ч	4,42	1,00
Время проработок, ч	4,82	1,61
Суммарное время бурения, ч	200,03	127,39
Экономия времени, ч	–	≈72,6

Как видно из таблицы, применение РУС позволяет увеличить среднюю механическую скорость примерно на 55 % и исключить время, затрачиваемое на слайдовые режимы и частые ориентирования. Благодаря более эффективной очистке ствола и снижению риска образования шламовых пробок снижается необходимость в проработках.

Применение РУС PowerDrive X6 обеспечивает следующие ключевые преимущества:

- повышенная скорость бурения. Полное исключение слайдовых режимов и постоянное вращение колонны позволяют достичь прироста ROP до 50–60 %;
- улучшенная очистка ствола. Непрерывное движение бурильной колонны обеспечивает равномерный вынос шлама, предотвращает образование шламовых пробок и снижает риск прихватов;
- более точное наведение. Интеграция акселерометров, магнитометров и телеметрических датчиков обеспечивает высокую точность геонавигации и удержание траектории в заданных пределах;
- снижение эксплуатационных рисков. Отсутствие эластомерного статора делает систему более устойчивой к высоким температурам и химически агрессивным растворам;
- экономия времени и затрат. Сокращение непроизводительного времени, уменьшение количества проработок и более высокая надёжность оборудования напрямую снижают себестоимость строительства скважины.[8]

Сравнительный анализ показал, что классические винтовые забойные двигатели остаются работоспособным решением, однако их ограничения - необходимость частых ориентирований, сниженная скорость бурения и риск осложнений - делают их менее эффективными для бурения сложных профилей и глубоких скважин.

Таким образом, выбор роторно-управляемой системы PowerDrive X6 для бурения эксплуатационной колонны является технически обоснованным и экономически целесообразным решением, обеспечивающим значительное повышение эффективности и надёжности буровых работ.

Список использованных источников:

- 1 Гайсин И. И., Хафизов Р. Р. Применение роторно-управляемых систем в Западной Сибири // Бурение и нефть. - 2018. - № 7. - С. 22–27.
- 2 Mitchell R. F. Directional Drilling. - Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2011. - 402 p.
- 3 Schlumberger. PowerDrive X6 Rotary Steerable System. Schlumberger, 2009. - 28 p. (Product brochure).
- 4 Baker Hughes. AutoTrak Rotary Steerable System. Baker Hughes Incorporated, 2015. - 32 p. (Technical overview).
- 5 Гавриленко Н.Н., Дмитриев В.П. «Управляемое бурение» - М.: Недра, 2016. 142-153с.
- 6 Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. - 471с.

8 Епихин А.В., Жиронкин В.С., Яночко Ю. Влияние нагрузок на надежность роторной управляемой системы наклонно-направленного бурения типа «Push-the-bit» // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 2020. – № 3. – С. 45-57.

9 Крюков О.В., Фонг, Нгуен Куок, Г.Г. Лапухин. Опыт применения роторных управляемых систем при бурении наклонно-направленных скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. – М, 2017. – № 1. – С. 28–30.

УДК 622.243.2

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ДВУХНАСОСНОГО ЦЕМЕНТНОГО АГРЕГАТА PCTRL-521A НА РУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В.А. Минязов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБСЗ-21-11)

С.В. Любимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены результаты применения двухнасосного цементного агрегата PCTRL-521A при цементировании эксплуатационных колонн. Проведён анализ технологических параметров процесса и влияние стабильности подачи цементного раствора на качество кольматации. Установлено, что использование агрегата PCTRL-521A обеспечивает равномерную подачу смеси, уменьшает вероятность газопроявлений и повышает прочность цементного камня на 15–20 %.

Ключевые слова: цементирование, двухнасосный агрегат, PCTRL-521A, кольматация, прочность цементного камня, эксплуатационная колонна.

UDC 622.243.2

IMPROVING THE QUALITY OF WELL CEMENTING USING THE DUAL-PUMP CEMENTING UNIT PCTRL-521A AT THE RUSSKOE FIELD

V.A. Minyazov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-21-11)

S.V. Lubimova

(Institute of Oil and Gas of Almet'yevsk State Petroleum Technological University in the City of Almet'yevsk, assistant professor)

Abstract. The article presents the results of using the dual-pump cementing unit PCTRL-521A during casing cementing operations. The analysis of process parameters and the influence of flow stability on sealing quality are discussed. It is shown that the PCTRL-521A unit provides uniform slurry delivery, reduces gas migration risk, and increases cement-stone strength by 15-20 %.

Keywords: cementing, dual-pump unit, PCTRL-521A, sealing, cement-stone strength, casing string.

Качество цементирования оказывает решающее влияние на герметичность затрубного пространства и долговечность эксплуатационной колонны [1–3]. Недостаточная однородность цементного раствора, перепады давления и неравномерная подача приводят к образованию каналов и межколонных перетоков.

Для повышения стабильности процесса всё шире применяются двухнасосные цементные агрегаты, позволяющие поддерживать постоянный расход и давление без разрыва потока. Одной из таких установок является агрегат PCTRL-521A, разработанный компанией PetroChina Oilfield Equipment и адаптированный для российских условий [4, 5].

Агрегат состоит из двух независимых плунжерных насосов, объединённых в общий гидравлический контур. Каждый насос имеет производительность 5 м³/мин при давлении 40

МПа. Синхронизация потоков осуществляется системой SmartFlow Control, обеспечивающей отклонение не более $\pm 2\%$ от заданного режима [6].

Благодаря параллельной работе насосов обеспечивается непрерывная подача цементного раствора даже при отказе одного из них. Это особенно важно при цементировании протяжённых эксплуатационных колонн глубиной 2500–3000 м.

Для оценки эффективности установки проведён анализ 10 операций цементирования на месторождениях Западной Сибири. Измерялись параметры: расход смеси Q , давление на выходе P , время замещения t и прочность цементного камня R_c .

Таблица 1 – Результаты цементирования при различных агрегатах

Показатель	Однонасосный агрегат	PCTRL-521A
Среднее давление закачки, МПа	18,5	20,2
Неравномерность потока, %	$\pm 7,5$	$\pm 2,1$
Время закачки, мин	72	65
Прочность цементного камня, МПа	14,8	17,3
Газопроявления, % скважин	12	4

Двухнасосная схема обеспечивает более равномерное заполнение затрубного пространства и предотвращает образование каналов. Повышение прочности цементного камня на $\approx 17\%$ связано с отсутствием водоотделения и равномерным распределением твёрдой фазы [7–9].

При лабораторных испытаниях установлено, что повышение скорости закачки до 1,8–2,0 м³/мин увеличивает прочность цементного камня за счёт улучшения диспергирования цементных частиц.

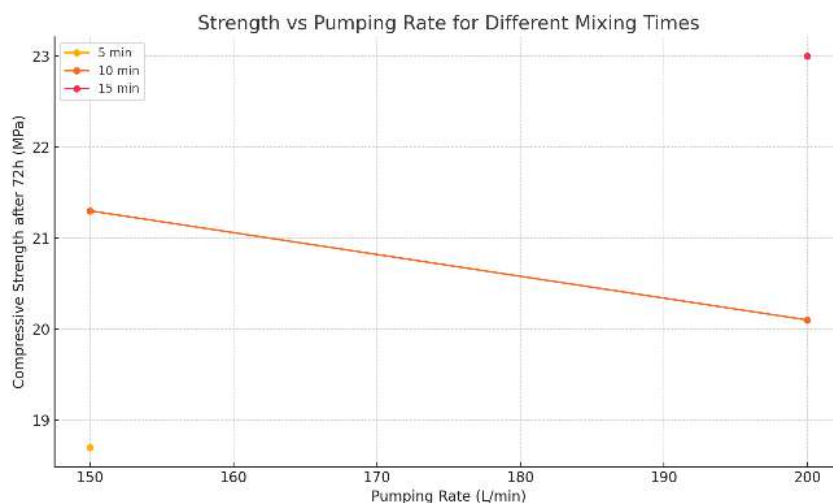


Рисунок 1 – Зависимость прочности цементного камня от скорости закачки

График демонстрирует рост R_c от 14 до 17 МПа при увеличении расхода с 1,2 до 1,9 м³/мин, после чего прирост стабилизируется.

Рекомендуется поддерживать расход 1,8 м³/мин и давление 20–22 МПа, что обеспечивает оптимальное соотношение между скоростью заполнения и устойчивостью тампонажного раствора.

Применение агрегата PCTRL-521A позволило:

- снизить среднюю продолжительность цементирования эксплуатационной колонны на 10–12 %;

- сократить объём повторных операций на 25 %;
- уменьшить случаи газопроявлений в 3 раза;
- повысить прочность цементного камня на 15–20 %.

Экономический эффект при среднем времени простоя буровой $\approx 450\,000$ руб./сут составил порядка 180 000 руб. на одну операцию цементирования [10, 11].

Использование двухнасосного цементного агрегата PCTRL-521A обеспечивает стабильный технологический режим, равномерное замещение бурового раствора цементным и улучшение качества кольматации.

Основные результаты:

- повышение прочности цементного камня на 15–20 %;
- сокращение времени цементирования на 10–12 %;
- снижение вероятности газопроявлений и межколонных перетоков;
- рост надёжности и эффективности цементирования эксплуатационных колонн.

Технология рекомендована к применению на скважинах глубиной до 3000 м при температуре пласта до 100 °С и давлении до 35 МПа.

Список использованных источников:

1. ГОСТ 1581–2018. Растворы тампонажные. Технические требования. – М.: Стандартинформ, 2019.
2. ГОСТ 26798.1–96. Растворы цементные. Методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 1997.
3. Бабенков Ю. Н., Кузнецов А. В. Цементирование скважин: теория и практика. – М.: Недра, 2016. – 432 с.
4. Григорьев Н. В. Современные цементные агрегаты для нефтегазового строительства. // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 6. – С. 95–102.
5. PetroChina Oilfield Equipment. *PCTRL-521A Cementing Unit Operation Manual*. – Beijing, 2019. – 40 p.
6. Halliburton Baroid. *Cementing Handbook*. – Houston, 2018. – 310 p.
7. Darley H. C. H., Gray G. R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. – 7 ed. – Amsterdam: Elsevier, 2011. – 700 p.
8. Поляков В. Н. Контроль качества цементирования эксплуатационных колонн. – М.: Недра, 2017. – 240 с.
9. Мухаметшин В. В., Анисимов А. Г. Повышение эффективности цементирования при бурении в Западной Сибири. // Бурение и нефть. – 2021. – № 7. – С. 34–38.
10. Кашапов М. М., Сафин Р. Г. Анализ влияния скорости закачки на прочность цементного камня. // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 4. – С. 89–94.
11. Thomas J. E., Sousa G. *Fundamentals of Drilling Engineering*. – Richardson: SPE, 2019. – 960 p.
12. Справочник инженера-буровика. – М.: Недра, 2018. – 520 с.
13. Латыпов Р. Р., Гильмутдинов Р. М. Совершенствование технологии цементирования скважин в условиях переменных пластовых давлений. // Геология, бурение и разработка месторождений. – 2022. – № 3. – С. 72–78.
14. Шакиров И. Ф. Повышение надёжности цементирования скважин при использовании насосных установок нового поколения. // Технологии нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 40–45.

УДК 622.24

ПРАКТИКА БУРОВИКА

Р.Р. Мубаракишин

(ГАОУ ВО АГТУ «ВШН» студент гр. 14-21)

А.А. Мартынов

(ГАОУ ВО АГТУ «ВШН» студент гр. 14-21)

С.И. Голубь

(ГАОУ ВО АГТУ «ВШН» Старший преподаватель кафедры БНГС)

Аннотация. Статья отражает особенности прохождения практик в Альметьевском государственном технологическом университете «ВШН». Все виды практик на кафедре «БНГС» проходят в непрерывной связи с учебным процессом, то есть, рассредоточенные в течение года. Авторы отображают свой опыт освоения практических навыков в технологических процессах во время производственной технологической практики. Проектная практика является основательным фрагментом в обучении формирования специалиста в нефтяной отрасли.

Ключевые слова: учебная, производственная, преддипломная, практика, бурение, капитальный ремонт скважин

UDC 622.24

DRILLER'S PRACTICE

R.R. Mubarakshin

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", student of group 14-21)

A.A. Martynov

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", student of group 14-21)

S.I. Golub

(Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", Senior Lecturer of the Well Drilling Department)

Abstract. The article reflects the features of completing internships at the Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil". All types of internships in the "Well Drilling" department are conducted in continuous connection with the educational process, meaning they are distributed throughout the year. The authors describe their experience in acquiring practical skills in technological processes during the industrial technological internship. The project internship is a fundamental part of training and forming a specialist for the oil industry.

Keywords: academic, industrial, pre-graduation, internship, drilling, well workover

В государственном автономном образовательном учреждении высшего образования Альметьевском государственном технологическом университете «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН) на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» реализуется 2 профиля подготовки:

- бурение нефтяных и газовых скважин

- капитальный ремонт скважин

Основная профессиональная образовательная программа по специальности предусматривает следующие виды практик:

Учебная – 1 курс

Производственная: технологическая - 2,3 курс

Преддипломная – 4 курс

Она представляет собой вид учебных занятий, обеспечивающих практико-ориентированную подготовку обучающихся.

Для будущего инженера-буровика - это не просто формальность, а важнейший этап обучения. Именно здесь закрепляются знания, полученные в аудиториях, и формируется понимание реальной производственной деятельности. Связь теории с практикой является таким фундаментом, на котором строится подготовка настоящего специалиста по бурению и капитальному ремонту скважин.

В АГТУ «ВШН» для буровиков все виды практик проходят в неотрывной связи с обучением, начиная с 1 курса обзорные экскурсии на буровых предприятиях, а на 2- 4 курсах предоставляется дополнительная возможность работы на буровых в зависимости от профиля подготовки, преддипломная практика предусматривает исследование в лабораторно-исследовательском комплексе ТатНИПИ нефть. Университет предлагает широкий список

возможных мест и занимается всеми организационными вопросами, поэтому у студентов нет необходимости самостоятельно искать место прохождения практик, договариваться с организациями. Практика может проходить на действующих буровых предприятиях нефтегазового комплекса, на полигонах учебного направления или в геологоразведочных компаниях.

Обучающемуся представляется возможность увидеть свою будущую профессию изнутри и понять, насколько ему нравится этим заниматься. Можно сказать, это первая трудовая деятельность по выбранной специальности, позволяющая не только применить полученные в институте знания, но и наработать новые. Университет предлагает довольно широкий перечень государственных и профильных организаций, в которых можно пройти практику. Не исключается возможность и самому выбрать место для прохождения практики, что очень удобно, если студент хочет поработать в какой-то конкретной организации. Нужно только предоставить договор об организации и проведении практики.

Являясь студентами второго курса нами уже были освоены следующие блоки вопросов:

- первый опыт освоения техники безопасности (правила поведения на буровой, средства индивидуальной защиты: каски, перчатки, спецобувь, защитные очки, а также действия в аварийных ситуациях); без сдачи зачета по технике безопасности доступ на площадку буровой запрещается;
- под руководством мастера детальное изучение буровой установки: от силового привода лебедки до вертлюга и ротора, в целом, всю технологическую схему работы;
- спускоподъемные операции, слаженные действия бригады позволяющие по-новому взглянуть на схемы из учебников, на конкретность, детальность рассматриваемых объектов;
- замешивание буровых растворов с измерением их свойств;
- изучение значимых показателей технологических параметров, принятия участия в технологических сводках каждого дня;
- чтение технической документации и т.д.

Нами была выбрана проектная практика по теме «Практика буровика». Мы смогли проанализировать ход прохождения практик среди студентов и специалистов по профилям «бурение нефтяных и газовых скважин» и «капитальный ремонт скважин».

Таким образом, практика позволяет понять студенту его ли это профессия и сможет ли он в дальнейшем развиваться в данной специальности. Особую ценность имеет возможность обучения с профессионалами в данной сфере, они как никто передают опыт работы и знания на буровой.

Список использованных источников:

1.Хузина, Л.Б. Производственная практика. Методические указания по проведению производственной практики (4 семестр) для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» / Л.Б. Хузина, В.А. Соловьев, С.И. Голубь. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 20с.

2.Хузина Л.Б., Соловьев В.А., Голубь С.И. Учебная практика. Методические указания по проведению учебной практики для бакалавров направления 21.03.01 (131000) «Нефтегазовое дело» очной и заочной форм обучения. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – 16с.

3.Производственная практика. Методические указания по проведению производственной практики (6 семестр) для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» / Л.Б. Хузина, В.А. Соловьев, С.И. Голубь. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 20с.

4.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. – М.: ЗАО «НТЦ ПБ», 2021. – 234 с.

5. Середина, Н. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник / Н. Г. Середина, Е. М. Соловьев. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва : Альянс, 2022. - 711 с. - ISBN 978-5-4490-3689-3.

УДК 622.243.2

ПРИМЕНЕНИЕ ИНКАПСУЛИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СЕКЦИИ «КОНДУКТОР» НА НАРЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.Н. Мударисов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБСЗ-21-11)

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент,)

Аннотация. В статье рассмотрены результаты применения инкапсулирующего бурового раствора на водной основе KCl-РНРА при бурении секции «кондуктор» в условиях Красноярского края. Особое внимание уделено проблемам устойчивости стенок ствола скважины при наличии активных глин, рыхлых песков и многолетнемерзлых пород. Проведено сравнение характеристик традиционного глинистого раствора и инкапсулирующей системы по реологическим, ингибирующим и эксплуатационным параметрам. Показано, что KCl-РНРА обеспечивает устойчивость стенок, снижение диспергирования шлама и повышение механической скорости бурения.

Ключевые слова: буровой раствор, инкапсуляция, ингибирование, РНРА, KCl, кондуктор, устойчивость стенок.

UDC 622.243.2

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF ENCAPSULATING DRILLING FLUID DURING CONDUCTOR SECTION DRILLING AT THE NARCHINSKOE FIELD

M.N. Mudarisov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-21-11)

A.H. Gabzalilova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The paper presents the results of applying the water-based encapsulating drilling fluid KCl-PHPA for drilling the conductor section under the geological conditions of the Krasnoyarsk region. Special attention is paid to the stability of wellbore walls in the presence of active clays, loose sands, and permafrost formations. A comparative analysis of conventional bentonite mud and KCl-PHPA system was carried out in terms of rheological, inhibitive, and operational parameters. It is shown that KCl-PHPA fluid provides wellbore stability, reduces cuttings dispersion, and increases the rate of penetration

Keywords: drilling fluid, encapsulation, inhibition, PHPA, KCl, conductor section, wellbore stability.

Бурение верхних интервалов скважины, включая секцию «кондуктор», в условиях Арчинского месторождения сопряжено с рядом осложнений: осыпями, кавернообразованием, налипанием шлама и диспергированием выбуренной породы [10, 15]. Причиной выступает наличие активных глин монтмориллонитового типа и рыхлых песков, а также воздействие водоносных горизонтов и сезонного протаивания многолетнемерзлых пород.

Традиционные глинистые растворы обладают достаточной несущей способностью, однако не обеспечивают стабильности стенок при контакте с пресной водой и склонны к росту PV/YP при загрязнении твёрдыми частицами. Это приводит к ухудшению гидродинамики, росту крутящего момента и снижению ROP.

Применение инкапсулирующих растворов KCl-РНРА [5, 7, 11] направлено на

ингибирование и стабилизацию глинистых пород за счёт ионного воздействия калия и образования защитной полимерной плёнки на частицах шлама. Такая система обеспечивает формирование тонкой фильтрационной корки, снижение кавернозности и повышение устойчивости ствола.

Верхняя часть разреза до 400–500 м представлена чередованием песков, алевроитов, суглинков и глин. Глинистые слои, содержащие монтмориллонит, при взаимодействии с пресной водой набухают и разрушаются, вызывая рост вязкости и риск прихватов. Рыхлые пески склонны к осыпанию, если фильтрационная корка формируется медленно. В таких условиях буровой раствор должен обеспечивать быстрое ингибирование и стабильную корку при умеренной плотности 1,03–1,08 г/см³ [4, 12].

Механизм инкапсуляции реализуется за счёт адсорбции макромолекул РНРА на положительно заряженных участках частиц глины [5, 7, 11]. Полимерная цепь создаёт защитную оболочку, предотвращающую гидратацию и пептизацию. Катионы К⁺ ингибируют межслоевые расстояния, стабилизируя структуру минерала [4, 12]. Совместное применение РАС или СМС снижает фильтрацию и способствует формированию плотной, но эластичной корки [14].

Результаты полевых испытаний и лабораторных исследований показали существенное преимущество системы KCl–РНРА по сравнению с базовым глинистым раствором [5, 7, 11].

Таблица 1 – Сравнение систем буровых растворов

Критерий	Базовый глинистый	KCl–РНРА	Примечание
Устойчивость стенок	Средняя	Высокая	Ингибирование и корка РАС
Диспергирование шлама	Высокое	Низкое	Инкапсуляция РНРА
PV/YP тренд	Рост при загрязнении	Стабильный	Контроль LGS ≤ 8 %
ROP (м/ч)	6–8	8–10 (+15 %)	Стабильный ствол
Фильтрат API (мл/30 мин)	14–16	9–12	Снижение на 30 %
Налипание на КНБК	Частое	Редкое	Смазка и ингибирование

На рисунке 1 представлена сравнительная диаграмма относительного прироста ROP при применении KCl–РНРА вместо базового глинистого раствора.

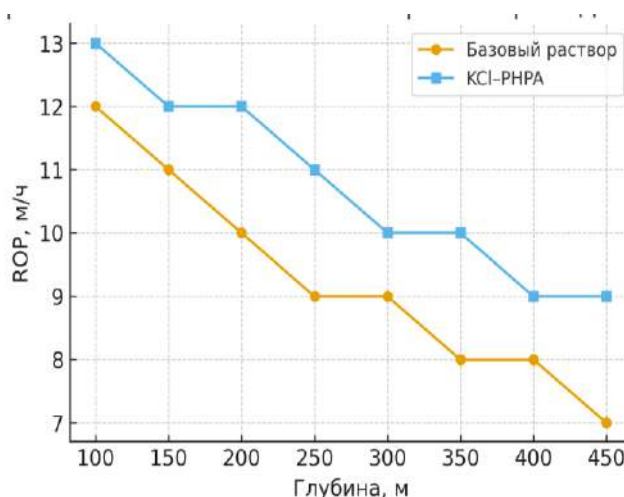


Рисунок 1- Сравнение механической скорости проходки при применении различных систем буровых растворов

На графике видно, что применение KCl–РНРА обеспечивает повышение ROP на 10–15 % за счёт стабилизации стенок и снижения кавернозности.

Раствор готовится на минерализованной воде с концентрацией KCl 3–7 % и pH 8,5–9,5. Последовательно вводятся РАС, РНРА, ксантановая смола XCD и гликолевая смазка. Контроль параметров выполняется не реже 1–2 раз в смену: плотность, PV/YP, фильтрат, песок, KCl, pH. Оптимальные показатели: PV 12–22 мПа·с, YP 8–16 Па, фильтрат ≤ 12 мл/30 мин [1, 2, 3].

Применение инкапсулирующего раствора KCl–РНРА в условиях Красноярского края обеспечивает:

- эффективное ингибирование активных глин и снижение кавернообразования;
- стабильность реологических параметров при бурении в рыхлых и водоносных породах;
- повышение ROP на 10–15 % и сокращение времени строительства секции;
- снижение риска налипания шлама и дифференциальных прихватов;
- совместимость с цементными системами и улучшение условий крепления.

Система KCl–РНРА рекомендуется как базовая для бурения секции «кондуктор» глубиной до 450 м в условиях северных регионов, где требуется надёжная стабилизация стенок и минимизация осложнений.

Список использованных источников[^]

1. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1). Растворы буровые. Методы лабораторных испытаний.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Растворы буровые. Общие технические требования.
3. Иванов К.С. Буровые растворы и их свойства. – М.: Недра, 2015.
4. Справочник инженера по буровым растворам. – М.: Недра, 2018.
5. SPE 23877. Encapsulating Drilling Fluids for Shale Inhibition. – SPE Journal, 2012.
6. Halliburton. Baroid Drilling Fluids Manual. – Houston: Halliburton, 2014.
7. Schlumberger. Drilling Fluids Engineering Manual. – Paris: Schlumberger, 2013.
8. Бурение в условиях многолетнемерзлых пород Красноярского края // Бурение и нефть. – 2019. – № 6.
9. Safin R.G., Akhmetov R.R. Application of KCl–PHPA Fluids in Arctic Conditions // SPE Arctic Conference, 2019.
10. Кашапов М.М. Буровые растворы для сложных геологических условий. – Казань, 2017.
11. Хамитов А.Ф. Противодействие осложнениям при бурении в зонах ММП. – Нефтегазовое дело, 2020.
12. Поляков В.Н. Контроль фильтрации буровых растворов. – М.: Недра, 2016.
13. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
14. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
15. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдера, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
16. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

17. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103
18. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
19. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
20. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
21. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
22. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
23. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
24. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
25. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

УДК 622.24

ПАТЕНТНЫЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

А.А. Муллагалеев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. ГБсз-21-11)*

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассматриваются технологии в области бурения на обсадной колонне. Среди выборки было отобрано более 3000 патентов, при последующей детализации были исключены ранние публикации (1937 – 1960) годов, так как они косвенно связаны с данной тематикой. После фильтрации и обработки данных было получено 2872

патента по 21 странам всего мира, среди которых большую долю занимают следующие страны США, Австралия, Канада, Россия, Британия, Страны ЕС, Китай.

Ключевые слова. Скважина, бурение, технология, обсадная колонна.

UDC 622.24

PATENT REVIEW OF DRILLING TECHNOLOGIES ON THE CASING

A.A. Mullagaleev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBSz-21-11)

A.F. Shakurova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article discusses technologies in the field of casing drilling. More than 3,000 patents were selected from the sample, and early publications (1937-1960) were excluded during subsequent detailing, as they were indirectly related to this topic. After filtering and processing the data, 2,872 patents were obtained in 21 countries around the world, among which the following countries occupy a large share: USA, Australia, Canada, Russia, Britain, EU countries, China..

Key words: Borehole, drilling, technology, casing.

Доля мировых компаний в области патентирования технологий, связанных с бурением на обсадной колонне представлена в таблице 1.

Среди выборки было отобрано более 3000 патентов, при последующей детализации были исключены ранние публикации 1937 – 1960 годов, так как они косвенно связаны с данной тематикой. После фильтрации и обработки данных было получено 2872 патента по 21 странам всего мира, среди которых большую долю занимают следующие страны США, Австралия, Канада, Россия, Британия, Страны ЕС, Китай [8].

Таблица 1 – Доля мировых компаний в области патентирования технологий

Компания	Доля, %
Weatherford/Lamb, Inc.	10,60
Halliburton Energy Services, Inc.	7,00
Schlumberger Technology Corporation	6,40
Baker Hughes Incorporated	3,80
Shell Oil Company	3,00
Smith International, Inc.	2,10
Nabors Drilling Technologies Usa, Inc.	1,90
Tesco Corporation	1,60
Smart Drilling And Completion, Inc	1,00
Atlantic Richfield Company	0,80
Brown Oil Tools0.6%	0,60
Shell Internationale Research Maatschappij B.V.	0,50
Exxonmobil Upstream Research Company	0,50
Cicero C Brown	0,50
Marathon Oil Company	0,40
Exxonmobil Research And Engineering Company	0,40
Остальное (<0.1%)	58,90

На рисунке 1 отображен круговой график по распределению доли мировых компаний в области патентирования технологий, связанных с бурением на обсадной колонне.

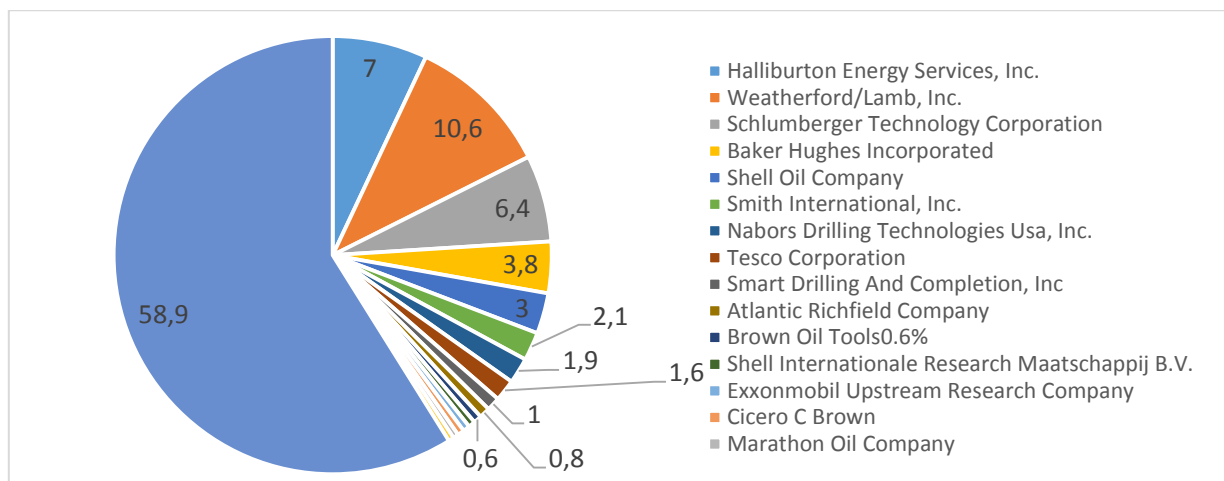


Рисунок 1 – Доля мировых компаний в области патентирования технологий связанных с бурением на обсадной колонне

Подробная статистика по количеству патентов из всей выборки по странам представлена на рисунке 2.

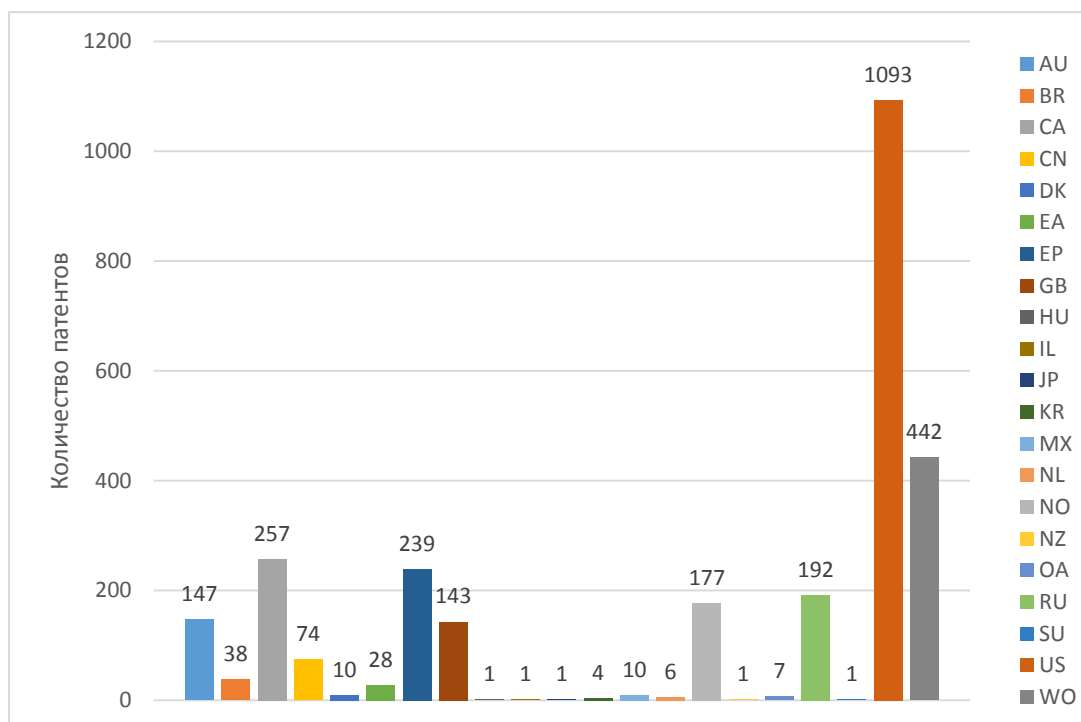


Рисунок 2 – Статистика по количеству патентов из всей выборки по странам

Из графика на рисунке 3 видно, что количество патентов начало значительно возрастать примерно с 1990 года и продолжило расти до 2024 года, за исключением небольшого спада в 2004-2006 годах. В целом, можно сделать вывод, что интерес к патентованию технологий, связанных с бурением на обсадной колонне, увеличивается со временем. Насколько отображено на графике, есть стабильный рост количества патентов в этой области с 1990 года и пик в 2021 году.

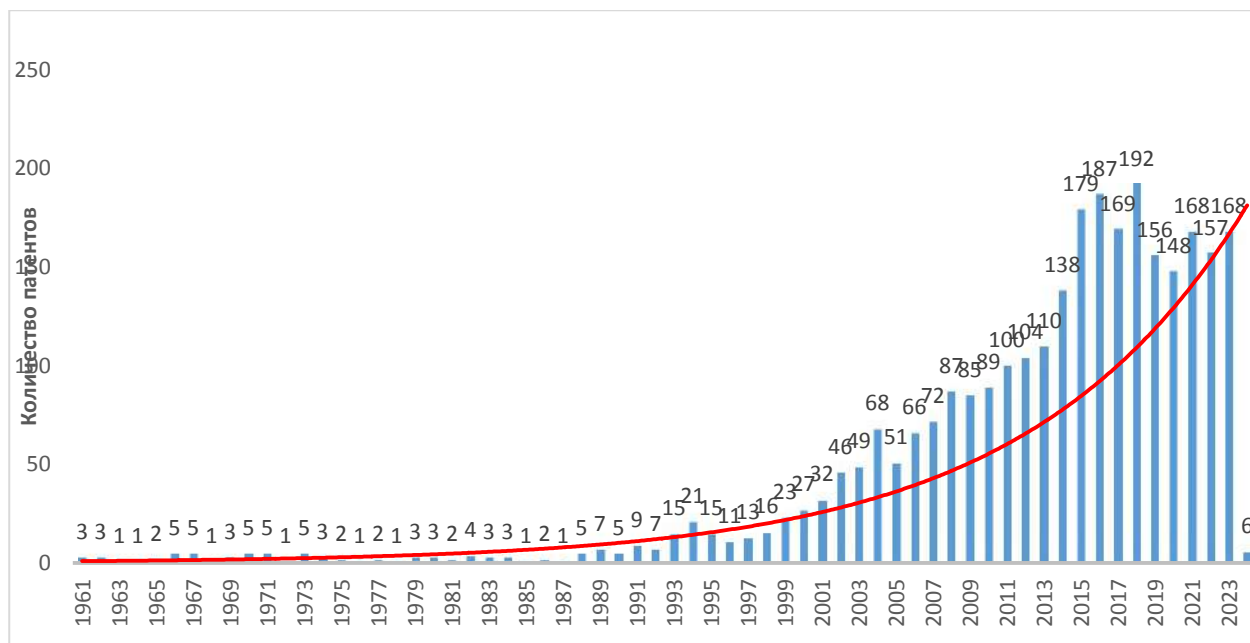


Рисунок 3 – Статистика по количеству патентов из всей выборки по годам

Изначально, с 1960-х по начало 2000-х годов количество патентов, связанных с бурением на обсадных трубах, оставалось относительно низким и изменчивым, с периодическими пиками. Однако с начала 2000-х годов наблюдается заметный восходящий тренд в количестве поданных патентов ежегодно.

Период между концом 1990-х и началом 2000-х годов характеризуется значительным увеличением подачи патентов, с удвоением числа за несколько лет (с 1997 по 2002 год). Еще одна заметная фаза роста наблюдается примерно с 2010 по 2015 год, где наблюдается стабильный рост числа патентов, подаваемых ежегодно.

Заметные пиковые годы в терминах подачи патентов включают 2012, 2013, 2014, 2015 и 2016 годы, когда количество превышало 100 патентов в год. Пик в 2016 году с 187 патентами указывает на особо активный год для инноваций в технологиях бурения обсадных труб.

Хотя наблюдается общий тренд роста числа подаваемых патентов, в последние годы (2019, 2020 и 2021 годы) наблюдается некоторая изменчивость, с небольшим снижением по сравнению с пиковыми годами.

Долгосрочные тренды указывают на увеличивающийся интерес и инвестиции в технологии бурения обсадных труб, вероятно, обусловленные прогрессом в техниках бурения, материалах и экологических соображениях.

Факторы, такие как увеличение спроса на энергию, технологические достижения в буровом оборудовании, экологические регуляции и обнаружение новых месторождений нефти и газа, могли способствовать росту числа подаваемых патентов в течение многих лет.

В заключение, данные указывают на значительный тренд роста в патентовании технологий, связанных с бурением на обсадных трубах, за последние десятилетия, с периодами быстрого расширения и случайными колебаниями.

Рассмотрим подробнее 5 патентов в области бурения на обсадных трубах, в частности породоразрушающих башмаков, в составе компоновки низа для бурения.

1. Патент РФ RU2715483C1 – Долото для бурения на обсадной колонне.
2. Патент US № 7096982 B2.
3. Патент РФ № 156923, МПК E21B.
4. Патент РФ RU192852U1 – Долото-башмак.
5. Патент РФ №156923 – Долото для бурения на обсадной колонне.

По сравнению с патентом 1, патенты 2-5 имеют следующие недостатки:

- после бурения необходимого интервала и активации долота с раздвижением лопастей происходит отрыв лопастей от корпуса и при дальнейшем углублении скважины из-под этого долота постоянные зацепы компоновки за лопасти приводят к аварийной ситуации, связанной с заклиниванием компоновки;

- высокие крутящие моменты, возникающие при бурении этим долотом, приводят к нарушению резьбового соединения обсадной колонны, которое не предназначено для восприятия таких нагрузок и, как следствие, обсадная колонна становится не герметичной.

Рассмотрим статьи по данной тематике за 2020 -2024 годы.

Согласно статье [4], бурение на обсадной колонне, что касается повышения технико-экономических показателей, то плюсы очевидны, если взять в сравнение комплекс мероприятий необходимых для проводки секции стандартным способом и методом бурения на обсадной колонне.

Внедрение данной технологии в секции кондуктора на одном из проектов в ЯНАО позволило сократить время строительство секции под кондуктор в 3 раза уже на первой работе (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Сравнение временных затрат (слева стандартное бурение двух секций, справа бурение на ОК от «Шлюмберже») показывает сокращение сроков строительства секций в 3 раза

Бурение на обсадных трубах (CWD) является альтернативой традиционным методам бурения. CWD позволяет бурить скважины без использования бурильных труб и спускоподъемных операций. Технология CWD успешно применяется на различных углеводородных месторождениях, обеспечивая надежность и снижение осложнений. Применение CWD позволяет экономить финансовые затраты на обсадной колонне является эффективным решением для многих месторождений России. Механическая кольматация и уменьшение или ликвидация поглощения происходят благодаря контакту обсадной трубы со стенкой скважины. Неустойчивость стенок скважины и аварии, такие как прихваты, являются распространенными проблемами при бурении под кондуктор и техническую колонну. Новое оборудование, включая телесистемы, винтовые забойные двигатели и долота PDC, позволило улучшить процесс бурения на обсадной колонне. Компания "Шлюмберже" предлагает уникальные разработки, такие как технология Direct XCD, которая использует передовые технологии для модернизации породоразрушающего инструмента. Технология Direct XCD нашла широкое применение в различных нефтегазовых провинциях России и успешно использовалась в сложных геологических условиях. Бурение на обсадной колонне с извлекаемой компоновкой, TDDirect CD, является новой технологией, не имеющей аналогов и являющейся "rocket science" в бурении.

В статье [7] описывается успешный опыт бурения на обсадной колонне компании ЛУКОЙЛ. Для бурения наклонно-направленных интервалов чаще всего используются система CwD с извлекаемой КНБК. Это позволяет неоднократно менять КНБК без подъема обсадной колонны, что позволяет одновременно бурить и обсаживать скважину.

ЛУКОЙЛ планирует продолжить испытания на других своих месторождениях, где эта технология применима. ЛУКОЙЛ в рамках оптимизации и повышения технико-экономических показателей провел работы по наклонно-направленному бурению на обсадной колонне.

Список использованных источников[^]

1 Гельфгат, М.Я. Бурение на обсадной колонне - история и современная классификация технологических схем / М. Я. Гельфгат, А. Р. Агишев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 12. – С. 4-17.

2 Заливин, В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин В.Г. Заливин. - Иркутск : Изд-во ИрГТУ- 336 с.

3 Фролов, А.М. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины / А.М. Фролов, В.П. Матюшин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. - № 2. – С.14-22.

4 Щевелев, А.А., Ишбаев Г.Г. Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. – 2019. – № 3 т. 17. – С. 38-47.

5 Ермилов, О.М., Дегтярев Б.В., Курчиков А.Р. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2003. – 218 с.

6 Журалев, В.В. Проблемы строительства скважин Бованенковского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 7. С. 2-5.

7 Сидоренко, К. Бурение и строительство скважин. Урманское месторождение: многократный и успешный опыт бурения на хвостовике // Нефтесервис. 2014. № 2. С. 2-3.

8 Graves K.S., & Herrera D.C. (2013, December 1). Casing During Drilling With Rotary-Steerable Technology in the Stag Field--Offshore Australia. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/166166-PA.

9 Андреев, Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород // Наука и техника в газовой промышленности. 2010. № 4. С. 6-11.

10 Михайличенко, А.В. Инновационная технология TESCO - бурение на обсадной колонне CASING DRILLING™ // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 12. С. 34-40.

11 Малюков, В.П. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: «Инженерные исследования». 2017. Т. 18. № 4. С. 472-479. doi: 10.22363/2312-8143-2017-18-4-472-479

13 Патент RU 273019 С1, Долото для бурения на обсадной колонне : заявлено 2020.04.02 : опубликовано 19.08.2020 / Ягафаров А.С., Ахмадишин Ф.Ф.; заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

УДК 622

ПРОБЛЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Р.Р. Мурясов

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, аспирант гр. А2147-23-01)

К.Ф. Каримов

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, магистрант гр. МГБ01-24-02)

Аннотация. Данная статья рассматривает ключевые проблемы, связанные с креплением скважин, пробуренных с использованием растворов на углеводородной основе (РУО). Взаимодействие РУО с цементным раствором значительно снижает адгезию, как к

стенкам скважины, так и к обсадной колонне. Предлагаются пути решения этих проблем, включая оптимизацию состава бурового раствора, выбор подходящих буферных жидкостей и мониторинг состояния скважин. Статья подчеркивает важность дальнейших исследований в данной области для повышения эффективности бурения и снижения рисков, связанных с использованием углеводородных растворов.

Ключевые слова: бурение, скважина, цементный раствор, буферная жидкость, растворы на углеводородной основе (РУО)

UDC 622.245

PROBLEMS OF CEMENTING WELLS DRILLED WITH OIL-BASED MUDS

R.R.Muryasov

(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, postgraduate student of the A2147-23-01)

K.F.Karimov

(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, master's student of the MGB01-24-02)

Abstract. This paper examines key issues associated with the casing of wells drilled using oil-based muds (OBMs). The interaction of OBMs with cement slurry significantly reduces adhesion to both the borehole walls and the casing. Solutions to these issues are proposed, including optimization of the drilling mud composition, selection of suitable spacers, and well monitoring. The paper highlights the importance of further research in this area to improve drilling efficiency and reduce risks associated with the use of oil-based muds.

Keywords: drilling, well, cement slurry, the buffer liquid, oil-based muds (OBM).

Разработка углеводородных месторождений остаётся одной из ключевых задач в нефтегазовой сфере. Важным этапом этого процесса является бурение скважин, которое требует применения различных буровых растворов. В последние годы возрос интерес к растворам на углеводородной основе (РУО), однако их применение связано с новыми трудностями, прежде всего в вопросах крепления скважин. Крепление скважин, пробуренных такими растворами, представляют собой сложную задачу, требующую комплексного подхода и учета множества факторов. Хотя эти буровые растворы обеспечивают значительные преимущества, такие как: сохранение естественной проницаемости пласта коллектора, высокая стабильность во времени, отличные антикоррозионные и триботехнические свойства, а так же инертность по отношению к глинистым и соленосным отложениям - при цементировании скважин, разбуренных с применением РУО, все же наблюдаются специфические проблемы [1]. Нарушение технологических процессов может привести к серьезным осложнениям, значительно увеличивающим стоимость работ и в дальнейшем снижающим эффективность эксплуатации скважины. В данной статье рассматриваются основные проблемы, возникающие при креплении скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе, а также возможные пути их решения.

Главная проблема - взаимодействие углеводородной плёнки с цементным раствором. Наличие остаточных углеводородов, как на стенках скважины, так и на поверхности горной породы может препятствовать адгезии цементного раствора к поверхностям, что однозначно ведет к снижению качества крепления скважины. Поэтому при цементировании необходимо обеспечить тщательное удаление остатков РУО из ствола скважины – их присутствие вызывает образование эмульсий и ухудшает свойства цементного камня. В свою очередь некачественное крепление скважин, пробуренных РУО, может привести к различным осложнениям, таким как: миграция пластовых флюидов, образование каналов в цементном камне, снижение дебита скважины, преждевременный износ обсадных колонн и, как следствие, необходимость проведения дорогостоящих ремонтных работ. Миграция флюидов в свою очередь может вызвать загрязнение окружающей среды и соответствующие экономические и экологические последствия. Снижение дебита скважины из-за

некачественного цементированья может привести к значительным финансовым потерям [2]. Преждевременный износ обсадных колонн требует проведения дорогостоящих ремонтных работ, что увеличивает общие расходы на разработку месторождения. Таким образом, предотвращение подобных осложнений является одной из первостепенных задач при креплении скважин, пробуренных РУО.

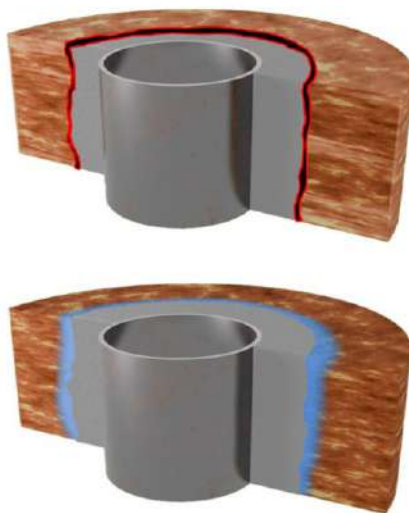


Рисунок 1 - Отсутствие контакта между цементным камнем и горной породой

Для эффективного решения проблем, связанных с креплением скважины, пробуренных РУО, и обеспечения надежного крепления скважин требуется комплексный подход, а именно: оптимизация и корректировка состава РУО, применение буферных жидкостей с высокой отмывающей способностью, улучшение методов контроля над процессом цементированья, разработка методов и средств для подготовки ствола скважины перед цементированьем, а так же внедрение современных способов крепления. Применение новых материалов, в том числе поверхностно-активных веществ (ПАВ) в буферных жидкостях, может существенно повысить качество цементированья [3]. Регулярный мониторинг и анализ операций цементированья скважин с использованием передовых технологий позволяют оперативно обнаруживать и устранять различные отклонения от заданных параметров. Интеграция инноваций в технологии и материалы поспособствует значительному снижению числа осложнений, возникающих как в процессе цементированья, так и в процессе эксплуатации скважины, и повысит надежность крепления скважин, пробуренных РУО, что также улучшит экономическую эффективность разработки месторождений. Дальнейшее изучение буферных жидкостей с отмывающей способностью и создание новых технологических решений остаются ключевыми задачами для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе.

Применение буферных жидкостей при цементировании скважин является обязательным условием, так как они выполняют ряд важных функций, обеспечивая при этом качественное и надежное крепление [4].

1. Разделение цементного и бурового раствора.

Это наиболее важная и основная функция, так как цементный и буровой раствор являются несовместимыми, таким образом, буферные жидкости создают физический и химический барьер между ними. Их смешение ведет к образованию гелеобразных масс, следовательно, росту вязкости и выпадению осадка, что в свою очередь, осложняет процесс цементированья, ухудшает качество крепления скважины и в исключительных случаях вызывает осложнения, требующих остановки буровых работ. Кроме того, буферные

жидкости исключают контакт цементного раствора с пластовыми флюидами, которые способны нарушить процесс схватывания цемента и снизить прочность крепи.

2. Очистка ствола скважины и удаление остатков бурового раствора.

Особые составы буферных жидкостей с повышенной отмывающей способностью способствуют вытеснению оставшегося бурового раствора из ствола скважины и удалению остатков с поверхности как обсадной колонны, так и горной породы [5]. Применение таких типов буферных жидкостей необходимо для обеспечения повышенной адгезии цементного раствора к горной породе и обсадной колонне. Буферные жидкости с повышенной отмывающей способностью, как правило, в своем составе содержат специальные добавки, такие как поверхностно-активные вещества, которые в свою очередь снижают поверхностное натяжение и значительно облегчают удаление различных остатков бурового раствора с различных поверхностей.

3. Регулирование реологических свойств системы и перепадов плотности в процессе цементирования.

Составы и типы буферных жидкостей подбираются так, чтобы их плотность и реологические параметры создавали плавный переход между буровым и цементным раствором. Такой подбор предотвращает резкие перепады давления, что значительно упрощает процесс закачки и повышает контролируемость операций.

Таким образом, использование буферных жидкостей заметно повышает качество цементирования, обеспечивая более герметичное, долговечное и прочное крепление скважины. Оптимальный подбор и правильное применение буферных жидкостей – один из ключевых факторов получения качественной и надежной крепи. Выбор конкретного типа буферной жидкости зависит от геологических условий, свойств и параметров как бурового, так и цементного растворов, и других технологических факторов.

В особенности актуальной по сей день остается проблема крепления скважин, разбуренных с применением растворов на углеводородной основе. Несмотря на их большой ряд преимуществ перед растворами на водной основе, применение таких составов так же представляет дополнительные сложности, которые в результате могут повлиять на крепь, значительно ослабляя ее.

Для обеспечения надежной и качественной крепи скважины требуется комплексный подход – строгий контроль качества материалов, исследование и внедрение современных технологий с учетом экологических требований. Так применение передовых методов и технологий позволяет значительно снизить риски, повышает эффективность проведения буровых работ и способствует успешной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а профессиональный подход к данным вопросам обеспечивает безопасность персонала и защиту окружающей среды. Крайне важно продолжать исследований в данной области для создания новых решений, способных устранить текущие проблемы и улучшить результаты бурения в целом.

Список использованных источников:

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985, – 509 с
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. - В 5 т. Т. 3 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 418 с
3. Агзамов, Ф. А. Отмывающая способность буферной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ / Ф. А. Агзамов, Р. Р. Садрtdинов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 23-27.
4. Мурясков, Р.Р. Буферные жидкости для повышения качества крепления скважин / Р.Р. Мурясков // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, Уфа, 17-18 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 39.

5. Крылов, Е. В. Применение буферных композиций при цементировании нефтяных и газовых скважин / Е. В. Крылов, Т. Д. Мухамадулин, Е. К. Калужин // Бурение и нефть. – 2019. – № 4. – С. 52-53.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ С СИСТЕМОЙ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА

Небогатов Н.С.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБсз-21-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается системы верхнего привода, тип механизмов бурильных установок, предназначенных для проведения различных технологических операций с целью оптимизации сроков строительства. А так же принцип работы верхнего привода, его различные категории и области применения.

Ключевые слова: Бурильные установки, верхний привод, бурение скважин, силовой вертлюг, ремонтные агрегаты.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE OPERATION OF A DRILLING RIG WITH AN OVERHEAD DRIVE SYSTEM

N.S. Nebogatov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, In the City of Oktyabrsky, student GBsz-18-11)

Abstract. This article discusses overhead drive systems, a type of drilling rig mechanism designed to perform various technological operations in order to optimize construction time. It also explains the principle of operation of overhead drive, its various categories, and its applications.

Keywords: Top drive systems, drilling rigs, top drive, well drilling, power swivel, repair units.

Системы верхнего привода (СВП) представляют собой новый тип механизмов, которые используются для выполнения различных технологических операций на бурильных установках. В целом, верхний привод представляет собой подвижный вращающийся элемент, который оснащен комплексом средств для механизации процессов бурения.

Согласно их предназначению, верхний привод можно разделить на две категории: верхний привод для буровых установок, используемых при бурении скважин на суше и в море, а также верхний привод (силовой вертлюг), который применяется для ремонтных работ. Рассмотрим параметры СВП наиболее используемых приводов.

Таблица 1 – Параметры СВП

Параметр	Уралмаш СВП 320	ПромТехИнвест ПВЭГ225	Varco TDS-9
Грузоподъемность, т	320	225	400
Максимальный крутящий момент, кН·м	50,3	48,1	47,5
Максимальная частота вращения выходного вала, об/мин	104	100	228
Максимальное давление бурового раствора, МПа	40	35	
Привод	Электрический	Гидравлический	Электрический
Номинальная мощность привода, кВт	2x298 (596)	245	552
Максимальная скорость вр., об/мин	1000	2300	

Основные компоненты и функции СВП:

1. Двигатель приводит в движение бурильную колонну;

2. Редуктор выполняет функцию передачи и изменения характеристики крутящего момента;
3. Через вертлюг происходит поток раствора в колонну буровых труб;
4. Бурови́к через систему управления имеет возможность контролировать нагрузку и частоту вращения;
5. Подвесное устройство обеспечивает соединения оборудования между собой;
6. Система безопасности выполняет функцию включения автоматического устройства для предотвращения аварийных ситуаций.
7. Возможность проведения СПО путем вращения колонны труб, что повышает эффективность;
8. Сокращение срока проведения процесса бурения скважины, за счет сокращения времени на СПО и других операций

Применение:

СВП применяются на всех типах буровых установок: как на суше, так и на шельфе, в том числе и на глубоководных буровых платформах. Стоит отметить, что данная технология считается особенно востребованной при бурении сложных наклонно-направленных скважин.

Основной долей в разработке месторождений нефти и газа в России являются модели верхних приводов, импортируемые из-за рубежа. Помимо явной дороговизны эксплуатации такого оборудования (стоимость его покупки и обслуживания обычно выше на 30-40%), зависимость отечественной нефтяной отрасли от импортных устройств может привести к серьезным последствиям для экономики страны в будущем, особенно в контексте санкционной политики со стороны Запада, особенно Америки, основного поставщика высокотехнологичного оборудования для нефтедобычи.

Помимо этого, анализ информации выявил ряд других характерных проблем с системами верхнего привода, поставляемыми на российский рынок:

- Ограниченный выбор моделей отечественного производства систем верхнего привода.
- Недостаток российских моделей с грузоподъемностью 500 тонн и более, при высоком спросе на такие модели на рынке.
- Несоответствие максимальной мощности систем верхнего привода скоростным режимам работы отечественного бурового оборудования.
- Недоиспользование потенциала мощности электродвигателя в диапазоне частот 60-120 оборотов в минуту на уровне 50-72%.
- Отсутствие автоматического регулирования частоты вращения выходного вала в зависимости от текущих параметров бурения.
- Необходимость применения многоступенчатых механических редукторов для снижения частоты вращения выходного вала и увеличения крутящего момента, что усложняет конструкцию и отрицательно сказывается на надежности системы в целом.

Для решения указанных проблем с системами верхнего привода на российском рынке можно предложить следующие подходы:

- поддержка отечественного производства: стимулирование развития российских производителей систем верхнего привода для расширения ассортимента и повышения грузоподъемности моделей.
- исследования и создание новых моделей: проведение научных исследований и разработка новых российских образцов с увеличенной грузоподъемностью, улучшенной мощностью и соответствием скоростным режимам работы отечественного бурового оборудования.
- внедрение автоматизированных систем управления: разработка систем, автоматически регулирующих частоту вращения выходного вала в зависимости от условий бурения, что повысит эффективность и точность работы.

-оптимизация электродвигателей: создание технологий, позволяющих максимально использовать мощностной потенциал электродвигателей в различных диапазонах частот вращения.

-улучшение конструкции: изучение возможности замены многоступенчатых механических редукторов на более эффективные и надежные решения, что снизит частоту вращения выходного вала, упростит конструкцию и обеспечит стабильную работу системы.

Эти меры могут способствовать устранению выявленных проблем с системами верхнего привода на российском рынке и повышению конкурентоспособности отечественного производства в данной отрасли.

Список использованных источников:

1. Макушкин Д.О. Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие / Д.О. Макушкин, П.М. Кондрашов – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 277 с.
2. Ефимченко С.И. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов, часть 1. Учебник / С.И. Ефимченко, А.К. Прыгаев – Москва: Изд. «Нефть и газ», РГУ им. И.М. Губкина г. Москва, 2006. – 137 с.
3. Парнивода Ю.Л. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании «Drillmec» (Италия) / Ю.Л. Парнивода. - Журнал «Бурение и нефть», 2010г., №11.
4. Егоров С.В. Повышение экономической эффективности управления парком буровых установок / С.В. Егоров. - Методические вопросы. Дисс. На соискание степени канд.экон.наук, Москва. – РУНГ им. Губкина – 2003.
5. Бирих Р.А. Сравнительный анализ традиционных и автоматизированных установок / Р.А. Бирих. - Сибирский федеральный университет Институт нефти и газа, 2013 – 34 с.
6. Морозов В.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото-винтовой забойный двигатель-бурильная колонна» / В.А.Морозов, М.В. Двойников, П.А.Блинов // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 2. С. 35-43.
7. Морозов В.А. Обоснование выбора параметров режима направленного бурения скважин винтовыми забойными двигателями / В.А. Морозов, М.В. Двойников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 2. С. 15-18. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-2-15-18
8. Garifullina, G. Determination of the residual life of the pipe metal under conditions of corrosion fatigue / G. Garifullina, A. Gizzatullina // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03033. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403033.
9. Gizzatullina, A. Use of Thermal Effects on the Reservoir to Increase Oil Recovery with Modern Technologies / A. Gizzatullina, G. Garifullina, V. Imaev // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20132. – DOI 10.1063/5.0247793.
10. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штупера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587.
11. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

12. Использование безбаритового раствора на основе формиата калия на Самотлорском месторождении / А. А. Хакимов, К. А. Гаврилюк, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 557-561.
13. Особенности строения и результаты разработки мезозойских нефтяных залежей Грозненского нефтяного района / И. П. Добролюбов, Д. Я. Мержоев, М. А. Абубакаров [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 113-119.
14. The generalized correlating function of capillary curves and the relationship of the filtration-capacitive parameters of reservoirs in Western Siberia with the size distribution of pore channels / R. T. Akhmetov, L. S. Kuleshova, O. A. Grezina [et al.] // Journal of Physics: Conference Series : 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020, Novosibirsk, 06–08 апреля 2020 года. Vol. 1661. – BRISTOL, ENGLAND: IOP Publishing Ltd, 2020. – P. 012016. – DOI 10.1088/1742-6596/1661/1/012016
15. Способ комбинированного утяжеления буровых растворов для бурения в условиях аномально высоких пластовых давлений / М. И. Хайруллин, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 7-8. – С. 76-80. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.26.71.013.
16. Прихват обсадных колонн / Л. М. Гимаева, В. З. Ле, А. А. Ситдикова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 108-111.
17. Самигуллина, Л.З. Некодифицированная лексика в профессиональном дискурсе специалиста нефтегазовой отрасли (на материале русского и английского языков) / Л.З. Самигуллина, Р.Х. Хайдарова // Филологические науки. Вопросы теории и практики. 2014. - № 8 (38) (часть 1). - С. 172-174.
18. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784.

УДК 622.24.063

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ С ПЛОСКИМ РЕОЛОГИЧЕСКИМ ПРОФИЛЕМ

А.Р. Нурисламов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБсЗ-21-11)

Э.Р. Садыкова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. Результаты строительства нефтяных и газовых скважин во многом определяются составом и характеристиками промывочных жидкостей. Эти растворы должны гарантировать безопасность и надежность работ при высокой скорости бурения, а также качественное вскрытие продуктивного пласта. При использовании буровых растворов на углеводородной основе есть проблемы с нестабильностью реологических свойств, так как вязкость РУО сильно зависит от температуры, что может влиять как на проблемы с очисткой ствола скважины, так и на возникновение поглощения. Поэтому разработка раствора на

углеводородной основе со стабильными параметрами в широком диапазоне является актуальной задачей

Ключевые слова: РУО, плоский реологический профиль.

UDC 622.24.063

APPLICATION OF A HYDROCARBON-BASED SOLUTION WITH A FLAT RHEOLOGICAL PROFILE

A.R. Nurislamov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. ГБс3-21-11)

E.R. Sadykova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, lecturer)

Abstract. The results of oil and gas well construction are largely determined by the composition and characteristics of drilling fluids. These solutions must ensure safe and reliable operations at high drilling speeds, as well as high-quality formation penetration. The use of hydrocarbon-based drilling fluids is associated with problems with rheological instability, as the viscosity of the drilling fluid is highly dependent on temperature, which can impact both wellbore cleanout and the occurrence of lost circulation. Therefore, developing a hydrocarbon-based fluid with stable parameters over a wide range is a pressing issue.

Keywords: OBM, flat rheological profile.

Растворы на углеводородной основе являются системами буровых растворов, которые зарекомендовали себя при бурении скважин в осложненных геологических условиях, а именно при проблемах, связанных со стабильностью ствола скважины.

Данные системы показали преимущества при вскрытии продуктивного пласта, так как данные растворы практически не оказывали влияния на проницаемость пород. Пласты практически не подвергаются загрязнению и появлением эмульсионных пробок в порах. Поэтому дебит в скважинах, пробуренных с использованием РУО в продуктивном пласте, обычно выше ожидаемого.

Применение растворов на углеводородной основе также снижает вероятность возникновения проблем со стабильностью ствола скважины, так как дисперсной средой является углеводород, который инертен практически ко всем компонентам пласта (мягкие молодые глины, аргиллиты, соль, гипс).

Но одним из минусов растворов на углеводородной основе в том, что при изменении температуры реология промывочной жидкости подвергается сильной динамике. То есть данные системы чувствительны к температуре.

Снижение таких показателей как динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига при повышении температуры создает проблемы с очисткой ствола скважины, а также с стабильностью бурового раствора. Для компенсации данного эффекта приходится повышать реологию раствора, что может не лучшим образом повлиять на давление в скважине, повысить эквивалентно-циркуляционную плотность, привести к поглощению буровой промывочной жидкости.

Таким образом, одной из основных проблем раствора на углеводородной основе является их сильная зависимость от температурных условий.

ООО «Химпром» разработала систему утяжеленного термостабильного РУО. Характерной особенностью данного раствора является плоский реологический профиль.

В данной системе бурового раствора были использованы отечественные реагенты аналоги.

Рецептура данного утяжелённого термостабильного бурового раствора на углеводородной основе с плоским реологическим профилем представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Рецепттура термостабильного РУО

№	Реагент	Концентрация
1	Gazpromneft Drillflow	560
2	NeoInvert Bent	12
3	NeoInvert K2	29
4	Известь	20
5	NeoInvert FL	8
6	Brine	140
7	NeoInvert FL Liquid	7
8	NeoInvert Mod	4
9	Микрокальцит	100
10	Барит	1082

В испытательной лаборатории произведен замер основных технологических параметров. Далее проба была помещена в роллерную печь для термостатирования раствора на 16 часов при температуре 120 °С. Параметры до и после термостатирования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технологические параметры РУО

Параметры	До термостатирования				После термостатирования 120 °С			
	25 °С	49 °С	85 °С	К разжижения	25 °С	49 °С	85 °С	К разжижению
Плотность, г/см ³	1,80	-	-	-	1,80	-	-	-
Пластическая вязкость, сП	44,4	25,5	17,1	2,59	47,8	26,8	18,4	2,6
ДНС, фунт/100 кв. фут	24,7	19,1	18,3	1,35	22,5	18,7	17,2	1,31
СНС 10 с, фунт/100 кв. фут	15,1	13,9	14,8	1,02	14,3	16,0	14,5	0,98
СНС 10 мин, фунт/100 кв. фут	22,5	19,1	20,8	1,08	27,3	22,8	16,8	1,6
Коэф. тиксотропии	1,49	1,37	1,40	-	1,9	1,42	1,16	-
ВНСС, мПа·с	48000	42100	33200	-	50600	45500	35300	-
ЭС, В	1295	1288	1242	-	1337	1305	1309	-
НТНР, см3/30 мин	3,8			-	3,6			-
SAG, г/см ³	0			-	0,4			-

Из таблицы 2 видно, что реологические параметры такие как динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига, пластическая вязкость меняются незначительно при изменении температуры бурового раствора. Седиментационная стабильность раствора составила 0,4 после термостатирования раствора, что говорит о высокой стабильности при высоком температурном воздействии на буровой раствор.

При бурении скважин на Вахитовском месторождении наиболее часто встречаются такие геологические осложнения как обвал стенок скважин (из-за неустойчивых горных пород), ГНВП. Также протяженность скважин на сегодняшний день составляет около 5000 м и более, что требует использование высокотемпературных растворов со стабильными реологическими параметрами.

Для минимизации рисков данных осложнений предлагается применение утяжеленного раствора на углеводородной основе с плоским реологическим профилем,

разработанный ООО «Химпром». Данная система бурового раствора имеет стабильные реологические параметры в широком диапазоне температур. Т.е. при остановках циркуляции и остывании бурового раствора реология остается практически прежней, что снижает риски возникновения увеличенного давления на забое и возникновения поглощения бурового раствора.

Таким образом, термостабильный раствор на углеводородной основе с плоским реологическим профилем разработанный ООО «Химпром» показал стабильные реологические показатели в широком диапазоне температур, что положительно влияет на выносящую способность раствора, а также снижает риски поглощений при бурении скважин.

Данная система бурового раствора рекомендована для бурения на Вахитовском месторождении в интервале эксплуатационной колонны.

Список использованных источников:

1. Кожевников Р.О., Машаров М.Т., Бурцева Ю.Е., Соловьев А.Д., Филимонов В.О., Крыворученко В.В., Галеев А.Р. Разработка утяжеленного термостабильного РУО с плоским реологическим профилем: Neftegaz.RU, 2025 г.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008.
3. Белоруссов В.О. Технология борьбы с осложнениями при бурении скважин. – М.: Недра, 1967. - 162 с.
4. Шарифуллина Р.Р. Преимущества и недостатки эмульсии второго рода / Р.Р. Шарифуллина, Р.В. Денисенко // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ. Материалы конференции. Уфа, 2023. С. 447-450.

УДК 622.243

ПРИМЕНЕНИЕ РОССИЙСКИХ ИСТОЧНИКОВ ИОНИЗИРУЮЩЕГО ИЗЛУЧЕНИЯ В ИНОСТРАННЫХ ПРИБОРАХ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА ПРОИЗВОДСТВА BAKER HUGHES ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.В. Павлов

*(«Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
студент гр. МГБ02дв-23-01)*

Р.А. Исмаков

*(«Уфимский государственный нефтяной технический университет» доктор
технических наук, профессор, Заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых
скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета)*

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы и перспективы импортозамещения в нефтегазовой отрасли России посредством перехода на использование отечественных источников и датчиков ионизирующего излучения в комплексах ядерного каротажа. Представлен анализ современного рынка российских производителей радиоизотопных источников, систематизирован опыт внедрения таких изделий в существующие буровые комплексы. Проведено сопоставление эксплуатационных, метрологических и экономических характеристик российских и зарубежных источников. Сформулированы предложения по дальнейшему развитию отечественной элементной базы оборудования для каротажа скважин.

Ключевые слова: Ключевые слова: ядерный каротаж, импортозамещение, отечественные источники, радиоизотопы, LithoTrak, бурение, нефтегазовая отрасль.

UDC 622.243

USE OF RUSSIAN SOURCES OF IONIZING RADIATION IN FOREIGN BAKER HUGHES RADIOACTIVE LOGGING DEVICES DURING WELL DRILLING

A. V. Pavlov

Abstract. The article discusses the problems and prospects of import substitution in the Russian oil and gas industry through the transition to the use of domestic sources and detectors of ionizing radiation in nuclear logging systems. The article presents an analysis of the current market of Russian manufacturers of radioisotope sources and systematizes the experience of introducing such products into existing drilling systems. The article compares the operational, metrological, and economic characteristics of Russian and foreign sources. The article formulates proposals for the further development of the domestic element base for well logging equipment.

Keywords: nuclear logging, import substitution, domestic sources, radioisotopes, LithoTrak, drilling, oil and gas industry.

Санкционные ограничения и нестабильность внешнего рынка привели к необходимости оперативного импортозамещения комплектующих и расходных материалов, применяемых в нефтегазовом сервисе России. Особенно остро проблема стоит для ядерного каротажа, где ранее доминировали западные бренды (Baker Hughes, Schlumberger, Weatherford, Halliburton). В современных условиях задача внедрения отечественных источников радиации (нейтронных, гамма-излучающих) в промышленные измерительные системы обретает первостепенное значение для обеспечения технологической независимости страны.

Ядерный каротаж является одним из ключевых методов геофизических исследований скважин, позволяющим определять литологию, пористость, насыщенность, трещиноватость пластов. От типа и характеристик источника напрямую зависят точность измерений, интерпретируемые параметры, а также радиологическая безопасность персонала.

Актуальность импортозамещения в ядерном каротаже

Для поддержания технологической суверенности российская индустрия бурения должна активно внедрять и развивать собственную элементную базу: радиоизотопные источники, детекторы, сопутствующую электронику и программное обеспечение. В условиях санкций импорт западных радиоизотопов сильно ограничен либо запрещён, что делает неадаптированные комплексы неработоспособными или резко удорожает поддержание их в рабочем состоянии.

По результатам анализа, отечественные производители успешно налаживают производство следующих компонентов:

- Источники нейтронов (например, ИБН-8-5, выпускаются предприятиями «Маяк», «Доза», «Изотоп»).
- Источники гамма-излучения на базе Cs-137, Co-60, Am-241.
- Детекторы ионизирующего излучения (полупроводниковые, сцинтилляционные, например, ИФТП, НПП «Энергия», ВНИИГИС-ЗТК).

Таблица 1. пример распределения доли российского и импортного оборудования по основным модулям ядерного каротажа.

Модуль	Доля российских производителей	Краткое описание
Нейтронные источники	~50%	ИБН-8-5, Маяк, Доза, Изотоп
Гамма-источники	~70%	Cs-137, Am-241 отечественного произв.
Детекторы	~60%	ИФТП, НПП «Энергия», ВНИИГИС-ЗТК
Электроника	~60-80%	Модули сбора и передачи данных

Сопоставление отечественных и зарубежных источников

Проведено сравнительное испытание источников Am-Be, Pu-Be и Cs-137 отечественных производителей (АО «Производственное объединение «Маяк», В/О «Изотоп», НПП «Доза») в различных климатических и геологических условиях. Исследования показали, что по основным эксплуатационным параметрам российские источники обеспечивают сопоставимую интенсивность излучения, стабильность генерации, а при модернизации модулей градуировки и дополнительной калибровке дают качественные результаты, сопоставимые с западными аналогами.

Особое внимание уделялось безопасности обращения, легитимности логистики, а также влиянию импортной электроники на результаты измерений.

По результатам анализа установлено, что расхождение плотности объяснимы условиями измерения (центрация/ децентрация приборов). Имиджи по ближнему и дальнему зонду показывают:

- модуль ORD с отечественным источником прижат к стенке скважины;
- модуль ORD с зарубежным источником центрирован;
- на имидже красным высокая плотность (прижатая часть), синим низкая (часть на удалении от стенки). Эффект децентрации видно также на имидже по дальнему детектору (Рисунок 1).

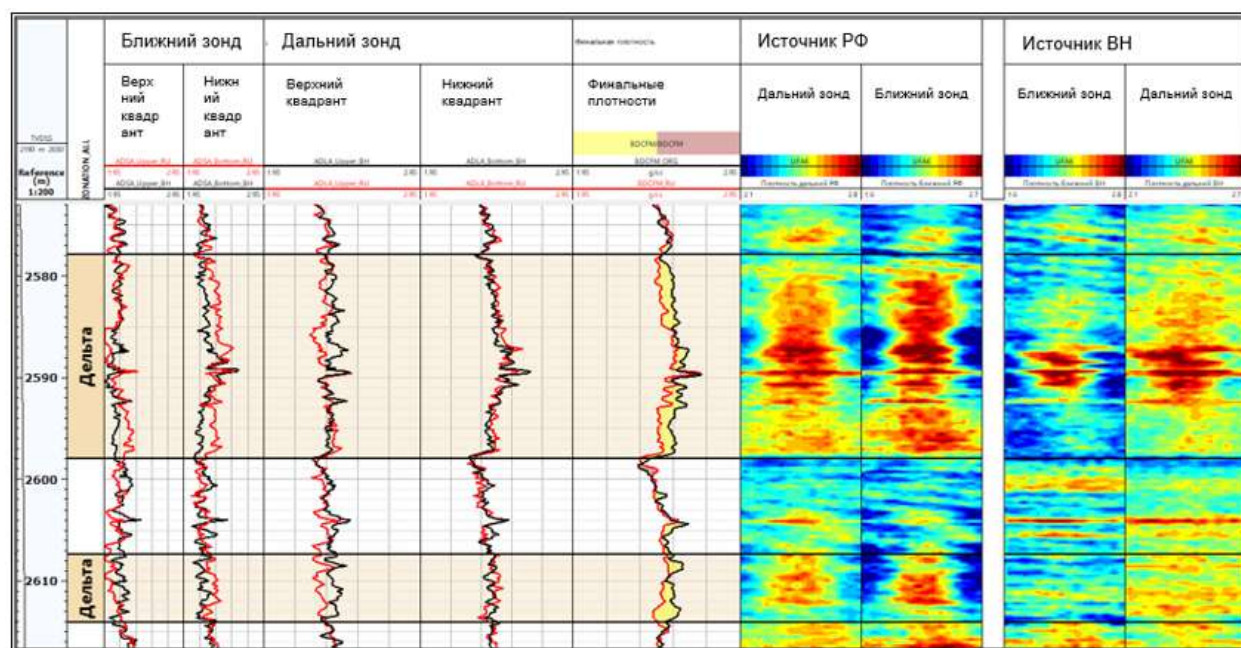


Рисунок 1 - Влияние эффекта центрации/ децентрации на измерение плотности.

Методы интеграции отечественных источников в существующие комплексы.

Применение отечественных источников требует разработки процедур корректной установки, калибровки и ввода их в эксплуатацию в составе работающих приборов (например, LithoTrak). Внедрялись следующие меры:

- Создание адаптированных крепежных и защитных узлов.
- Аттестация и сертификация новых комплектующих в Росатоме, Ростехнадзоре.
- Разработка многоступенчатых методик градуировки детекторов под различные модификации источников.
- Интеграция отечественного софта для автоматизированного контроля стабильности характеристик прибора.

Результаты внедрения отечественных источников

За последние три года в пилотных проектах по импортозамещению отечественные источники успешно эксплуатируются на ряде скважин в Пермском крае, Башкирии и ЯНАО. Успешны примеры работы как с традиционным гамма-каротажем, так и в составе современных ядерных комплексов (LithoTrak, ННК), предоставленных, например, ТРК-инжиниринг, НПП «Энергия», ВНИИГИС-ЗТК, ТНГ-Групп. Сопоставимые по стабильности и безопасности работы результаты получались при корректной многократной калибровке и заблаговременном техобслуживании модулей.



Рисунок 2 - Модели горных пород.

Экономическая оценка, проведённая на базе данных закупок в 2024–2025 гг., показала снижение издержек на 15–30% в зависимости от типа источника и сложности скважинных условий. Подчёркивалась возможность поддержания полного цикла лицензирования и сертификации без участия иностранных компаний.

Выводы и рекомендации

- по общей картине отмечается хорошая сходимость кривых по амплитуде и по форме, при этом отмечаются интервалы с локальными расхождениями плотности до 0,1 г/см³, объяснимые эффектом центрации/ децентрации приборов;
- согласно общей гистограмме, отмечается общее занижение плотности на 0,02 г/см³ при использовании российского источника ИГЦ 4-5;
- согласно гистограмме, отмечается завышение показаний водородосодержания примерно на 1% при использовании российского источника ИБН 8-5;
- данные по нейтрон-нейтронному каротажу с использованием российского источника ИБН 8-5 хорошего качества и подходят для интерпретации, расхождения в пределах погрешности измерения;
- данные по гамма-гамма плотностному каротажу имеют локальные расхождения выше погрешности измерений, но результат интерпретации в области перекрытия двух записей не сильно отличается, что позволяет выделять коллектора одинаково.
- Импортозамещение источников излучения в системах ядерного каротажа технологически и практически реализуемо при поддержке отечественных производителей и научных центров.
- Для устойчивого внедрения требуется стандартизация технических требований и создание единой платформы калибровки, документации и сопровождения оборудования.

- Успешная интеграция отечественных источников требует совместной работы производителей оборудования, операторских сервисных компаний и государственных регуляторов.
- Использование российских источников позволяет обеспечить и промышленную безопасность, и эффективную интерпретацию буровых данных, что критически важно для устойчивого развития нефтегазового комплекса страны.

Список использованных источников:

1. О возможностях создания российской технологии MWD и LWD для скважин с использованием методов индукционного и гамма-каротажа // Горный журнал, 2021.
2. Шагманов А.К. Оптимизация процесса бурения и применение систем MWD и LWD в реальном времени // International Journal of Humanities and Natural Sciences, 2024.
3. MWD & LWD In Russia: Current Status and Development Outlook Through 2025 // ROGTEC Magazine, 2016.
4. Бурение нефтяных и газовых скважин. Использование MWD/LWD для оптимального размещения и технологии бурения // СамГТУ, 2024.
5. Каротаж в процессе бурения (LWD): возможности и оборудование INTEQ, системы OnTrak и LithoTrak // studylib.net, 2023.
6. LithoTrak bulk density and neutron porosity: Baker Hughes delivers the most accurate LWD porosity measurements under challenging hole conditions // Baker Hughes, 2020.
7. Информационные системы мониторинга и контроля буровых работ при строительстве скважин // Бурение и нефть, 2025.
8. Радиационный каротаж: методы и средства контроля в бурении с применением MWD и LWD // Технология бурения нефтяных и газовых скважин, 2022.
9. LithoTrak Advanced LWD porosity service: azimuthal density data for real-time reservoir navigation and wellbore positioning // Baker Hughes, 2020.
10. LithoTrak™ bulk density and neutron porosity – Logging-while-drilling density and porosity service // Baker Hughes, 2020.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

Р.Е. Пастухов

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, студент гр. 74-21)

Р.К. Самтаров

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, студент гр. 74-21)

С.В. Любимова

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск)

Аннотация. В статье рассматриваются осложнения, возникающие при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин, такие как поглощения бурового раствора, обвалы породы и прихваты бурильного инструмента. Проведен анализ современных методов и технологий для их прогнозирования и предотвращения, включая использование искусственного интеллекта, инновационных материалов и новых инженерных решений. Показано, что комплексный подход позволяет значительно снизить риски и затраты на строительство скважин.

Ключевые слова: осложнения при бурении, поглощения, прихваты, горизонтальные скважины, искусственный интеллект, умные микроконтейнеры.

ANALYSIS OF DRILLING COMPLICATIONS AND MODERN METHODS FOR THEIR PREVENTION**R.E. Pastukhov***(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, student of group 74-21)***R.K. Sattarov***(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, student of group 74-21)***S.V. Lyubimova***(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, assistant professor)*

Abstract. The article examines complications arising during the construction of directional and horizontal wells, such as drilling fluid loss, borehole collapse, and drill string sticking. An analysis of modern methods and technologies for their prediction and prevention is carried out, including the use of artificial intelligence, innovative materials, and new engineering solutions. It is shown that an integrated approach can significantly reduce the risks and costs of well construction.

Keywords: drilling complications, lost circulation, pipe sticking, horizontal wells, artificial intelligence, smart microcontainers.

Бурение скважин в тяжелых геологических условиях, особенно при строительстве горизонтальных и наклонно-направленных, связано с огромными рисками проявления различных технологических осложнений. Задачи, поставленные перед буровой бригадой, отличаются систематизированностью и разнообразием. Например, недостаточно эффективное удаление шлама из ствола горизонтального участка, вызванное ламинарным режимом течения вязкопластичных жидкостей, не является локальной проблемой - она образует цепь связанных событий: скопление выбуренной породы ведёт к возникновению зон повышенного сопротивления, что способно вызвать заклинивание инструмента, затяжки и дифференциальные прихваты буровой колонны. Кроме того, такие отложения способны провоцировать резкие перепады локального давления при циркуляции бурового раствора, что может привести к раскрытию трещин, поглощению раствора, а также к снижению скорости проходки из-за необходимости повторного разрушения шлама в призабойной области. Именно поэтому современные научные изыскания, такие как работа Логачёва и его коллег [1], сосредоточены на пересмотре фундаментальных гидродинамических основ процесса. Вместо простого увеличения расхода жидкости предлагаются альтернативные подходы к управлению касательными напряжениями, позволяющие эффективно разрушать шламовые отложения даже в условиях структурного течения. Данная методология может получить практическое подтверждение в реальных условиях, что продемонстрировал опыт бурения на Астраханском газоконденсатном месторождении [2], где ключевым фактором дифференциальных прихватов оказалась не толщина фильтрационной корки, а совокупность трудностей, связанных с неудовлетворительным выносом шлама и бурением в режиме скольжения.

Геомеханические аспекты также представляют значительные трудности. Особого внимания заслуживает задача бурения в так называемом «узком окне давлений», где разрыв между пластовым давлением и давлением гидроразрыва минимален. В таких условиях традиционные подходы часто оказываются неэффективными, а любое отклонение параметров раствора от нормы чревато либо интенсивным поглощением, либо внезапным проявлением флюидов. Проходка в неустойчивых глинистых сланцах, склонных к набуханию, или в трещиноватых кавернозных известняках, как в условиях Восточной Сибири [5], связана с вероятностью обрушения породы, образования каверн и сужения ствола. Решением этих задач становятся специализированные инженерные разработки, такие как создание винтовых забойных двигателей с профилированной секцией [3], способных

устойчиво функционировать при пониженных расходах промывочной жидкости, что даёт возможность поддерживать давление в стволе в допустимых пределах без применения экономически затратных технологий управления давлением.

В сфере изоляции интервалов с осложнениями наблюдается коренной перелом в развитии материаловедения. Устаревшие способы противодействия поглощениям, к примеру, закачка наполнительных составов, демонстрируют недостаточную результативность, повышенный расход сырья и потенциальную угрозу нарушения целостности или загрязнения продуктивного горизонта. Их заменяют прецизионные технологические решения, особое место среди которых занимают «интеллектуальные микрокапсулы» [6]. Механизм их функционирования заключается в целевой транспортировке полимеризующегося вещества непосредственно в область поглощения. Микрокапсулы, введённые в состав бурового раствора, сохраняют нейтральность при стандартной циркуляции, но переходят в активное состояние при проникновении в каверны или трещины под влиянием колебаний pH, температурного режима или механического воздействия. Схожие изменения претерпевает и разработка тампонажных материалов. Стандартные цементы категории G, не всегда устойчивые к переменным нагрузкам, интенсивно замещаются составами с наномодификаторами [7]. Присадки на основе нанокремнезема результативно уплотняют поровое пространство, уменьшая проницаемость затвердевшего цемента вдвое [7], тогда как углеродные нанотрубки и графитовые нанопластины функционируют как упрочняющая основа, усиливая стойкость к изгибу и ударную вязкость. Подобная система микрокапсул даёт возможность создать надёжную изолирующую пробку непосредственно в области развития осложнений при минимальном количестве реагента, сокращая продолжительность ликвидации аварийной ситуации с нескольких дней до нескольких часов. Новаторским достижением в области тампонажных материалов стали самовосстанавливающиеся цементы, включающие микрокапсулы с полимерным наполнителем, которые автоматически «затягивают» формирующиеся микротрещины [8]. Эта же направленность на применение наномодифицирующих добавок наблюдается и при создании буровых растворов: введение нанокремнезема в глицериновые композиции позволяет создавать на поверхности сланцев ультратонкий, но исключительно плотный экран, предотвращающий гидратацию и обрушение породы [9], а экологичные наножидкости на базе оксида меди комплексно оптимизируют реологические и смазывающие характеристики.

Проведённый обзор наглядно показывает, что современная индустрия бурения скважин переживает этап фундаментального преобразования. Противодействие осложнениям эволюционировало от набора отдельных реактивных методик к формированию целостной системы продуктивного управления рисками. Основными драйверами этой трансформации выступают фундаментальные исследования, углубляющие понимание физико-химических механизмов в стволе скважины, высокоэффективные материалы, преобразовавшиеся из пассивных составляющих в активные элементы технологии, и цифровые решения, выполняющие функцию «центра принятия решений». Дальнейшее развитие будет направлено на создание полностью автономных буровых комплексов, где цифровые двойники скважин будут непрерывно моделировать различные сценарии, а искусственный интеллект - выбирать и реализовывать оптимальную стратегию строительства, минимизируя влияние человеческого фактора и максимизируя надёжность и скорость проведения работ, что позволит безопасно и экономически эффективно осваивать наиболее сложные и ранее недоступные запасы углеводородов.

Список использованных источников:

1. Логачёв, Ю. Л. Механизм очистки наклонно-направленных и горизонтальных скважин от шлама при ламинарном течении вязко-пластичных жидкостей методом управления касательными напряжениями / Ю. Л. Логачёв, А. М. Вороник, Л. В. Пармузина, В. Ю. Близнюков // ИД «Губкин». – 2024. – № 11. – С. [указать страницы, если известны].

2. Храбров, Д. В. Опыт бурения горизонтальных стволов скважин на Астраханском ГКМ / Д. В. Храбров, А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов, Н. Т. Кадыров, В. А. Мнацаканов, М. М. Гайдаров, Г. В. Конесев // ИД «Губкин». – 2022. – № 5. – С. [указать страницы, если известны].

4. Шутенков, А. А. Винтовой забойный двигатель с профилированной двигательной секцией: повышение эффективности бурения при ограниченном расходе промывочной жидкости / А. А. Шутенков, А. В. Кривошеев, А. В. Петухов, А. В. Кузнецов // Бурение и нефть. – 2025. – № 1.

5. Залятдинов, А. А. Исследование влияния бурения с одновременным расширением на темп изменения зенитного угла / А. А. Залятдинов, А. Ф. Шайхутдинова // ИД «Губкин». – 2024. – № 1. – С. [указать страницы, если известны].

6. Овчинников, В. П. Обзор осложнений при бурении скважин на месторождениях в Восточной Сибири / В. П. Овчинников, М. В. Листак // Neftegaz.RU. – 2025. – № 8.1.

7. Дмитриевский, А. Н. Инновационные технологии предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин. Применение технологии микроконтейнеров для борьбы с поглощениями / А. Н. Дмитриевский, А. Л. Максимов, С. В. Антонов [и др.] // Бурение и нефть. – 2022. – № 5. – С. 38–43.

8. Jafariesfad, N. New Materials and Technologies for Life-Lasting Cement Sheath: A Review of Recent Advances / N. Jafariesfad, S. Sangesland, K. Gawel, M. Torsæter // SPE Drilling & Completion. – 2020. – Vol. 35, No. 2. – P. 262–278.

9. Gul, S. Automated Surface Measurements of Drilling Fluid Properties: Field Application in the Permian Basin / S. Gul, E. Van Oort, C. Mullin, D. Ladendorf // SPE Drilling & Completion. – 2023. – Vol. 38, No. 3. – P. 189–205.

10. Lyu, C. Application of Nanosilica in Glycerol-Based Drilling Fluid for Shale Formations / C. Lyu, S. Hao, L. Yang // SPE Drilling & Completion. – 2023. – Vol. 38, No. 4. – P. 321–335.

УДК 622.276

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАЗРЫВЕ ПЛАСТА

Ю.М. Привалович

(АГТУ «ВШН», г. Альметьевск студент гр. 74-23)

Аннотация. Статья предлагает короткий и рабочий подход к выбору скважин для многостадийного кластерного гидроразрыва пласта (ГРП). В статье представлен наглядный чек-лист и простая матрица решений, а также приведён минимальный набор расчётов для предварительного проектирования ГРП: уравнение притока, безразмерная проводимость трещины и укрупнённая оценка количества проппанта (расклинивающего материала). В тексте избегаются англицизмы: все заимствованные термины даны по-русски и кратко пояснены.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; многостадийный ГРП; горизонтальная скважина; жидкость разрыва; проппант (гранулы песка/керамики, удерживающие раскрытие трещины); безразмерная проводимость; отбор скважин.

UDC 622.276

NEW TECHNOLOGIES IN HYDRAULIC FRACTURING: A PRACTICAL SELECTION AND QUICK-DESIGN GUIDE

Y.M. Privalovich

(Almetyevsk State Technological University Higher School of Oil, Almetyevsk, student gr. 74-23)

Abstract. The paper offers a concise, hands-on approach to selecting wells for multi-stage cluster hydraulic fracturing (HF). It uses a short checklist and a simple scoring matrix, and provides a minimum set of calculations for a quick design estimate: the inflow equation, the dimensionless fracture conductivity, and an order-of-magnitude estimate of proppant volume and mass. Borrowed terms are explained in plain language.

Keywords: hydraulic fracturing; multi-stage HF; horizontal well; fracturing fluid; proppant (granular sand/ceramic that keeps the fracture open); dimensionless conductivity; candidate well selection.

Гидравлический разрыв пласта - привычный для отрасли способ «расправить» фильтрационные пути там, где поры и трещинки слишком тесны, чтобы скважина работала на расчётной отдаче. На низко- и среднепроницаемых коллекторах, а также на газоконденсатных объектах, ГРП помогает снять лишние сопротивления вокруг забоя и увести основной перепад давления глубже в пласт. Дальше - только самое полезное для практики: как быстро понять, где ГРП уместен, чем его заполнять и как определить объёмы. [1–3, 7]

Как отбирать скважины под многостадийный ГРП

Отбор начинается с короткого списка вопросов. При большинстве ответов «да» проводится балльная оценка, по результатам которой скважина рекомендуется к включению в план. Чек-лист позволяет выполнить оценку за 3–5 минут на данных цеха. [1, 3]

- проницаемость невысокая ($k \leq 5$ мД) или пласт неоднородный;
- дебит заметно просел при близком к прежнему забойному давлению;
- горизонтальный участок не короче 500 м и идёт по коллектору;
- оборудование и химия для МГРП доступны, изоляция интервалов решается штатно;
- геомеханика допускает рост длины трещины без нежелательной высоты;
- рядом нет водоносных/газовых контактов без надёжной отсечки;
- утилизация отработанных жидкостей организуемая.

Таблица 1 - Матрица решений для отбора (0–2 балла на критерий; сумма ≥ 8 - в приоритет)

Критерий	0 баллов	1 балл	2 балла
Проницаемость k , мД	≥ 15	5–15	≤ 5
Длина горизонтального ствола, м	< 300	300–500	> 500
Скин-фактор / блокировка призабойной зоны	нет	умеренные	выраженные
Прослой неколлектора	много	умеренно	мало/нет
Техготовность к МГРП	нет	частично	полная
Ограничения по росту высоты	жёсткие	умеренные	минимальные

Алгоритм отбора прост: чек-лист заполняется, баллы суммируются, результат проверяется. При сумме баллов восемь и более и наличии не менее пяти положительных ответов в чек-листе скважина рекомендуется к включению в план МГРП; в пограничных случаях целесообразно выполнить уточняющее моделирование и проверку по давлению. [1]

Какие решения использовать на работах:

Для горизонтальных скважин лучше всего работает многостадийный кластерный подход: обрабатываем короткие участки перфорации последовательно. Закачка идёт «ступенями»: сначала порция чистой жидкости - она «раскрывает» трещину; затем смесь с проппантом - гранулами песка или керамики, которые не дают трещине сомкнуться. Такое чередование формирует внутри основного разрыва устойчивые проводящие каналы и экономит материалы. [1, 7, 8]

Выбор жидкости для проведения разрыва определяется поставленной целью. Для дальнего выноса проппанта целесообразно применять полимерную систему. При необходимости сохранить «чистоту» порового пространства подходят составы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ. В карбонатных коллекторах применяется кислотный вариант: протравливание стенок трещины способствует сохранению проводимости после снятия давления. [5, 6, 4]

Таблица 2 - Жидкости разрыва: что выбрать под задачу

Тип жидкости	Вязкость (рабочая)	Остаточные повреждения	Сложность приготовления	Где уместна
Полимерная (водная основа)	средняя–высокая	умеренные–высокие	средняя	песчаники, дальний вынос проппанта
Бесполимерная на основе вязкоупругих ПАВ	низкая–средняя	низкие	средняя	когда важна «чистота» пор
Пенная система (газо-жидкостная)	низкая	низкие	высокая	низконапорные пласты, ускоренный отток
Кислотный состав (карбонаты)	низкая	нетипично	средняя	протравливание стенок трещины

Минимальные расчёты, без которых не обойтись:

Для начальной оценки эффекта достаточно трёх шагов. Сначала - дебит по простому уравнению (формула 1). Далее «соразмерность» трещины пласту оценивается через безразмерную проводимость (формула 2). И, наконец, потребность в материалах определяется по укрупнённым формулам (3) и (4). [1]

$$q = (k \cdot h / (\mu \cdot B)) \cdot (p_{пл} - p_{заб}) / (\ln(r_e/r_w) + S) \quad (1)$$

Здесь q - дебит; k - проницаемость пласта; h - мощность коллектора; μ - вязкость; B - объёмный коэффициент; $p_{пл}$ и $p_{заб}$ - пластовое и забойное давления; r_e и r_w - радиусы дренирования и скважины; S - скин-фактор, то есть добавочное сопротивление в призабойной зоне.

$$F_{cd} = (k_f \cdot w_f) / (k \cdot x_f) \quad (2)$$

k_f - проницаемость заполненной трещины; w_f - средняя ширина; k - проницаемость пласта; x_f - полудлина трещины. Практически целесообразно ориентироваться на F_{cd} порядка 1...10: меньше - каналы «зажаты», больше - избыточные затраты без заметной отдачи. [1]

$$V_{пр} = 2 \cdot x_f \cdot h_{eff} \cdot w_{avg} \cdot N_{ст} \cdot N_{кл} \quad (3)$$

$$m_{пр} = \rho_{bulk} \cdot V_{пр} \quad (4)$$

Здесь $V_{пр}$ - объём проппанта в трещинах; h_{eff} - эффективная высота разрыва; w_{avg} - средняя ширина; $N_{ст}$ - число стадий; $N_{кл}$ - кластеров на стадию; ρ_{bulk} - насыпная плотность проппанта. [8]

Таблица 3 - Укрупнённая калькуляция материалов (пример)

Параметр	Значение	Ед.	Формула	Результат	Комментарий
Полудлина трещины x_f	80	м	-	-	среднее по стадиям
Эффективная высота h_{eff}	18	м	-	-	
Средняя ширина w_{avg}	0,005	м	-	-	
Число стадий $N_{ст}$	12	шт	-	-	
Кластеров на стадию $N_{кл}$	4	шт	-	-	
Объём проппанта $V_{пр}$	-	м³	$2 \cdot x_f \cdot h_{eff} \cdot w_{avg} \cdot N_{ст} \cdot N_{кл}$	691,2	без учёта потерь
Масса проппанта $m_{пр}$	-	т	$\rho_{bulk} \cdot V_{пр}$	1036,8	$\rho_{bulk} = 1500$ кг/м³

Что важно запомнить:

- Чек-лист и матрица помогают быстро сформировать список кандидатов и не тратить время на слабые варианты.
- Кластерный МГРП с чередованием «чистой» и «проппантовой» закачки даёт устойчивые проводящие каналы.
- Увеличивать длину трещины стоит до разумного предела: дальше отдача падает, а расходы растут.
- Риски - преждевременное заглушение, рост высоты в воду или газ, пескование - предупреждаются режимами и изоляцией интервалов.
- Окончательные решения принимаем по фактическим данным конкретного месторождения.

Заключение

Инженеру необходим компактный и понятный инструмент. Предложенная методика соответствует этим требованиям: критерии отбора, ориентиры по жидкостям и набор быстрых расчётов. Этого достаточно, чтобы без долгих согласований сформировать план работ и оценить ожидаемый эффект, а детали уточнить уже по данным объекта.

Список использованных источников:

1. Гнездов А.В., Ильгильдин Р.Ф. Краткий анализ технологий и результатов гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. 2018. № 11.
2. Закиров С.Н. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2020. 643 с.
3. Зюзько А.Н., Забоева М.И. ГРП как метод повышения интенсификации добычи углеводородов // Академический журнал Западной Сибири. 2018. № 6.
4. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. Бугульма: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2013. 472 с.
5. Долгов С.В. Сравнение сценариев для жидкостей ГРП (гели на водной основе и пены) // Булатовские чтения. 2017. № 2.
6. Силин М.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н. и др. Бесполимерная технологическая жидкость для ГРП на основе вязкоупругих ПАВ // Территория Нефтегаз. 2017. № 5.
7. Миронов С.В. Обзор существующих технологий проведения ГРП // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т.13. № 1 (68).
8. Курманчук Н.С. Новый метод многостадийного ГРП // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2017. № 1.

УДК 622.276

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Р.К. Саттаров

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, студент гр. 74-21)

С.В. Любимова

(ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти в г. Альметьевск, доцент)

Аннотация. Проанализированы пять технологий крепления скважин для сложных условий: изоляция призабойной зоны газовых скважин инертным газом и аэрозолем; применение водонабухающих материалов в горизонтальных скважинах; двухстадийное цементирование хвостовиков; крепление стеклопластиковыми колоннами; разобщение пластов у ВНК водонабухающими пакерами. Выбор метода требует анализа конкретных условий для повышения надежности конструкции и снижения рисков.

Ключевые слова: крепление скважин, цементирование, изоляция пластов.

UDC 622.276

INNOVATIVE WELL CEMENTING METHODS

R.K. Sattarov

(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, student of group 74-21)

S.V. Lyubimova

(Almetyevsk State Technological University, Higher School of Oil, Almetyevsk, assistant professor)

Abstract. Five well casing technologies for complex conditions were analyzed: near-wellbore isolation in gas wells using inert gas and aerosol; application of water-swelling materials in horizontal wells; two-stage tail pipe cementing; casing with fiberglass columns; and zone isolation near the oil-water contact using water-swelling packers. Method selection requires analysis of specific conditions to enhance structural reliability and reduce risks.

Keywords: well cementing, cementing, zonal isolation.

Качественное крепление скважин является критически важным этапом строительства скважины, определяющим её надежность и долговечность. В современных условиях, характеризующихся освоением сложно построенных коллекторов и увеличением доли горизонтальных скважин, традиционные технологии крепления часто оказываются недостаточно эффективными. Это обусловлено необходимостью обеспечения надежной изоляции продуктивных пластов в условиях высоких давлений и температур, а также при наличии зон поглощений и осыпаний.

Существует технология качественного крепления скважин [1]. Предложен инновационный способ крепления призабойной зоны газовых скважин, предусматривающий комплексную обработку с использованием инертного газа и аэрозольного закрепляющего состава. Технология включает предварительную обвязку устья скважины с подключением источника инертного газа к трубному пространству и аэрозольного генератора к затрубному пространству, после чего осуществляется поэтапная закачка: сначала инертного газообразного агента по трубному пространству в течение не менее 0,5 часа при давлении, в 1,5-2,0 раза превышающем пластовое (но не достигающем давления гидроразрыва пласта), до установления стабильного режима фильтрации; затем одновременная подача инертного газа по трубному пространству и аэрозольного закрепляющего состава по затрубному пространству в объеме 0,5-0,8 порового объема обрабатываемой зоны при давлении на 0,1-0,5 МПа выше давления закачки инертного газа; завершающим этапом является продолжение закачки инертного газа по обоим пространствам до полного структурирования состава на стенках фильтрационных каналов. Технический результат заключается в повышении эффективности крепления призабойной зоны с максимальным сохранением фильтрационных характеристик пласта, увеличении глубины обработки и продлении срока эксплуатации скважины. Однако, он не единственный.

Другой же способ крепления скважин может быть применен при цементировании горизонтальных скважин [2]. Предложен усовершенствованный способ цементирования обсадной колонны в горизонтальных скважинах, направленный на предотвращение образования продольных каналов в сводовой части сечения ствола. Технология включает предварительное определение седиментационной устойчивости цементного раствора, расчет размеров потенциальных каналов после его осаждения и оценку степени набухания гранул из водонабухающего материала в контакте с фильтратом цементного раствора. Перед закачкой в скважину в цементный раствор вводятся гранулы из водонабухающего материала с плотностью ниже плотности раствора, подобранные в таком количестве, чтобы после седиментации цемента они полностью перекрывали возможные каналы в верхней части ствола за счет набухания. Способ реализуется через стандартные операции спуска обсадной колонны с башмаком, промывки ствола, закачки и продавки цементного раствора, но обеспечивает повышенную эффективность цементирования за счет целенаправленного устранения дефектов в наиболее проблемной сводовой зоне горизонтального ствола.

Альтернативный метод крепления скважин [3] включает усовершенствованный способ установки и цементирования хвостовиков в буровых скважинах, предусматривающий

спуск хвостовика на колонне технологических труб с отцепным механизмом, его установку в заданном интервале, промывку, цементирование с вращением и последующее отсоединение технологических труб. Ключевыми особенностями являются предварительная комплектация хвостовика специальной компоновкой, включающей ограничительные кольца, центраторы и вращатель потока с эластичными лопастями длиной не менее 1 метра, а также применение двухстадийного цементирования с последовательной закачкой двух одинаковых объемов цементного раствора: сначала с пониженной плотностью (не более 1700 кг/м^3), затем с повышенной плотностью (от 1800 кг/м^3). Данное техническое решение позволяет повысить эффективность цементирования хвостовика, обеспечить качественное крепление по всей длине бокового или горизонтального ствола и сформировать сплошное цементное кольцо по всему диаметру скважины.

Еще один способ крепления скважин включает в себя использование стеклопластиковую обсадную колонну [4]. Предложен способ крепления горизонтального ствола скважины стеклопластиковой обсадной колонной, предусматривающий предварительную замену бурового раствора на раствор плотностью 1300 кг/м^3 с последующим спуском колонны с одновременной доливкой этого же раствора. После достижения забоя последовательно закачиваются буферная жидкость, облегченный тампонажный раствор плотностью до 1450 кг/м^3 для перекрытия заколонного пространства от начала горизонтального ствола до устья, и стандартный тампонажный раствор плотностью 1900 кг/м^3 для изоляции всего горизонтального участка. Продавка составов осуществляется двумя порциями продавочной жидкости: технической водой для заполнения горизонтального участка колонны и буровым раствором плотностью 1300 кг/м^3 , после чего скважина оставляется для твердения тампонажного раствора. Технический результат - повышение эффективности крепления за счет оптимизации плотностных характеристик жидкостей и обеспечения полного заполнения заколонного пространства.

Также есть крепление скважин при наличии ВНК [5]. Предложен способ заканчивания скважин, направленный на эффективное разобщение продуктивного и водоносных пластов в зоне водонефтяного контакта. Способ включает предварительное определение характеристик пластов и выбор водонабухающего пакера, длина которого позволяет перекрыть всю толщину продуктивного пласта и не менее 2 метров прилегающих водоносных зон. На обсадную колонну монтируется компоновка из башмака, водонабухающего пакера и муфты ступенчатого цементирования. После спуска колонны и размещения пакера в целевом интервале проводится цементирование через ступенчатую муфту, затем следует ожидание затвердевания цемента и активации пакера. Завершающими операциями являются разбуривание муфты и перфорация продуктивного горизонта через активированный пакер. Технический результат включает гарантированную изоляцию водоносных пластов, предотвращение заколонных циркуляций, снижение обводненности продукции и повышение продуктивности скважины за счет создания гидравлически совершенной системы.

Таким образом, современные технологии крепления скважин предлагают различные инновационные подходы для специфических условий. К ним относятся: обработка призабойной зоны газовых скважин инертным газом и аэрозолем для сохранения фильтрационных свойств пласта; цементирование горизонтальных скважин водонабухающими материалами против образования каналов; двухстадийное цементирование хвостовиков с растворами разной плотности; крепление стеклопластиковыми колоннами; и разобщение пластов у ВНК водонабухающими пакерами. Каждый метод решает конкретные задачи: улучшение изоляции, увеличение глубины обработки, предотвращение осложнений. Выбор технологии требует комплексного анализа геологических условий, конструкции скважины и экономики для обеспечения надежности и минимизации рисков.

Список использованных источников:

1. Патент № 2769942 С9 Российская Федерация, МПК E21B 33/138. Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин: заявл. 13.01.2021: опубл. 11.04.2022 / Р.А. Гасумов, А.А. Гаврилов, В.А. Суковицын; Акционерное общество "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов" (АО "СевКавНИПИгаз").
2. Патент № 2726665 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/14. Способ крепления горизонтального ствола скважины: заявл. 29.11.2019: опубл. 15.07.2020 / В.Е. Пронин, И.П. Мифтахутдинов, Н.А. Кирюшин [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.
3. Патент № 2769020 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/14. Способ цементирования хвостовика с вращением: заявл. 08.11.2021: опубл. 28.03.2022 / И.М. Зарипов, Ф.Ф. Ахмадишин, А.Р. Исхаков [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.
4. Патент № 2845649 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/14, C09K 8/42. Способ крепления горизонтального ствола скважины стеклопластиковой обсадной колонной: заявл. 20.02.2025: опубл. 25.08.2025/ И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.
5. Патент № 2795281 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/10, E21B 33/14. Способ заканчивания скважины: заявл. 07.02.2023: опубл. 02.05.2023/ И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.

УДК 622.245.5

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФЛАНЦЕВОГО СОЕДИНЕНИЯ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ

Р.Р. Тляшева

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, профессор)

Э.И. Багманов

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, студент гр.БМЗ-24-01)

Аннотация. Фланцевые фиксации на фонтанной арматуре широко используются в нефтегазовом секторе, но создают большие проблемы во время эксплуатации. Также в конструкции есть детали, которые необходимо заменять регулярно. Для того, чтобы оценить работоспособность конструкции, мы смоделировали ее на компьютере в программном комплексе "КОМПАС-3D" в дальнейшем планируем провести расчет ее напряженно-деформируемого состояния. При такой постановке вопроса проектирования уменьшиться время и объем эксплуатации данного оборудования.

Ключевые слова: фонтанная арматура, фланцевые соединения, моделирование деталей, сегментный зажим

UDC 622.245.5

MODELING A FLANGED WELLHEAD CONNECTION

R.R. Tlyasheva

(Ufa State Petroleum Technological University, professor)

E.I. Bagmanov

(Ufa State Petroleum Technological University, student, group BMZ-24-01)

Abstract. Flanged clamps on Christmas tree assemblies are widely used in the oil and gas sector, but they pose significant operational challenges. The design also includes components that require regular replacement. To assess the design's performance, we simulated it using the KOMPAS-3D software suite. We plan to further analyze its stress-strain behavior. This design approach will reduce the time and scope of operation of this equipment.

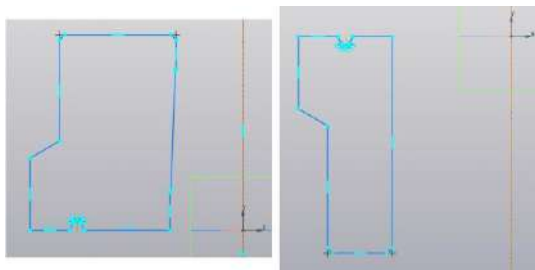
Keywords: Christmas tree assemblies, flanged connections, component modeling, segment clamp

Фланцевые соединения устьевой фонтанной арматуры часто используют в нефтяной промышленности, но они требуют периодической замены уплотнительных элементов, сложны в монтаже и демонтаже, а также имеют риск ослабления соединения из-за перепадов давления и температур. Наиболее опасными являются внезапные отказы, вызванные растрескиванием металла, которые могут привести к разгерметизации скважины, выбросам углеводородного сырья, взрывам и пожарам. Анализ статистики отказов показал, что 93% случаев связаны с потерей герметичности запорных элементов, а 7% с растрескиванием корпусов [1].

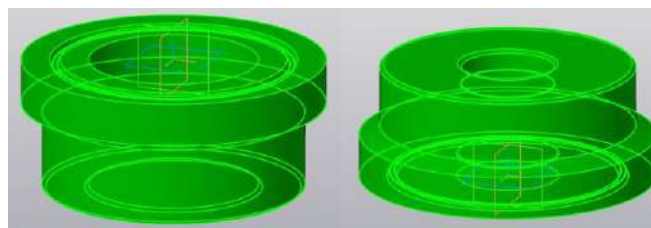
Поэтому предлагается, для сокращения времени монтажа и демонтажа фланцевого соединения фонтанной арматуры установить сегментные зажимы и в последующем, провести расчет на прочность.[2]

Первым этапом построения модели сборки фланцевого соединения является моделирование деталей, входящих в состав сборки.

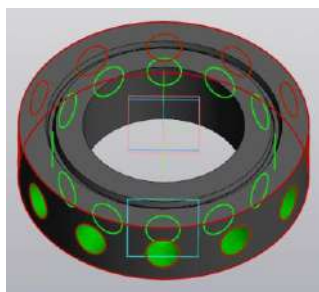
Для моделирования верхнего и нижнего (рисунок а,б), фланцев были построены конфигурации сечений деталей пересекающих оси их вращения в эскизе. Для моделирования уплотнительного и межфланцевого колец, были построены эскизы сечений и методом вращения относительно указанной оси выдавлены детали (рисунок в). Для создания отверстий межфланцевом кольце методом выдавливания было создано одно отверстие диаметром и глубиной 24мм. Далее отверстие копировалось вокруг оси детали в количестве 12 штук. Для моделирования сегментного зажима был создан эскиз, который подобно методом моделирования фланцев был выдавлен вращением относительно указанной оси. Далее методом выдавливания была вырезана большая часть заготовки, тем самым оставлен сектор углом 28° и проделано отверстие диаметром 25мм под болт диаметром 24мм (рисунок г). Для построения сборки деталью отсчета был выбран нижний фланец, далее к нему последовательно приобщалось межфланцевое кольцо и верхний фланец, между которыми в свою очередь приобщалось два уплотнительных кольца (рисунок д,е). Детали сопрягались соосно относительно друг друга и имеют свойство скользящего контакта.



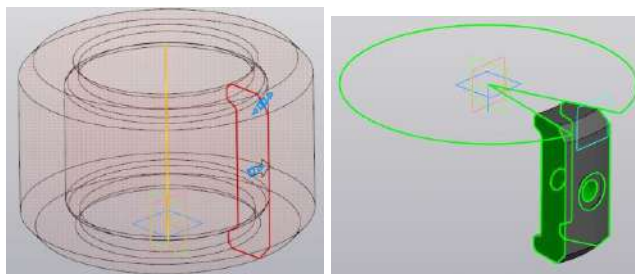
а



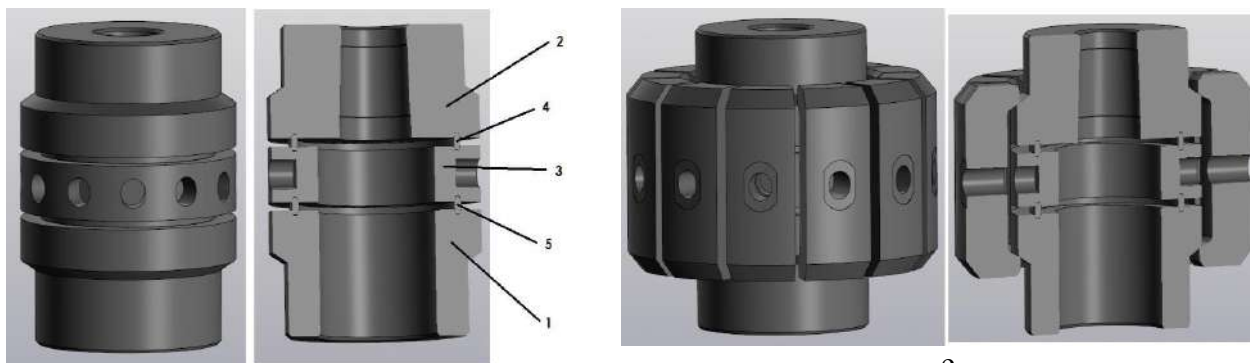
б



в



г



1,2 – нижний и верхний фланец; 3 –
межфланцевое кольцо;
4,5 – уплотнительные кольца

д

е

Рисунок 1 - Этапы построения

Список используемых источников:

1.Арбузов, В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 2 / В.Н. Арбузов - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. - 272 с.

2 Фатхлисламов Ф.Ф., Тляшева Р.Р. Фланцевое использование сегментных зажимов. Перспективы инновационного развития химической технологии и инженерии: материалы II Междунар. Рос.-Азербайджан. науч. конф., посвящ. 880-летию Великого Азербайджан. поэта-просветителя Низами Гянджеви, 17-19 ноября 2021 г. - Уфа, 2021 - с. 52-55.

УДК 608.3

ПАТЕНТНЫЙ АНАЛИЗ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Э.Ф. Токунова

(УГНТУ, доцент, отдел патентов и лицензий, ведущий инженер по патентно-изобретательской работе)

Ф.С. Альмухаметова

(УГНТУ, отдел патентов и лицензий, ведущий инженер по патентно-изобретательской работе)

Я.К. Комлев

(УГНТУ, аспирант)

Аннотация. В статье рассмотрены актуальные вопросы приобретения знаний в области патентного анализа и эффективного его применения в научных исследованиях студентами и аспирантами. Выделены ключевые преимущества патентной информации по сравнению с другими видами научно-технической информации. Описаны примеры практического исполнения поиска и анализа патентной информации студентами кафедры бурения нефтяных и газовых скважин. Сделаны выводы о важности применения патентной информации в ВКР и для постановки задачи исследовательской научной работы в магистерских или кандидатских диссертациях.

Ключевые слова: патент, патентная информация, патентный поиск, патентная аналитика.

UDC 608.3

PATENT ANALYSIS AS AN EFFECTIVE TOOL FOR RESEARCH

E.F. Tokunova

(Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor, lead engineer for patent and invention work)

F.S. Almukhametova

(Ufa State Petroleum Technological University, lead engineer for patent and invention work)

Y.K. Komlev

Abstract. The article discusses the current issues of acquiring knowledge in the field of patent analysis and its effective application in scientific research by students and postgraduate students. The key advantages of patent information compared to other types of scientific and technical information are highlighted. Examples of practical implementation of searching and analyzing patent information by students of the Department of Drilling of Oil and Gas Wells are described. The article concludes that it is important to use patent information in graduation projects and to set research objectives in master's or PhD theses.

Keywords: patent, patent information, patent search, patent analytics.

С 2022 года в учебных планах УГНТУ появилась новая дисциплина «Патентный анализ и трансфер технологий», в рамках изучения которой студентами 4 курса УГНТУ авторы статьи преподают блок «Патентный анализ». Преподавание дисциплин, относящихся к изобретательству, не является новым для УГНТУ. Ранее в университете преподавались, в т. ч. и некоторыми из авторов статьи «Основы патентоведения», «Патентоведение», «Патентно-лицензионная работа», «Защита объектов интеллектуальной собственности». Например, в статье [1] представлен опыт преподавания дисциплин в УГНТУ. При изучении вышеназванных предметов основной акцент был сделан на освещение вопросов охраны интеллектуальной собственности, с акцентом на изобретения и полезные модели.

Компетенциями, заявленными в рабочей программе дисциплины «Патентный анализ и трансфер технологий», являются способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности, проводить патентный анализ, в т. ч. проводить различные виды патентного поиска, анализировать полученные в результате научных исследований и производственной деятельности результаты интеллектуальной деятельности, использовать специальные электронные информационные ресурсы, такие как информационно-поисковые системы и базы данных, для нахождения требуемой информации. Поэтому изучение дисциплины «Патентный анализ» больше связано с получением знаний о патентной информации, приобретении навыков патентного поиска и анализа подобранной патентной информации.

Патенты - это не только инструмент охраны интеллектуальной собственности, но и ценный источник актуальных научных технических достижений. Наряду с научно-техническими сведениями патентная информация содержит сведения правового характера: о правовом статусе охраняемых объектов и его последующих изменениях, об авторах, заявителях и патентовладельцах, о передаче прав на объекты интеллектуальной собственности и т. п.

Патентная информация обладает рядом преимуществ по сравнению с другими видами научно-технической информации [2]:

уникальность – основная часть сведений, содержащихся в патентных документах, в дальнейшем не дублируется в других источниках информации. По некоторым оценкам, патенты содержат до 90 % производимой в мире технологической информации, причём лишь 5–10 % этих сведений публикуется в иной научной литературе;

оперативность – опережает другие виды публикаций, как правило, на 3–4 года;

достоверность – подтверждается выводами экспертизы патентного ведомства, не содержит непроверенной, рекламной информации;

универсальность – охватывает все области науки и промышленности, публикуется более, чем в 80 странах;

структурированность – текст патентного документа имеет определенную структуру, регламентируемую патентным законодательством;

упорядоченность – патентные документы упорядочены в соответствии с Международной патентной классификацией (МПК).

Все вышеперечисленные достоинства патентной информации объясняют, что переход на изучение патентного анализа от дисциплин, посвященных патентоведению, не случаен.

Как отмечают авторы статьи [3] тренд на использование инструментов патентной аналитики при решении задач в области инновационного менеджмента современных организаций становится всё более заметным в последние пять лет. Анализ патентной документации позволяет выявить современные тенденции в конкретной области, определить перспективные направления развития и избежать повторного создания уже существующих разработок. Это делает патентную информацию отличным инструментом для решения задач повышения конкурентоспособности технических разработок и технологической независимости.

Одним из ключевых центров патентной аналитики в РФ является – Проектный офис ФИПС [4]. Специалисты Проектного офиса готовят патентные ландшафты [5], проводят патентную технологическую и конкурентную разведку, проводят исследование патентных портфелей заказчиков [6]. Все эти продукты направлены на решение производственных задач в ведущих отраслях науки и техники, в том числе и нефтегазовой отрасли [7]. В статье [8] специалисты проектного офиса ФИПС отмечают, что современная техника патентной аналитики обеспечивает эффективное использование патентной информации для широкого спектра задач управления наукой, технологиями и инновациями на корпоративном и государственном уровнях: разработка стратегий технологического развития, оценка инвестиционных проектов, оценка конкурентоспособности технологий, выбор направлений диверсификации и др. В настоящее время процессы анализа патентов автоматизируются, создаются сервисы патентной аналитики с применением нейросетей [9] или семантических программ-алгоритмов [10].

Учитывая растущий интерес к патентной аналитике, но не ставя перед собой глобальные поисковые цели, в рамках изучения дисциплины «Патентный анализ» была поставлена задача познакомить студентов с инструментами патентного поиска и сформировать навыки обработки и анализа патентной информации для того, чтобы в дальнейшем полученные знания могли быть использованы в научно-исследовательской работе.

Для проведения поиска патентов РФ на занятиях используется информационно-поисковая система ФИПС, а также сравнительно новая поисковая платформа Роспатента (запущена в 2022 году). Основная работа заключается в подборе массива патентных документов РФ за предшествующие 10 лет по определенной теме. Студентам предлагается список тем по направлению обучения, либо тему студент может сформулировать самостоятельно с учетом темы выпускной квалификационной работы (ВКР).

После того как подходящие патенты собраны, следующим этапом становится их анализ, задачи которого: определить тенденции патентования в изучаемой области (спад, стабильный интерес, стагнация патентования и т.п.), провести анализ конкуренции, т. е. выбрать наиболее активных патентообладателей, проанализировать их интерес к тематике в течение 10 лет, выявить ключевые технические результаты, на достижение которых направлены патентуемые технические решения за исследуемый период.

Кроме того студенты знакомятся с некоторыми зарубежными патентными базами данных, в частности с базой данных PATENTSCOPE Всемирной организации интеллектуальной собственности (ВОИС), поисковой системой Espacenet Европейского патентного ведомства. Данные базы данных имеют некоторые встроенные функции анализа, в т. ч. инструменты визуализации, с которыми студенты знакомятся, однако ввиду ограниченного объема занятий полноценный поиск и анализ зарубежных патентов не проводится.

Приведем несколько примеров работ, выполненных студентами кафедры бурения нефтяных и газовых скважин (БНГС). Проводился патентный поиск за 10 лет за период с 2015 по 2024 гг.

Пример 1.

В результате поиска патентов по теме «Скважинные перфораторы» студентом был найден 21 патент РФ, в том числе 15 – на изобретения и 6 – на полезные модели, при этом

более 60 % патентов являются действующими. При анализе динамического ряда патентования было обнаружено, что пик патентования пришелся на 2018 год, когда было зарегистрировано 7 патентов, в настоящее время динамика патентования стабильна, на уровне 1–2 патентов в год. В результате анализа технического результата было выявлено, что 60 % найденных технических решений направлено на повышение надежности скважинных перфораторов.

Пример 2.

Студентом был проведен патентный поиск по теме «Безглинистые буровые растворы». Было выявлено 26 патентов на изобретения, из которых более 60 % на момент проведения исследования являлись действующими. К теме существует устойчивый интерес, ежегодно регистрировались 1–3 патента, пик патентования пришелся на 2019–2020 гг. (6–7 патентов).

В результате анализа патентообладателей обнаружено, что ведущим патентообладателем является публичное акционерное общество «Газпром» и аффилированные с ним предприятия, при этом все патенты являются действующими, что может указывать на то, что данные технические решения предприятие использует в своей деятельности. Также было найдено 2 действующих патента уфимской компании «Буринтех». Среди патентообладателей есть ВУЗы (на долю которых приходится 30 % патентов), в т. ч. и УГНТУ, т.е. можно предположить, что данная тема актуальна для научных исследований в университетах. Анализ технического результата показал, что около 70 % изобретений по исследуемой теме направлено на сохранение свойств продуктивного пласта. Кроме этого изобретения направлены на совершенствование ингибирующей способности безглинистых буровых растворов (40 %), а также на улучшение свойств растворов, таких как повышение термостабильности, седиментационной стабильности, устойчивости к биодеструкции и т.п. (40 %).

Пример 3.

Темой исследования были выбраны пакеры. Студентом было найдено 26 патентов на изобретения, из которых действующими являлись около половины. За исследуемый период времени ежегодно регистрировалось как минимум 2 патента. Наибольшее количество патентов направлены на повышение надёжности пакеров. Ведущего патентообладателя среди фирм выделить не удалось, т. к. все имеют примерно одинаковое количество патентов. Но при этом найдено несколько технических решений, запатентованных на территории РФ иностранными фирмами. Большинство запатентованных технических решений направлено на повышение эксплуатационной надёжности пакера.

Пример 4.

Был проанализирован массив патентных документов по теме «Долота алмазные твердосплавные», представленный 24 патентами на изобретения и полезные модели. Распределение патентов по годам вывило всплеск патентования в 2022 году (8 патентов). Наиболее важными технико-экономическими показателями, на улучшение которых направлены запатентованные технические решения, являются показатели, направленные на повышение стойкости резцов PDC (70 % патентов) и увеличение проходки на долото и механической скорости бурения (60 % патентов), при этом отмечен возрастающий интерес к этим направлениям начиная с 2021 г. Среди ведущих патентообладателей: ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» (8 патентов), имеющий научные связи с крупным производителем породоразрушающего инструмента «Волгабурмаш», ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Полученные в результате изучения дисциплины «Патентный анализ» навыки позволяют включить патентную информацию в выпускную квалификационную работу, что несомненно повысит ее ценность и актуальность. Анализируя ключевые решения в предметной области, можно сделать выводы о том, какие технические решения сейчас наиболее актуальны, учитывая опережающий характер патентной информации. Это в свою очередь позволит развивать критическое и научное мышление, позволяя исследователям

найти новые методы и средства для дальнейшего усовершенствования предмета техники.

Кроме использования результатов патентного анализа в ВКР анализ патентной информации может быть использован для постановки задачи исследования научной работы, в частности, в магистерской или кандидатской диссертации.

Например, рабочая гипотеза для работы для аспиранта кафедры бурения была сформулирована после того, как был проведен поиск патентов по теме «Тампонажные составы для крепления скважин». Анализ патентов показал, что необходимо производить крепление скважины составом тампонажного раствора, который при твердении способен был бы эффективно противостоять растягивающим напряжениям, которые возникают в направлении

перпендикулярном действию сжимающей нагрузки или напряжениям среза, которые действуют вдоль определенных плоскостей. Была выдвинута гипотеза, что введение в тампонажный раствор армирующего компонента повышает деформационные свойства цементного камня при твердении, оказывает положительное влияние на сопротивление ударным и динамическим нагрузкам в ранние сроки твердения. В настоящее время в рамках работы над этой гипотезой проводятся лабораторные эксперименты.

Список использованных источников:

1. Прахова М. Ю., Ахметова И. Б. Новые методики преподавания патентоведения для специалистов нефтегазового комплекса // Нефтегазовое дело, 2012, т. 10 № 3.
2. <https://www1.fips.ru/vse-uslugi/patentno-informatsionnye-produkty/patentnaya-informatsiya-klyuch-k-resheniyu-nauchnykh-proizvodstvennykh-i-kommercheskikh-zadach.php>.
3. Николаев А.С., Ивашенко В.В. Перспективы применения Патентной аналитики при решении задач по оценке технологий // Вестник ФИПС, т.3 № 1 (7), 2024, с. 84-92.
4. <https://fips.ru/patent-analytics-new>
5. Ена О., Попов Н. Методология разработки патентных ландшафтов проектного офиса ФИПС // Станкоинструмент. 2019. № 1 (14). С. 28-35.
6. Ena O., Mikova N., Saritas O., Sokolova A. A methodology for technology trend monitoring: the case of semantic technologies // Scientometrics. 2016. Т. 108. № 3. С. 1013-1041.
7. Дежина И.Г., Спасенных М.Ю., Фролов А.С., Арутюнян А.Г., Мясников А.В., Вершинин А.В., Смирнов Н.Ю., Осипцов А.А., Черемисин А.Н., Иванова А.А., Бондаренко Т.М., Аскарова А.Г., Алексеев А.Д., Жуков В.В., Стрижнев К.В., Черевко С.А., Коротеев Д.А., Ена О.В., Батанов Ф.А. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа, Публичный аналитический доклад / Москва, 2017, стр. 125- 130.
8. Ена О.В. Корпоративная патентная аналитика. отраслевые применения// Интеллектуальная собственность. Промышленная собственность. 2020. № 5. С. 69–73.
9. Patent analytics as a tool for mining machines / M. Korolev, S. Nikitenko, B. Neogi // URM 2021 – International Scientific and Research Conference on Knowledge-Based Technologies in Development and Utilization of Mineral Resources. – 2021. – Vol. 330. – 7 p.
10. A novelty detection patent mining approach for analyzing technological opportunities/ J. Wang, Y.– J. Chen // Advanced Engineering Informatics. – 2019. – Vol. 42. – 11 p.

УДК 622.24

АНАЛИЗ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИЛОВОГО ВЕРХНЕГО ПРИВОДА НА ХАРЬЯГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Е. Фомин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-11)

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Аннотация. Буровые системы верхнего привода (СВП) - передовое буровое оборудование, получившее глобальное признание и повсеместное использование при строительстве нефтяных и газовых скважин. Буровые подрядные организации отдают явное

предпочтение силовому верхнему приводу, отмечая его значительное превосходство над ранее применявшимся методом бурения с квадратом. Применение системы верхнего привода гарантирует повышение эффективности буровых работ за счет роста рейсовой скорости и обеспечения более высокого уровня безопасности.

Ключевые слова: Силовой верхний привод, бурильные трубы, спуско-подъемные операции, ведущая бурильная труба, буровая установка, скважина.

UDC 622.24

ANALYSIS OF LIFTING AND LOWERING OPERATIONS USING A POWER TOP DRIVE AT THE KHARYAGIN DEPOSIT

A.E. Fomin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-21-11)

A. F. Shakurova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Top drive drilling systems are advanced drilling equipment that has gained worldwide recognition and is actively used in drilling operations for the construction of oil and gas wells.. Drilling contractors clearly prefer the top drive, noting its significant advantage over the previously used square drilling method. The use of the top drive system ensures increased drilling efficiency by increasing the drilling speed and ensuring a higher level of safety.

Keywords: top drive system, drill pipes, lifting and lowering operations, the lead drill pipe, drilling rig, well.

Силовой верхний привод (СВП) представляет собой качественно новый вид оборудования для буровых установок, предназначенный для обеспечения целого комплекса сложных технологических процессов, и в настоящее время он повсеместно применяется в мировой практике.

Многофункциональность системы верхнего привода позволяет ей выполнять огромный спектр технологических операций:

- обеспечение вращения колонны бурильных труб и КНБК при бурении, проработке ствола скважины;
- наращивание свечами после пробуренного интервала во время бурения;
- повышение безопасности работников буровой бригады во время бурения, СПО и других операций;
- оперативное закрытие и глушение скважины при выбросах и газонефтеводопроявлениях;
- контроль за моментом вращения при бурении и проработках ствола скважины, а также остановка вращения колонны бурильных труб за счет установки максимального крутящего момента на СВП;
- подключение модуля осцилляции к блоку управления СВП и осуществление подворачиваний колонны бурильных труб при использовании КНБК с забойными двигателями;
- оперативная подача циркуляции в скважину и проворачивание колонны бурильных труб при затяжках или посадках во время СПО;
- ликвидация осложнений и аварий путём расхаживания бурильной колонны, доведение момента до места прихвата и применение через СВП циркуляции в скважину.

В основе экономической целесообразности использования СВП при бурении скважин лежат следующие факторы:

- применение технологии бурения многоствольных скважин, вследствие чего сокращение затрат за счет исключения необходимости бурения новых скважин;

- повышением дебита скважины за счет применения наклонно-горизонтальных скважин с увеличенной площадью фильтрации;
- ускорение сроков строительства скважин, за счёт уменьшения времени на спуско-подъемные операции, наращивания свечами и многими другими операциями, которые исключены, в отличие от работ с применением ведущей бурильной трубы;
- оптимизация бурения достигается путём минимизации дополнительных операций, используемых во время бурения с применением квадрата.

В таблице 1.1. указаны операции проведения СПО с применением ведущей бурильной трубы согласно единых норм времени для спуско-подъемных операций.

Таблица 1.1 – Процедуры спуско-подъемных операций бурильной колонны

Подъем свечей бурильных труб	Спуск свечей бурильных труб
Надеть элеватор на свечу, посаженную на клинья	Снять элеватор со свечи, посаженной на клинья
Снять колонну бурильных труб с клиньев	Поднять пустой элеватор до уровня палатьев верхового рабочего
Поднять элеватор с колонной труб вверх до уровня палатьев верхового рабочего	Верховому рабочему подать свечу с подсвечника в элеватор
Посадить колонну труб на клинья	Поднять свечу с подсвечника
Раскрепить резьбовое соединение (без подрыва)	Смазать ниппельную часть резьбового соединения
Установить противосифонную юбку на замковое соединение	Установить ниппелем в муфту свечи, находящейся в клиньях
Подорвать свечу, слить буровой раствор, освободить соединения от противосифонной юбки	Навернуть и закрепить свечу необходимым моментом свинчивания
Установить свечу на подсвечник	Подорвать колонну труб с клиньев
Открыть элеватор, установить свечу на подсвечник	Спустить свечу в скважину
Спустить элеватор на ротор, закрыть его на следующей свече	Посадить колонну бурильных труб на клинья

Спуско-подъемные операции с применением СВП имеет лишь незначительные расхождения со стандартной процедурой, предусматривающей применение квадрата.

На рисунке 1 отображены статистические данные о продолжительности спуско-подъемных операций.

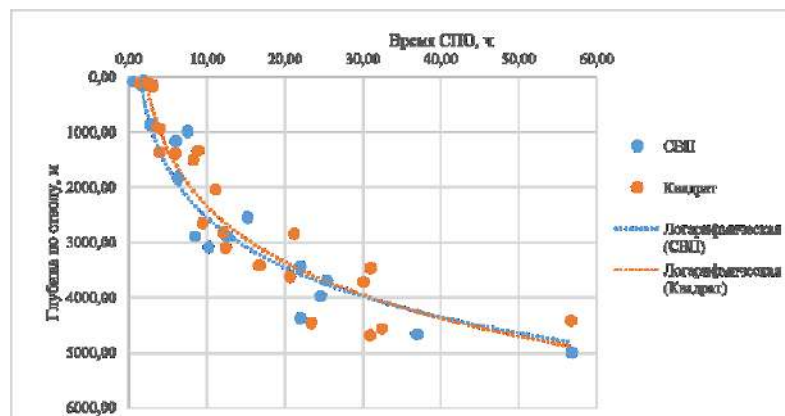


Рисунок 1 – Данные о продолжительности спуско-подъемных операций

Анализ графика, представленного на рисунке 8, демонстрирует, что продолжительность спуско-подъемных операций практически не зависит от наличия СВП. При этом использование СВП гарантирует всестороннюю реализацию свойственных ему преимуществ. Следовательно, ключевое преимущество состоит не столько в оптимизации временных затрат, сколько в формировании условий для повышения безопасности буровых работ, что позволяет значительно снизить вероятность возникновения нештатных ситуаций и, соответственно, сократить период непроизводительных простоев.

Рассмотрев всю вышеперечисленную информацию с применением СВП при проведении спуско-подъемных операций, можно сделать нижеследующие выводы:

1. Применение СВП – это эффективный способ повысить эффективность бурения как с технической, так и с экономической точки зрения.
2. Внедрение СВП обеспечивает эффективное сокращение времени спуско-подъемных операций и снижение непроизводительных затрат.
3. Использование СВП обеспечивает существенный рост безопасности персонала и сокращение рисков возникновения нештатных (или аварийных) ситуаций.
4. Применение СВП обеспечивает экономический эффект в сокращении сроков строительства скважин, снижении затрат на ремонт оборудования и повышении рентабельности разработки.
5. СВП очень перспективен для дальнейшего развития технологии бурения, включая переход к «умным» буровым установкам.

Список использованных источников:

1. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник / Под ред. В.Д. Новосёлова. – М.: Недра, 2018. – 560 с.
2. Губкин А.А. Техника и технология бурения скважин. – М.: Недра, 2019. – 472 с.
3. Справочник по буровому оборудованию / Под ред. С.М. Никитина. – СПб.: Недра, 2020. – 648 с.
4. Методические указания по изучению дисциплины «Техника и технология бурения» / УГНТУ. – Уфа, 2021. – 120 с.
5. Мних Н.М., Башкиров И.А. Системы верхнего привода: конструкция, эксплуатация, преимущества // Вестник нефтегазового дела. – 2021. – №4. – С. 35–42.
6. Weatherford International. Top Drive Systems Catalog. – Houston, 2020. – 85 p.
7. National Oilwell Varco. Top Drive Drilling Technology Manual. – Houston, 2019. – 97 p.

УДК 622.243.2

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА PDC-ДОЛОТА ДЛЯ БУРЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА ЗЫЧЕБАШЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Ф. Хакимов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. ГБсЗ-20-11)*

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В работе проведён сравнительный анализ трёх моделей PDC-долот, применяемых при бурении эксплуатационной секции на Зычешевском месторождении: Volgoburmash VS1516, Varel MXL516 и PetroBits SR-616. На основе анализа конструктивных и технологических характеристик выбрана оптимальная модель долота для условий пород $f = 3-5$. Показано, что использование SR-616 обеспечивает прирост механической скорости

бурения до 15 %, сокращение числа рейсов и снижение общих затрат на 20–25 %.

Ключевые слова: PDC-долото, PetroBits SR-616, механическая скорость, эффективность бурения, Зычешевское месторождение.

UDC 622.243.2

COMPARATIVE ANALYSIS AND JUSTIFICATION FOR SELECTING A PDC DRILL BIT FOR PRODUCTION SECTION DRILLING AT THE ZYCHEBASHEVSKOYE FIELD

I.F. Khakimov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-20-11)*

A.F. Shakurova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. The paper presents a comparative analysis of three PDC drill bits used for production section drilling at the Zychabashevskoye field: Volgoburmash VSI516, Varel MXL516 and PetroBits SR-616. Based on technical and design characteristics, the optimal bit model was selected for rocks with a hardness of $f = 3-5$. The use of the SR-616 bit ensures a 15 % increase in ROP, reduction in bit runs, and a 20–25 % cut in overall drilling costs.

Keywords: PDC bit, PetroBits SR-616, rate of penetration, drilling efficiency, Zychabashevskoye field.

Современная практика бурения эксплуатационных секций характеризуется стремлением к сокращению времени строительства скважины и снижению затрат на долотный инструмент [1–3]. Основным направлением повышения эффективности разрушения пород стало применение долот с поликристаллическими алмазными резцами (PDC-долото), которые обеспечивают постоянный контакт с забоем и срезание породы без ударных нагрузок [4].

PDC-долота широко применяются при бурении мягких и среднетвёрдых пород, где шарошечные аналоги теряют эффективность. Их преимущества - высокая механическая скорость бурения (ROP), надёжность, отсутствие подвижных элементов и стабильность траектории ствола [5, 6].

В данной статье рассмотрено сравнение трёх промысловых моделей PDC-долот диаметром 155,6 мм и обоснован выбор оптимальной конструкции для условий Зычешевского месторождения, где разрез представлен глинами, алевролитами и мергелями $f = 3-5$ [7].

Основные характеристики анализируемых моделей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики PDC-долот

Показатель	Volgoburmash VSI516	Varel MXL516	PetroBits SR-616
Материал корпуса	Сталь	Матрица (WC-Co)	Сталь
Кол-во лопастей	6	5	6
Диаметр резцов, мм	13	16	13
Средняя скорость бурения, м/ч	10–12	8–9	11–12
Средняя проходка на рейс, м	800–900	1000–1100	900–950
Устойчивость траектории	Высокая	Средняя	Высокая
Износостойкость	Средняя	Высокая	Высокая
Ремонтопригодность	Да	Нет	Да

Как видно из таблицы, долото PetroBits SR-616 сочетает преимущества стального корпуса (высокая ROP, ремонтпригодность) с улучшенной износостойкостью благодаря применению термостабилизированных резцов SuperTuff 2.0 и оптимизированной гидравлике [8].

Долото VSI516 показывает хорошую производительность в пластичных породах, но уступает SR-616 по ресурсу, а матричное MXL516 демонстрирует лучшую стойкость в абразивных интервалах, хотя его скорость проходки ниже на 10–15 %.

PDC-долото SR-616 представляет собой шестилопастную конструкцию с удлинённым гейджем и четырьмя жиклёрами направленного типа. Такая компоновка обеспечивает равномерное распределение осевой нагрузки, эффективную промывку центральной зоны и устойчивое формирование ствола.

По результатам испытаний на месторождениях Волго-Уральской площади [3, 9]:

- прирост механической скорости бурения составил 12–15 % относительно базовых моделей;
- ресурс на рейс возрос до 950 м;
- число рейсов на секцию сократилось с двух до одного;
- время бурения секции уменьшилось примерно на 18 %.

Таблица 2 – Сравнительная эффективность PDC-долот

Показатель	Volgoburmash VSI516	Varel MXL516	PetroBits SR-616
Прирост ROP относительно VSI516	–	–12 %	+15 %
Продолжительность бурения секции	100 %	115 %	82 %
Количество рейсов	2	2	1
Отклонение ствола, °/30 м	0,6	0,8	0,4
Общая эффективность	Базовая	–10 %	+20–25 %

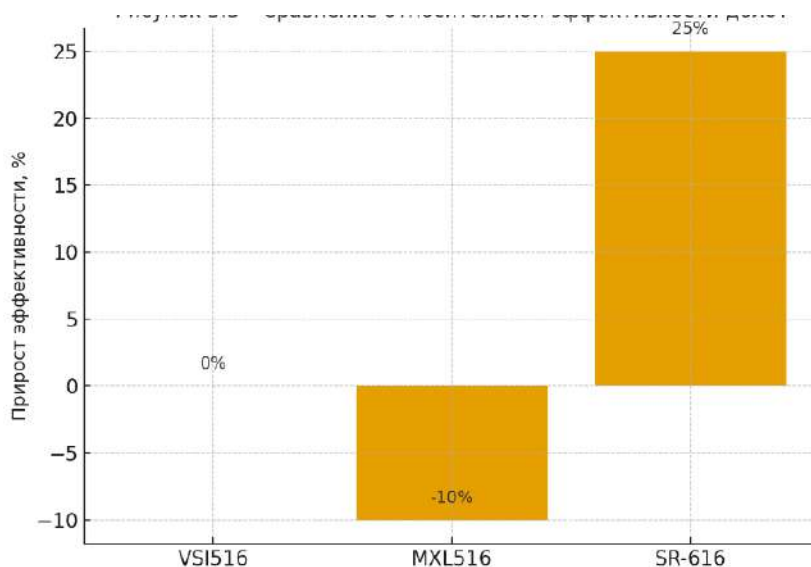


Рисунок 1 - Относительная эффективность PDC-долот

На диаграмме показано, что модель SR-616 обеспечивает на 20–25 % большую эффективность за счёт роста ROP и сокращения времени бурения.

Проведённый сравнительный анализ показал, что для условий Зычешевского месторождения оптимальным вариантом является PDC-долото PetroBits SR-616 Ø 155,6 мм.

Применение данной модели позволяет:

- повысить механическую скорость бурения на 12–15 %;
- сократить число рейсов на 50 %;
- снизить время строительства секции на 18–20 %;
- уменьшить затраты на бурение на 20–25 %;
- обеспечить высокое качество ствола и стабильную траекторию.

Таким образом, долото PetroBits SR-616 обладает наилучшим соотношением скорости, стойкости и экономической эффективности для бурения пород средней твёрдости в условиях Волго-Урала.

Список использованных источников:

1. Volgaburmash JSC. Drill Bits Catalogue (PDC Bits Product Lines). Самара, 2016.
2. Varel Energy Solutions. Drilling Solutions – PDC Bit Technologies. Houston, 2023.
3. PetroEngineering Innovative Service Company (PetroBits ISC). Technical Guide. Москва, 2023.
4. Богомолов Р.М. Буровое долото с алмазными резцами (PDC): разработка и результаты испытаний // eLIBRARY.RU, 2019.
5. Попов И.И. PDC-долото для бурения зоны поглощения промывочной жидкости // eLIBRARY.RU, 2020.
6. Журнал «Бурение и нефть». Оценка эффективности разрушения горной породы PDC-резцами. – 2024.
7. NOV (ReedHycalog). Tektonic™ Drill Bits Technical Overview. 2024.
8. Zhou J., Hall R. Recent Advances in PDC Bit Design for Directional Drilling // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021.
9. Нефтегаз.RU – Что такое долота PDC? – 07.11.2013.
10. «Бурение и нефть». Руководство по оценке износа долот PDC в промысловых условиях. – 2021
11. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.
12. Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 375-381.
13. Шагапов, В. Ш. К теории отбора высоковязкой нефти из пласта при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92, № 6. – С. 2458-2465.
14. Атажонова, С. Б. Исследование доступности образовательного процесса для студентов с особыми потребностями: психологические аспекты / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 775-779.
15. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З. А. Гарифуллина, И. К. Хламушкин, А. Х.

Габзалилова, Д. В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 : Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах, Октябрьский, 13 марта 2015 года / Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Аркаим (Уфа), 2015. – С. 197-207.

16. Investigation of the influence of medium and microwave radiation parameters on the dynamics of decomposition of gas hydrate / M. R. Davletshina, M. V. Stolpovsky, A. S. Chiglintseva, I. K. Gimaltdinov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Krasnoyarsk, Russia, 31 июля 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. Vol. 919. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 62069. – DOI 10.1088/1757-899X/919/6/062069.

17. Степанова, Р. Р. Роль цифровых вертикально-интегрированных систем в деятельности нефтегазовых предприятий / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина, Р. А. Гилязетдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 45-49.

УДК 622.24

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

П.Г. Халиуллина

(ГАОУ ВО АГТУ «Высшая школа нефти», студент гр. 74-23)

Аннотация. В статье представлены результаты исследования эффективности применения биополимерных буровых растворов для повышения экологической безопасности и технологической эффективности строительства скважин. Проведен анализ современных отечественных и зарубежных биополимерных реагентов. Экспериментальным путем изучены структурно-реологические свойства водных растворов биополимеров Кем-Х и Родопол-23R. Установлены их псевдопластические характеристики, проявляющиеся в снижении эффективной вязкости при росте скорости сдвига. Определено, что оптимальная концентрация биополимера КК 0,25% обеспечивает наилучшие показатели пластической вязкости (13 Па·с), динамического напряжения сдвига (76,61 дПа) и фильтрации (6,0 см³/30 мин). Несмотря на их высокую стоимость, перспектива применения высокая из-за значительного снижения экологического следа и улучшения эксплуатационных параметров.

Ключевые слова: буровой раствор, биополимер, реология, экологическая безопасность, ксантан, фильтрация.

UDC 622.24

EFFECTIVENESS OF USING BIOPOLYMER SYSTEMS IN DRILLING SOLUTIONS

P.G. Khaliullina

(Almetyevsk State Technological University Higher School of Oil, student of group 74-23)

Abstract. The article presents the results of a study on the effectiveness of biopolymer drilling fluids for enhancing the environmental safety and technological efficiency of well construction. An analysis of modern domestic and foreign biopolymer reagents is conducted. The structural and rheological properties of aqueous solutions of Kem-X and Rhodopol-23R biopolymers were studied experimentally. Their pseudoplastic characteristics, manifested in a decrease in effective viscosity with increasing shear rate, were established. It was determined that an optimal biopolymer KK concentration of 0.25% provides the best indicators of plastic viscosity (13 Pa·s), dynamic shear stress (76.61 dPa), and fluid loss (6.0 cm³/30 min). The conclusion is made about the promise of using biopolymers, despite their higher cost, due to a significant reduction in environmental footprint and improvement of operational parameters.

Keywords: biopolymer drilling fluid, rheological properties, pseudoplasticity, environmental safety, well drilling, xanthan gum

Развитие нефтегазовой отрасли требует внедрения инновационных технологий, обеспечивающих не только рост объемов добычи, но и минимизацию воздействия на окружающую среду. Одним из ключевых направлений является совершенствование технологий буровых растворов, от свойств которых зависит успешность строительства скважины, особенно в сложных горно-геологических условиях. Традиционные буровые растворы на водной основе, содержащие синтетические полимеры, зачастую приводят к коагуляции продуктивных пластов, в частности, терригенных коллекторов с содержанием глинистого материала, что значительно снижает их проницаемость.

Альтернативой выступают биополимерные буровые растворы, получаемые на основе возобновляемого природного сырья. Такие системы, например, на основе ксантановой камеди, обладают рядом преимуществ: биоразлагаемостью, низкой токсичностью и превосходными реологическими характеристиками, главной из которых является псевдопластичность. Данное свойство, заключающееся в снижении вязкости при увеличении скорости сдвига, обеспечивает эффективную очистку ствола скважины от шлама и снижение гидравлических потерь. Целью данного исследования является анализ современных биополимерных реагентов и экспериментальная оценка их реологических свойств для оптимизации состава буровых растворов.

Исследование проводилось в два этапа. На первом этапе был выполнен аналитический обзор 50 научных публикаций, посвященных применению биополимерных систем в бурении, что позволило систематизировать опыт использования как отечественных (БП92 «Симусан», «Робус КК»), так и зарубежных реагентов («Flo-Vis», «Kem-X», «Duo Vis», «Rhodopol-23P»).

На втором этапе в лабораторных условиях были приготовлены водные растворы на основе двух биополимеров: Kem-X и Родопол-23R. Исследование их структурно-реологических свойств проводилось согласно стандартам ISO 10414-1:2008. Для измерения вязкости и прочности геля использовался ротационный вискозиметр, показатель фильтрации определялся на приборе ВМ-6, плотность измерялась с помощью дензиметра, а водородный показатель (рН) – электронным рН-метром.

Проведенные эксперименты позволили установить зависимость реологических параметров от скорости сдвига и концентрации биополимера. С повышением скорости сдвига динамическое напряжение сдвига для обоих исследуемых растворов увеличивается, что является прямым подтверждением аномалии вязкостных свойств, а именно – псевдопластичности.

Зависимость эффективной вязкости от скорости деформации демонстрирует характерное для псевдопластичных жидкостей поведение: вязкость существенно снижается при высоких скоростях сдвига, что обеспечивает эффективную промывку скважины и транспортировку шлама, и возрастает в состоянии покоя, способствуя удержанию частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии.

Анализ влияния концентрации биополимера на реологические свойства показал, что с ее увеличением растет показатель консистенции и снижается показатель нелинейности, что указывает на усиление структурных свойств раствора. На основе комплексного анализа был определен оптимальный состав. Установлено, что биополимер КК в концентрации 0,25% обеспечивает наилучший баланс реологических и фильтрационных характеристик: пластическая вязкость – 13 Па·с, динамическое напряжение сдвига – 76,61 дПа, показатель фильтрации – 6,0 см³/30 мин.

Выводы

1. Проведенный анализ подтвердил перспективность применения биополимерных буровых растворов как экологически безопасной и технологически эффективной альтернативы традиционным системам на основе синтетических полимеров.
2. Экспериментально установлены выраженные псевдопластические свойства

исследуемых биополимеров (Кет-Х и Родопол-23R), что обуславливает их высокую эффективность для транспортировки шлама и очистки ствола скважины.

3. Определена оптимальная концентрация биополимерного реагента КК (0,25%), при которой достигаются наилучшие реологические и фильтрационные показатели, отвечающие требованиям для бурения в сложных условиях.

4. Несмотря на более высокую первоначальную стоимость биополимеров, их использование экономически целесообразно за счет снижения экологических издержек, уменьшения рисков осложнений и повышения продуктивности вскрытия пласта.

Список использованных источников:

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Осадчий В.И. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие для вузов. – 6-е изд. – М.: Недра, 2019. – 408 с.

2. Васильев В.В., Мазур И.И. Применение биополимерных буровых растворов для повышения устойчивости стенок скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 10. – С. 23-26.

3. Александров И.Ю. Разработка и исследование биополимерных буровых растворов для повышения эффективности бурения скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2017. – 148 с.

4. Земенков Ю.Д. Разработка составов биополимерных буровых растворов для строительства горизонтальных скважин в осложненных условиях: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2016. – 162 с.

5. Рябоконь С.А., Пьянков А.В. Повышение эффективности бурения скважин применением биополимерных буровых растворов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 145-151.

6. ГОСТ 33213-2014. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе.

7. Gray G.R., Darley H.C.H. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids. – 5th Edition. – Gulf Professional Publishing, 1988.

УДК 622.243.2

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ОРЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.М. Хальфиев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент гр. ГБсЗ-21-11)*

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются принципы работы и сравнительные характеристики телеметрических систем MWD, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин. Проведён анализ трёх типов каналов передачи данных: гидравлического (mud-pulse), электромагнитного (EM-MWD) и проводного (wired-pipe). На основе оценки технических параметров и геолого-технических условий Орловского месторождения обоснован выбор телеметрической системы СИБ-2.2 EM, использующей электромагнитный канал связи. Показано, что внедрение данной системы обеспечивает стабильную передачу данных при глубинах до 3 000 м, сокращение непроизводительного времени и повышение точности геонавигации.

Ключевые слова: телеметрия, MWD, EM-MWD, гидравлический канал, СИБ-2.2 EM, бурение, Орловское месторождение.

UDC 622.243.2

RATIONALE FOR SELECTING AN ELECTROMAGNETIC TELEMETRY

SYSTEM (EM-MWD) FOR DRILLING WELLS AT THE ORLOVSKOYE FIELD

A.M. Khalfiev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsZ-20-11)*

A.F. Shakurova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. The paper analyzes the operating principles and comparative performance of MWD telemetry systems used in drilling oil and gas wells. Three types of data transmission channels are examined: hydraulic (mud-pulse), electromagnetic (EM-MWD), and wired-pipe systems. Based on the evaluation of technical parameters and geological conditions of the Orlovskoye field, the choice of the SIB-2.2 EM telemetry system with an electromagnetic communication channel is justified. The study demonstrates that the implementation of this system ensures reliable data transmission at depths up to 3 000 m, reduces non-productive time, and improves geosteering accuracy.

Keywords: telemetry, MWD, EM-MWD, mud-pulse, SIB-2.2 EM, drilling, Orlovskoye field.

Современные технологии бурения невозможно представить без телеметрических систем, обеспечивающих передачу данных с забоя на поверхность в режиме реального времени [1–3]. Системы MWD (Measurement While Drilling) позволяют контролировать зенитный угол, азимут, давление, температуру и другие параметры, а также управлять траекторией скважины.

Традиционные гидравлические системы (mud-pulse) передают сигнал за счёт модуляции давления в буровом растворе [3, 4]. Их основное преимущество - надёжность на больших глубинах до 7 000 м, однако низкая скорость передачи (2–12 бит/с) и зависимость от циркуляции раствора создают задержки до 1–2 минут [4, 5].

В противоположность этому, электромагнитные системы (EM-MWD) используют низкочастотное электромагнитное поле, которое проходит через породы и регистрируется антеннами на поверхности [5–7]. Такой принцип обеспечивает скорость до 30 бит/с и задержку менее 5 с, что особенно важно при ориентировании долота и бурении в слайд-режиме.

На основании анализа технических характеристик различных систем [6–9] проведено сравнение трёх типов каналов связи, приведённое в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика телеметрических систем

Параметр	Mud-Pulse MWD	EM-MWD	Wired-Pipe
Принцип передачи	Пульсации давления в растворе	Электромагнитные волны	Кабельная передача
Скорость передачи, бит/с	2–12	5–30	> 1 000 000
Глубина применения, м	до 7 000	до 3 500	до 8 000 +
Работа без циркуляции	Нет	Да	Да
Устойчивость при поглощениях	Низкая	Средняя	Высокая
Стоимость внедрения	Средняя	Ниже средней	Высокая
Типовые производители	Schlumberger, Weatherford	GeoFit, Ruswell, Halliburton	Schlumberger (IntelliServ)

Из таблицы видно, что электромагнитный канал (ЕМ-MWD) занимает промежуточное положение между традиционным mud-pulse и проводным каналом. Он обеспечивает приемлемый баланс между скоростью передачи, надёжностью и стоимостью.

Геолого-технические условия Орловского месторождения включают песчано-глинистые и карбонатные породы с удельным сопротивлением 10–30 Ом·м, что благоприятно для распространения электромагнитного поля. Применяемый буровой раствор типа KCl–PHPA обладает низкой электропроводностью и не экранирует сигнал, что повышает устойчивость канала [4, 9].

Согласно промысловым данным [10, 11], внедрение ЕМ-MWD позволяет снизить непроизводительное время на 4–8 % за счёт исключения задержек при остановках насосов, а также повысить точность удержания траектории при бурении наклонных участков.

Для условий рассматриваемого месторождения целесообразно применение отечественной системы СИБ-2.2 ЕМ (ООО «Геофит»), рассчитанной на глубины до 3 500 м.

Таблица 2 - Основные характеристики телеметрической системы СИБ-2.2 ЕМ

Показатель	Значение
Диапазон частот, Гц	50–250
Максимальная глубина, м	3 500
Скорость передачи, бит/с	10–15
Тип модуляции	Дифференциальная фазовая (DPSK)
Источник питания	Литиевые батареи / турбогенератор
Надёжность передачи	95–97 %
Работа без циркуляции	Возможна

Система обеспечивает стабильную передачу данных даже при частичных поглощениях раствора и аэрации потока. Наличие DPSK-модуляции обеспечивает устойчивость к помехам и надёжное декодирование сигнала при низком уровне поля [8, 9].

На рисунке 1 представлено сравнение скорости передачи данных и устойчивости каналов связи при бурении скважин глубиной до 3 000 м.

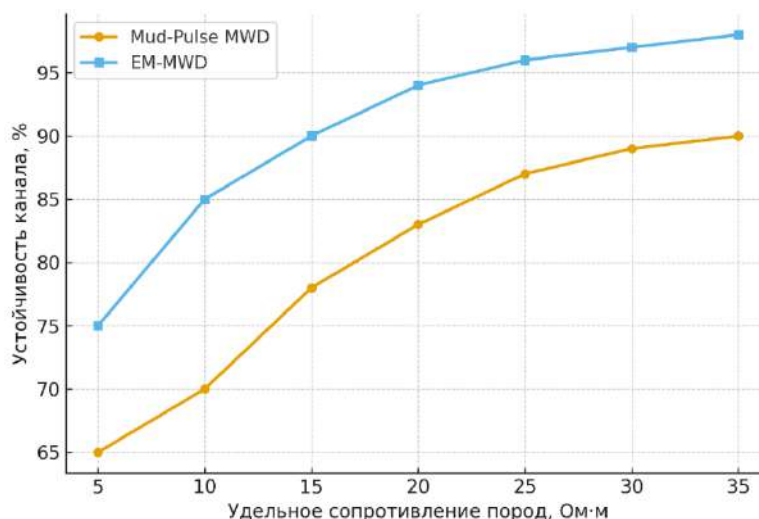


Рисунок 1 - Сравнение устойчивости телеметрических каналов связи при различных глубинах

Диаграмма показывает, что ЕМ-канал сохраняет стабильную связь при глубинах до 3,5 км, тогда как mud-pulse теряет устойчивость после 2,8 км.

Результаты промысловых испытаний показывают, что внедрение системы СИБ-2.2

ЕМ приводит к:

- сокращению непродуктивного времени на 6–8 %;
- снижению риска потери ориентации на 20–30 %;
- увеличению скорости передачи данных в 2–3 раза по сравнению с mud-pulse;
- повышению точности геонавигации до $\pm 0,1^\circ$ по зениту и $\pm 0,3^\circ$ по азимуту [10–12].

Проведённый анализ подтверждает, что для скважин средней глубины (до 3 000 м) и резистивных пород Орловского месторождения оптимальным решением является применение телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

Выбор отечественной системы СИБ-2.2 ЕМ обеспечивает:

- стабильную и быструю передачу данных при любых условиях циркуляции;
- повышение оперативности управления траекторией;
- снижение непроизводительного времени и аварийности;
- совместимость с применяемыми КНБК и экономическую эффективность внедрения.

Таким образом, использование ЕМ-MWD позволяет повысить надёжность и управляемость процесса бурения, а также является технически и экономически обоснованным решением для геологических условий Орловского месторождения.

Список использованных источников:

1. ROGTEC. «Технология за круглым столом: MWD». – ROGTEC, 2013.
2. Хоменко И.В. Системы измерений во время бурения (MWD/LWD). – Уфа: УГНТУ, 2018.
3. Schlumberger Drilling & Measurements. PowerPulse MWD System Manual. – Houston, 2019.
4. Кузнецов А.В. Системы телеметрии в бурении. – Москва: Недра, 2017.
5. Weatherford International. EM-Telemetry System Overview. – Technical Brochure, 2020.
6. TeleDrill Inc. Advances in Electromagnetic Telemetry for Directional Drilling. – SPE Paper 178955, 2019.
7. Baker Hughes. Mud-Pulse and EM Telemetry Comparison. – Technical Note, 2021.
8. ООО «Геофит». Каталог MWD СИБ 2.2 ЕМ и СИБ 2.4М. – Москва, 2023.
9. IntelliServ Network System (Schlumberger). High-Speed Wired Drill Pipe. – Technical Overview, 2020.
10. Сунцов В.А. и др. Сравнительный анализ забойных телеметрических систем. // Энергетика и рациональное природопользование, 2025.
11. Емец С.В. Передача информации в системах контроля процесса бурения. – Томск, 2021.
12. Бурение и нефть. «Разработка высокоскоростных систем передачи информации». № 10, 2024.
13. SPE Digital Drilling Conference Report. Real-Time Data Integration and Telemetry Advances. – Houston, 2023.
14. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.
15. Абусал, Ю. Применение вязкоупругих систем для гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Ю. Абусал, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова // Бурение и нефть. – 2024. – № 5. – С. 48-51. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.77.90.007.
16. Change of physical and chemical properties of asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing / M. M. Veliev, L. V. Zung, E. M. Veliev [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : 3, St. Petersburg, 19–24 апреля 2021 года. – St. Petersburg, 2021. – P. 012022. – DOI 10.1088/1755-1315/866/1/012022.

17. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715
18. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.
19. Патент № 2843243 С1 Российская Федерация, МПК С22F 1/00, В21J 1/02. Способ деформационной обработки материалов для получения заготовок с мелкозернистой структурой : заявл. 26.08.2024 : опубл. 09.07.2025 / А. И. Сафрайдер, Р. А. Исмаков, А. Г. Рааб, Ю. А. Ю. Абусал ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"
20. Хуснутдинова, Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 622.24

АНАЛИЗ ОТРАБОТКИ ДОЛОТ НА ФЕДОРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Р. Хамидуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-11)

Р.К. Яруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассматривается эффективность бурения скважин на Федоровском месторождении. Более детальное внимание уделяется эффективности работы долота. Рассматривались 10 рейсов долот диаметром 215,9 мм, произведённых как зарубежными, так и отечественными компаниями. Основными критериями оценки были: механическая скорость проходки (МСП) – ключевой параметр, определяющий эффективность разрушения породы; фактическое время бурения – важный фактор, влияющий на затраты и темпы строительства скважины; общий объем проходки – показатель износа инструмента и его ресурсных характеристик.

Ключевые слова. Скважина, бурение, технология, долото.

UDC 622.24

ANALYSIS OF DRILLING BIT MINING AT THE FEDOROVSKOYE FIELD

R.R. Khamidullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBsz-21-11)

R.K. Yarullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article examines the efficiency of drilling wells at the Fedorovskoye field. More detailed attention is paid to the efficiency of the chisel. 10 flights of chisels with a diameter of 215.9 mm, produced by both foreign and domestic companies, were considered. The main evaluation criteria were: the mechanical penetration rate (MCP), a key parameter that determines the effectiveness of rock destruction; the actual drilling time, an important factor affecting the cost and pace of well construction; the total volume of penetration, an indicator of tool wear and its resource characteristics.

Keywords: Borehole, drilling, technology, drill bit.

Долота работали в плотных песчаниках с прослоями аргиллитов и глинистых сланцев, что требовало высокой устойчивости инструмента к абразивному износу и обеспечения эффективного отвода шлама. Данные по отработке долот представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по отработке долот диаметром 215,9 мм

Производитель	Скважина	МСП средняя, м/ч	МСП плановая, м/ч	Проходка, м	Время бурения, ч
Smith	12	22,8	20	600,5	26,32
	15	18,95	19,5	512,4	27,05
	18	13,2	16,8	290,3	22
HDBS	21	26,1	20,4	580,6	22,25
	25	24,8	19,9	470,3	18,95
БИТ	30	28,5	25,5	510,4	17,9
	32	14,3	21,1	195,7	13,75
Бурсервис	35	30,2	22,5	570,8	18,9
	38	12,9	11	178,5	14,3
Петроинжиниринг	40	21,7	19,8	450,4	20,75

Для оценки эффективности различных моделей долот проведен анализ механической скорости проходки (МСП), общего времени бурения и объема проходки по ряду скважин. Рассматриваемые данные включают показатели работы импортных (Smith, HDBS) и отечественных (БИТ, Бурсервис, Петроинжиниринг) долот в схожих геологических условиях.

1 сравнение механической скорости проходки (МСП):

МСП является одним из ключевых критериев эффективности работы долота, определяющим скорость разрушения породы.

На основании таблицы можно выделить следующие наблюдения:

– максимальная средняя скорость проходки зафиксирована у долот «Бурсервис» – 30,20 м/ч (скв. 35) и "БИТ" – 28,50 м/ч (скв. 30). Это подтверждает высокую эффективность отечественных инструментов в данных условиях.

Импортные долота HDBS и Smith показывают чуть более низкие показатели:

– HDBS (скважина 21): 26,10 м/ч;

– Smith (скважина 12): 22,80 м/ч;

– в среднем, импортные долота демонстрируют МСП на (5 – 10) % ниже, чем лучшие отечественные аналоги.

Минимальная механическая скорость зарегистрирована на скважине 38 (Бурсервис) – 12,90 м/ч, что можно объяснить сложными геологическими условиями или повышенным износом долота в ходе бурения.

2 соответствие фактической скорости плановым показателям

У импортных долот Smith и HDBS наблюдается снижение фактической скорости проходки по сравнению с плановой. Например:

– Smith (скважина 18): МСП фактическая 13,20 м/ч, плановая 16,80 м/ч

(-21,4%);

– HDBS (скважина 25): МСП фактическая 24,80 м/ч, плановая 19,90 м/ч (+24,6%);

– в среднем, разброс фактических значений от плановых составляет от минус 21% до плюс 25%, что говорит о необходимости более точного выбора инструментов под конкретные условия.

Отечественные долота в большинстве случаев соответствуют или превышают плановые показатели. Например:

- БИТ (скв. 30): фактическая МСП 28,50 м/ч, плановая 25,50 м/ч (+11,8%);
- Бурсервис (скв. 35): фактическая МСП 30,20 м/ч, плановая 22,50 м/ч (+34,2%);

– это подтверждает, что отечественные производители оптимизируют конструкции долот под российские условия бурения.

МСП зарубежных производителей долот представлена на рисунке 1.

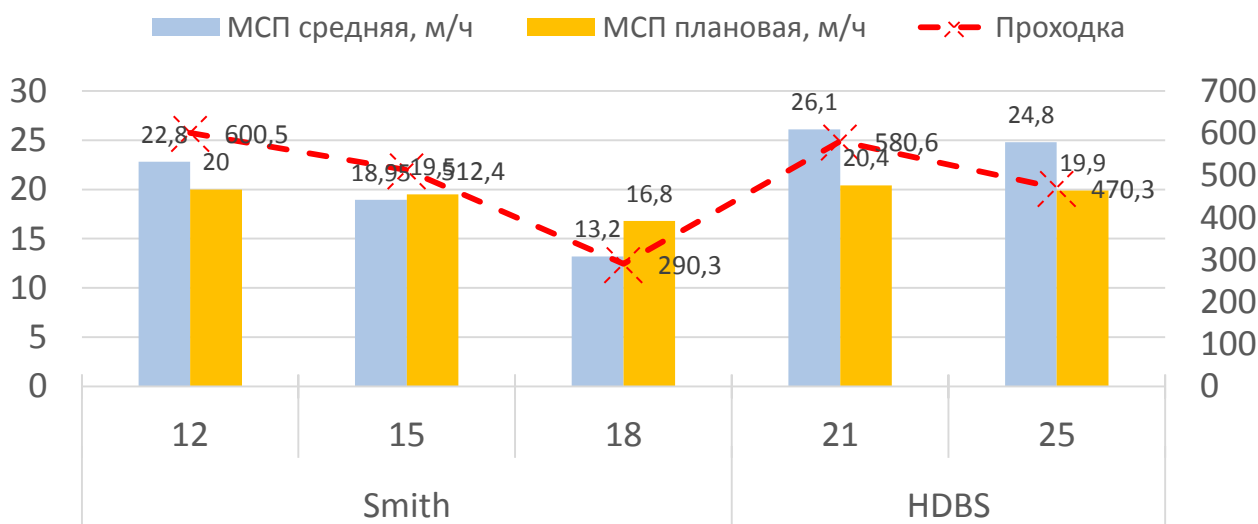


Рисунок 1 – Зарубежные производители долот

3 анализ проходки и времени бурения.

Наибольшая проходка достигнута на скважине 12 (Smith) – 600,50 м при МСП 22,80 м/ч и времени бурения 26,32 ч.

Лучшее соотношение проходки и времени показали:

- Бурсервис (скважина 35) – 570,80 м за 18,90 ч (МСП 30,20 м/ч);
- HDBS (скважина 21) – 580,60 м за 22,25 ч (МСП 26,10 м/ч).

Эти данные показывают, что отечественные долота в ряде случаев могут обеспечить больший объем проходки за меньшее время, снижая затраты на бурение.

Минимальная проходка зафиксирована на скважине 38 (Бурсервис) 178,50 м, что подтверждает необходимость более тщательного анализа условий работы инструмента. МСП отечественных производителей долот представлена на рисунке 2.

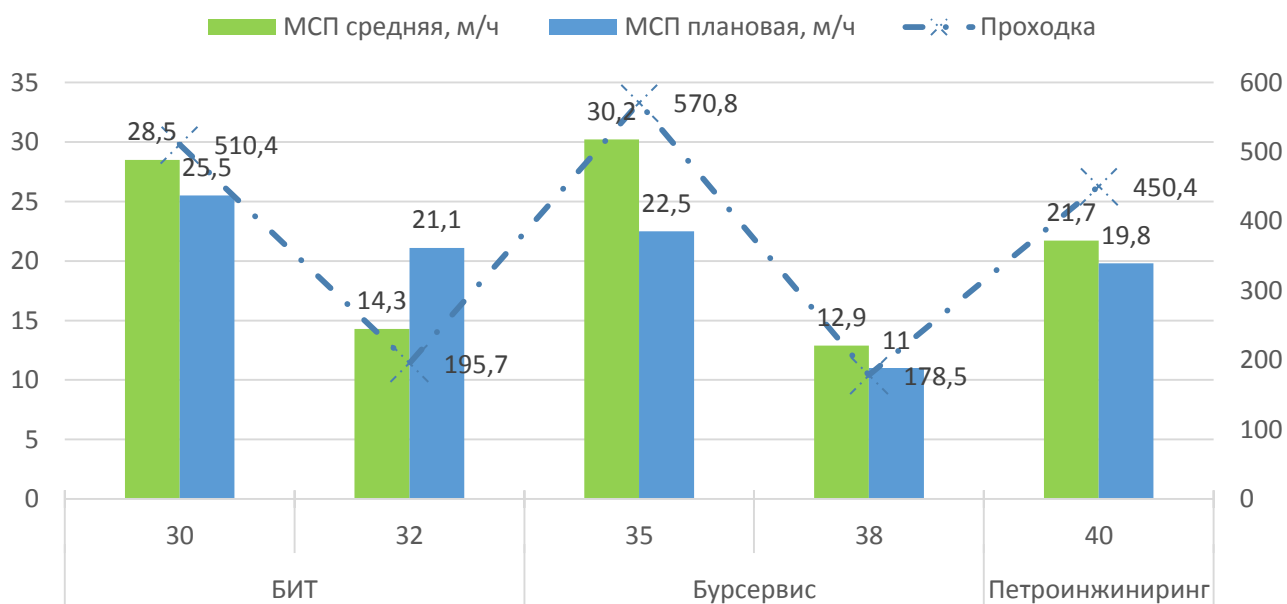


Рисунок 2 – Отечественные производители долот

4 оценка экономической целесообразности.

Более высокая механическая скорость проходки у отечественных долот в большинстве случаев приводит к снижению общего времени бурения, что снижает затраты на аренду оборудования, оплату рабочих и использование бурового раствора.

Однако долговечность долот требует дальнейшего изучения: более высокие скорости могут приводить к быстрому износу резцов и необходимости более частой замены инструмента.

Оптимальным решением может быть комбинированный подход, когда импортные долота применяются для бурения твердых пород с высоким абразивным воздействием, а отечественные – для более мягких интервалов с максимальной скоростью проходки.

Выводы по результатам анализа:

Отечественные долота («Бурсервис», «БИТ») показывают более высокие механические скорости проходки (до +6,4% в сравнении с импортными аналогами). Однако для окончательных выводов требуется анализ долговечности инструмента.

Фактические показатели скорости у импортных долот часто ниже плановых значений, что может указывать на несоответствие выбранного инструмента реальным условиям бурения.

Оптимальное сочетание проходки и времени бурения наблюдается у отечественных моделей, что снижает операционные затраты.

Экономическая эффективность долот должна анализироваться с учетом всех факторов:

- стоимость закупки;
- износостойкость;
- возможность многократного использования;
- требуемая мощность привода и энергопотребление.

МСП средняя по скважинам представлена на рисунке 3.

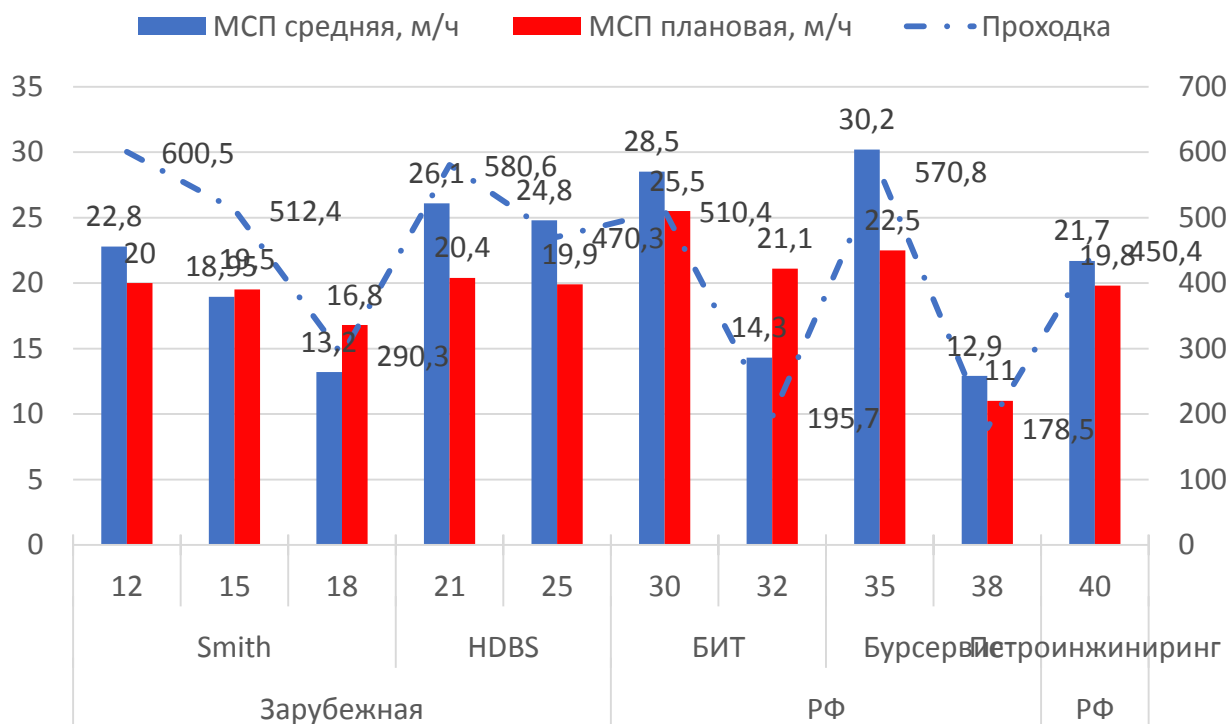


Рисунок 3 – МСП средняя по скважинам

Закключение.

Рекомендуется дальнейший анализ работы долот на основе увеличенного объема статистики, включая данные о выходе из строя и необходимости частой замены резцов.

Таким образом, отечественные долота могут быть конкурентоспособной альтернативой импортным инструментам, особенно в условиях, где критичным параметром является механическая скорость проходки.

Список использованных источников:

1. Буренков, Н.Н. Режущая часть долота PDC: оптимизация геометрических параметров // Oil and Gas Journal Russia. – 2013. – № 5. – С. 56–58.
2. Третьяк, А.Я. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.
3. Нескоромных, В.В. «Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ». – Красноярск, СФУ, 2012. – 300 с.
4. Нескоромных, В.В. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC / Известия Томского политехнического университета. 2013, Т323, № 1 с.191-195
5. Спирин, В.И. Способ изготовления алмазного породоразрушающего инструмента. / В.И. Спирин, В.И. Власюк, Д.М. Левин, Ю.Е. Будюков и др. Патент РФ на изобретение № 2202440. Бюл. изобр., 2003, №11
6. «Олимпиада» на Лабаганском месторождении. Журнал "Бурение и Нефть", февраль 2019. Доступно по ссылке: <https://burneft.ru/archive/issues/2019-02/42>
7. Третьяк, А.А. / Повышение надёжности буровых коронок, оснащенных алмазотвердосплавными пластинами / Управление качеством в нефтегазовом комплексе. № 3-4, 2017. – С. 58–61.
8. Шарипов, А.Н. Долота для бурения по твердым породам / А.Н. Шарипов, Р.Р. Мингазов // Бурение & нефть. – 2012. – № 12. – С. 46–48.

9. Formation of pure polycrystalline diamond by direct conversion of graphite at high pressure and high temperature / T. Irifune, A. Kurio, S. Sakamoto, T. Inoue, H. Sumiya, K.-I. Funakoshi // *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. – 2004. – No 143–144. P. 593–600.
10. Шагапов, В. Ш. Квazистационарное решение задачи о фильтрации высоковязкой нефти в пласте с применением теплового воздействия / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова, А. А. Гиззатуллина // *Дифференциальные уравнения и смежные проблемы : Материалы Международной научной конференции. В 2-х томах, Стерлитамак, 25–29 июня 2018 года / Ответственный редактор К.Б. Сабитов. Том II. – Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2018. – С. 153–155.*
11. Степанова, Р. Р. Командообразование в области управления человеческими ресурсами / Р. Р. Степанова, М. К. Исанбердина // *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 434–439.*
12. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61–70.*
13. Gabzalilova, A. K. Effect of changes in the crank radius on the kinematics of the pumping unit when regulating the dynamic level of the fluid in the well / A. K. Gabzalilova, Z. A. Garifullina, N. N. Soloviev // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012112. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012112.*
14. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev [et al.] // *SOCAR Proceedings. – 2022. – No. 4. – DOI 10.5510/ogp20220400783.*
15. Technology of Oil Production Intensification / G. Garifullina, A. Malov, A. Khasanova, V. Imaev // *III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20126. – DOI 10.1063/5.0247792*
16. Габзалилова, А. Х. Применение системы верхнего привода ПВЭГ-225 компании Промтехинвест при бурении наклонно направленных скважин на Бавлинском месторождении / А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева, А. У. Бойжигитов // *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 412–417*
17. Theoretical Model for Describing the Process of Heating a Productive Reservoir Using the Technology of Paired Horizontal Wells / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, R. Suleimanov [et al.] // *III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20121. – DOI 10.1063/5.0247767.*
18. Повышение эффективности эксплуатации скважин / М. Х. Алекперов, Р. А. Рахимов, К. И. Хабибуллин, Р. Р. Хуснутдинова // *Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 15–19.*
19. Галлямов, И. И. Взаимодействие конструкции с жидкостью / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // *Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический*

университет, 2018. – С. 53-55.

20. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

21. Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618.

22. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, N. K. Gabdrakhmanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 12–14 декабря 2018 года. Vol. 560. – Novosibirsk: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012005. – DOI 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

23. Самигуллина Л. З. Суффиксальный способ образования терминов в нефтегазовой промышленности / Л. З. Самигуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 3. - С. 296-305.

24. Чиглинцева, А. С. Автомодельное решение задачи образования гидрата в снежном массиве / А. С. Чиглинцева // Вычислительная механика сплошных сред. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 212-224. – DOI 10.7242/1999-6691/2017.10.2.18.

25. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.

УДК 622.276

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ СИСТЕМ ГРУБОЙ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Л.Б. Хузина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

А.Р. Багаманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсЗ-21-11)

Аннотация. Данная статья рассматривает совершенствование систем грубой очистки бурового раствора и разработка рекомендаций по оптимизации работы циркуляционной системы буровой установки.

Ключевые слова: Буровой раствор, мониторинг, реология, очистка, шлам

UDC 622.276

IMPLEMENTATION OF IMPROVED METHODS FOR CONTROL OF COARSE DRILLING SOLUTION PURIFICATION SYSTEMS

L.B. Khuzina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)

A.R. Bagamanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students of group GBcZ 21-11)

Abstract. This article discusses the improvement of coarse drilling mud cleaning systems and the development of recommendations for optimizing the circulation system of a drilling rig.

Keywords: Drilling fluids, monitoring, rheology, cleaning, cuttings

Основной функцией буровой промывочной жидкости является обеспечение процесса бурения и осуществление выноса выбуренной породы из скважины. Именно поэтому обеспечение стабильных физико-химических свойств, соответствующих условиям бурения, является одной из важнейших составляющих процесса успешной проводки ствола скважины. Удержание процентного отношения количества твердых частиц и диапазона плотности промывочной жидкости – важная задача сервиса буровых растворов, выполнение которой позволит уменьшить как материальных расход реагентов, так и увеличить технико-экономические показатели бурения, так как остаточная концентрация твердой фазы выбуренных частиц негативно влияет на скорость бурения, межремонтный период циркуляционной системы и обвязки в целом, а также степень износа внутренней и внешней части буровых труб. В связи с этим, совершенствование и модернизация систем очистки буровых растворов является важнейшей задачей нефтегазового сектора.

Комбинация как физико-химических методов, так и механических способов очистки буровых растворов, обладает наибольшей эффективностью.

Различные варианты систем очистки, которые принято называть ступенями, в зависимости от количества применяемого оборудования, среди которых существуют: одноступенчатая, двухступенчатая, трехступенчатые системы очистки, однако наиболее распространенным типом является четырехступенчатая, состоящая обычно из: вибросито – пескоотделитель – илоотделитель - центрифуга и т. д. (рисунок 1).

Избыточное насыщение бурового раствора твердой фазой выбуренных пород оказывает негативное влияние на свойства промывочных жидкостей, именно поэтому уделяют особое внимание на технологический этап очистки растворов, с целью исключения снижения технико-экономических показателей.

Также одной из проблем при избыточном накоплении твердых частиц шлама в взвеси бурового раствора является потеря глинизирующей способности промывочной жидкости, что в конечном итоге ведет к обвалообразованию рыхлых и толстых корок со стенок скважины.

Значительная часть расходов на строительство скважин относится к обеспечению очистки буровых растворов, а также на решения проблем с повышенным содержанием крупных шламовых частиц твердой фазы.

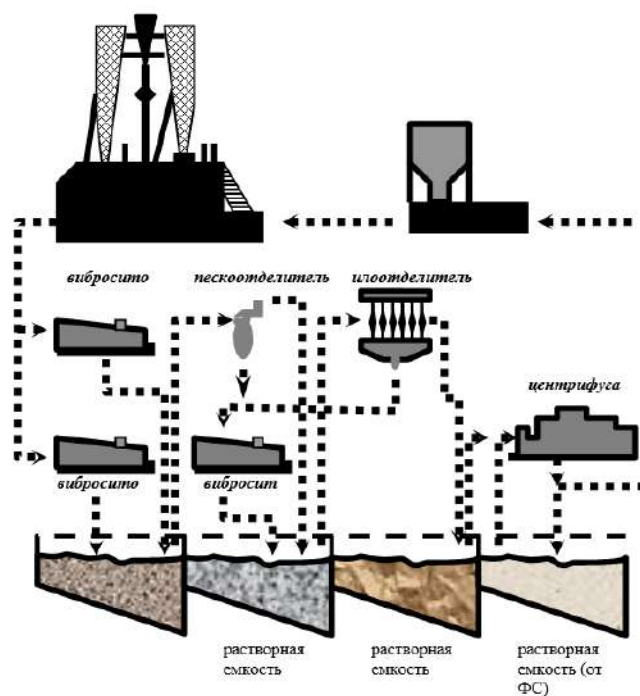


Рисунок 1– Типовая схема четырехступенчатой очистки БПЖ

Отмечается, что буровые промывочные жидкости, не обладающие структурой и имеющие невысокие реологические показатели, поддаются очистке от шламовых частиц намного легче. При этом структурированные буровые промывочные жидкости, имеющие тиксотропные свойства, удерживающие твердые частицы, не поддаются обычным методам очистки и в целом значительно труднее очищаются.

Правилом обеспечения стабильных и технологичных условий бурения является процесс отбора такого же объема горной породы на системе очистки, которые было наработано в процессе углубления, поэтому в нефтегазовой отрасли качество очистки обуславливается процентом очищенной буровой жидкости от горных пород.

Классификация методов очистки промывочной жидкости от твердых частиц может быть следующей – естественные методы и принудительные.

Естественные подразумевают применение желобной системы и блока отстойников буровых растворов. Работа по принципу выпадения в осадок твердых частиц по действием силы тяжести, при котором реологические и тиксотропные свойства буровой промывочной жидкости не могут удержать более крупные частицы в взвеси.

К принудительным системам очистки относятся:

- системы грубой очистки, вибросита – принудительно-механический подтип;
- системы очистки мелкодисперсных фракций – принудительно-гидравлический подтип;
- физико-химическое воздействие на буровую промывочную жидкость.

По размеру любую частицу можно разделить на несколько типов, при размерах до 2 мкм – коллоидные частицы, илы более 2 мкм до 80 мкм и пески более 80 мкм, подробная классификация представлена в таблице 1.

Таблица 1- Классификация твердых частиц по размеру

Категория	Размеры	Примеры
коллоиды	2 мкм и меньше	бентонит, глины
ил	2 – 74 мкм	барит, ил, глинистые сланцы, алевролиты (< 200 mesh)

Категория	Размеры	Примеры
песок	74 – 2,000 мкм	песок (200 – 10 mesh)
гравий	> 2,000 мкм	(>10 mesh)

Классификация методов очистки подразумевает комплексное решение применения всех типов, с учетом особенностей и преимуществ каждого узла системы очистки.

Список использованных источников:

1. Балаба В.И. Амбарная технология сбора и хранения отходов бурения скважин: учебник / В.И. Балаба. – Москва: Деп. в ВИНТИ 16.01.96 г. № 169-В96. – 20 с.
2. Батуров В.И. Гидроциклоны: Конструкции и применение / В.И. Батуров, М.Г. Лейбовский. – Москва: ЦИНТИХИМНЕФТЕ-МАШ, 1973. – 59 с.
3. Бауман А.В. Гидроциклоны. Теория и практика: учебник // А.В. Бауман. – Новосибирск: Гормашэкспорт, 2018. – 56 с., ил. 2.
4. Булатов А.И. Спутник буровика: в 2 кн. / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – 2-е изд. – М.: Недра, 2014. – 21 с.
5. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М.: Недра, 2003.
6. Булатов А.И. Справочник по промывке скважин/ А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. – 317 с.
7. Гидроциклоны. Методы сепарации твердых частиц. // Информационный сайт по бурению и буровым растворам. URL: <http://fluidspro.ru/teoriya/kontrol-soderzhaniya-tverdoj-fazy/metody-separacii-tverdykh-chastich/gidrociklony/> (дата обращения 18.01.2024).
8. Садыкова Э.Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов Э.Р. Садыкова, Р.Р. Шарифуллина, И.А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 125-129.
9. Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy / R. R. Kadyrov, I. F. Galiullina, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : 3, Applied and Fundamental Research Dedicated to the 75th Anniversary of Professor Abdul-Hamid Mahmoudovich Bisliyev, Grozny, Chechnya, 28–29 февраля 2020 года. – Grozny, Chechnya, 2020. – P. 012081. – DOI 10.1088/1757-899X/905/1/012081.
10. Шагапов, В. Ш. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / В. Ш. Шагапов, Ю. А. Юмагулова, А. А. Гиззатуллина // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91, № 2. – С. 319-328.
11. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions / K. F. Gabdrakhmanova, G. R. Izmaylova, L. S. Kuleshova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, Saint-Petersburg, 24–27 апреля 2019 года. Vol. 378. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012038. – DOI 10.1088/1755-1315/378/1/012038.
12. Сидоренко, В. С. Осложнения в процессе бурения и меры их ликвидации / В. С. Сидоренко, А. Х. Габзалилова, Л. М. Гимаева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 531-534.
13. Эффективное разделение нефтешлама с использованием комбинированной технологии / Ю. А. Ю. Абусал, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, В. А. Горшков // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 246-258. – DOI 10.25689/NP.2025.1.246-258.
14. On the issue of improving the technical and economic indicators of well wiring in difficult mining and geological conditions / T. Minnivaleev, A. Minnivaleev, L. Gimaeva, A.

Gabzalilova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024)

15. Шайдуллина, Р.М. Подготовка будущего инженера к инновационной деятельности в процессе изучения курса экономики / Р.М. Шайдуллина, Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Ф.К. Усманова, С.А. Зац // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - Т. 2. - С. 74-77.

16. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 84-94. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-84-94.

17. Юсупова, Л. Ф. Изучение положения водонефтяного контакта в залежах углеводородов / Л. Ф. Юсупова, Г. Н. Файзуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 223-225.

УДК 622.32

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ПОД КОНДУКТОР НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С ИЗВЛЕКАЕМОЙ БУРОВОЙ КОМПОНОВКОЙ

Л.Б. Хузина

(АГТУ ВШН, профессор)

Р.М. Давлетишин

(АГТУ ВШН, студент гр.74-23 АГТУ ВШН)

Аннотация. Бурение под кондуктор является одним из ключевых этапов строительства скважины. Применение обсадной колонны с извлекаемой буровой компоновкой представляет собой инновационный подход, позволяющий повысить эффективность и безопасность буровых работ.

Ключевые слова: КНБК, Кондуктор, ОТТМ, УБО-245, УИ-245, УРО.

UDC 622.32

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF DRILLING TECHNOLOGY FOR A CONDUCTOR ON A CASING WITH A RECOVERABLE DRILLING LAYOUT

L.B. Khuzina

(AGTU HSE, Doctor of Technical Sciences, professor)

R.M. Davletshin

(AGTU HSE, student gr.74-23 AGTU HSE)

Abstract Drilling for a conductor is one of the key stages of well construction. The use of a casing with a recoverable drilling rig is an innovative approach that improves the efficiency and safety of drilling operations.

Keywords: BHA, OTM, UBO-245, UI-245, URO.

Технологический процесс

Известны следующие способы бурения на обсадной колонне. Бурение с применением бурового башмака, который по достижению заданного интервала не извлекается, а разбуривается. В указанном случае применяются обсадные трубы с премиальными резьбовыми соединениями, которые способны передавать большой крутящий момент, так как бурение производится путем вращения обсадной колонны.

Следующий способ - это бурение без вращения обсадной колонны. В указанном способе буровая компоновка (долото + расширитель + забойный двигатель) расположена в нижней части обсадной колонны и соединена с ней специальным устройством. По окончании бурения компоновка извлекается. В указанном способе возможно применение обсадных труб с бюджетным резьбовым соединением, например, типа ОТТМ. По указанному способу

бурения технология и оборудование для ее осуществления разработаны в рамках НИОКР отделом бурения ТатНИПИнефть.

Оборудование состоит из следующих компонентов, это:

- устройство для бурения на обсадной колонне (УБО-245);
- устройство извлекающее (УИ-245);
- устройство резервное отцепное (УРО).

Общая схема опытной компоновки с размерами представлена на рисунке 1.

Экономическая эффективность

Экономический эффект от применения технологии формируется за счет уменьшения при строительстве скважины без метражных работ, а также обсаживания осложнённого интервала скважины одной обсадной колонной вместо двух обсадных колонн, которые предусматривались для последовательного обсаживания осложнённого интервала.

Расчет экономического эффекта по результатам опытного бурения с применением обсадных труб Таблица 1.

Таблица 1 - Расчет экономического эффекта

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Стандартная технология	Скважина 32175 НГДУ "Альметьевнефть"	Отклонение
	Обсадная колонна диаметром 324 мм - длина, м (176,7 м) - масса 1 м, кг/м (78,88 кг/м) - вес колонны, т (13,3 т) - цена обсадной трубы, руб/т (88225 руб./т) - стоимость колонны, тыс.руб		1227,5		
	Обсадная колонна диаметром 245 мм - длина, м (257 м) - масса 1 м, кг/м (44,48 кг/м) - вес колонны, т (16 т) - цена обсадной трубы, руб/т (86850руб/т.) - стоимость колонны, тыс.руб		992,8	992,8	0,0
1.	Время бурения	час	74	37,8	-36,2
2.	Стоимость бурения (СБУ-3000/170+ВСП)	тыс. руб.	3603,9	1842,4	-1761,5
3.	ГТИ	тыс. руб.	81,4	41,6	-39,8
4.	Супервайзинг	тыс. руб.	75,7	38,7	-37,0
5.	Долотно-двигательный сервис	тыс. руб.	391,9		-391,9
6.	Сервис Буригтех «Долото + ВЗД + Расширитель» по расценке 10800 руб/м	тыс. руб.		2236	2235,6
	Итого затраты	тыс.руб.	6 373	5 151	-1 222

Применение данной технологии позволяет:

- Сократить время на бурение;
- Уменьшить затраты на буровое оборудование;
- Снизить риски аварийных ситуаций;
- Оптимизировать процесс строительства скважины.

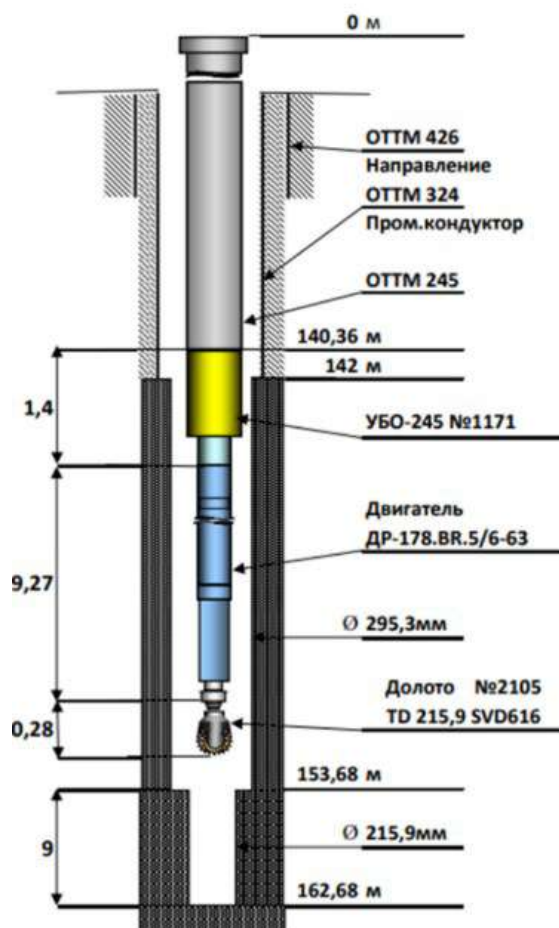


Рисунок 1 - Общая схема опытной компоновки

Список использованных источников:

1. <http://www.weatherford.com>.
2. Патент 2663856 РФ, МПК E21B 7/20, E21B 7/28. Соединительный узел бурового инструмента с обсадной колонной / Ахмадишин Фарит Фоатович (RU), Киршин Анатолий Вениаминович (RU), Пронин Виталий Евгеньевич (RU), Оснос Владимир Борисович (RU); заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина - Заявка: 2017114692, 26.04.2017; опубликовано: 10.08.2018.
3. Патент на полезную модель 201342 РФ, E21B 7/20. Соединительный узел бурового инструмента с обсадной колонной / Киршин Анатолий Вениа-минович (RU), Ахмадишин Фарит Фоатович (RU); заявитель и патентообла-датель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина – Заявка: 2020128620, 28.08.2020; Опубликовано: 11.12.2020.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учебное пособие для студентов вузов. - М.: Издательство «Недра», 2000. - 667 с.
5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 1007 с.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ АВТОМАТОВ ПОДАЧИ ДОЛОТА НА АНАНЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Л. Б. Хузина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)
Р.А. Салахов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,
студент группы ГБсз-21-11)*

Abstract. Автоматы подачи долота (АПД) используются при бурении скважин и могут быть классифицированы на несколько типов. У каждого типа систем имеются свои уникальные свойства и режимы работы.

Ключевые слова: Автоматические системы подачи долот, винтовой забойный двигатель, осевая нагрузка, ротор, скважина, буровая установка.

UDC 622.24

APPLICATION OF CHAMBER FEEDING AUTOMATAS AT THE ANANYEVSKY DEPOSIT

L. B. Khuzina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)

R.A. Salakhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students of group GBsz-21-11)

Abstract. Automatic bit feeders (APD) are used when drilling wells and can be classified into several types. Each type of system has its own unique properties and modes of operation.

Keywords: Automatic bit feeding systems, screw downhole motor, axial load, rotor, well, and drilling rig.

Автоматизированная система управления роторным бурением (АСУ РБ), которая включает в себя согласованное управление буровым насосом и регулятором подачи долота (РПД), обладает способностью поддерживать стабильную работу насоса в процессе бурения скважины. Данная система используется для создания оптимальных гидродинамических режимов потока жидкости в скважине, в том числе оптимальных частот ходов насоса, что позволяет уменьшить неоднородность расхода и давления вдоль напорной линии. Это, в свою очередь, обеспечивает более равномерное вращение вала винтового забойного двигателя и стабильный динамический режим системы "ВЗД-долото-горная порода". Такой подход способствует улучшению условий эксплуатации забойного телеметрического оборудования.

Автомат должен быть прост и надежен в эксплуатации.

Основная цель данного исследования заключается в улучшении процесса строительства скважин с помощью специализированных устройств для оперативного контроля технологических параметров режима бурения, подачи долота и их регулирования.

Задачи исследования:

1 Проведение анализа имеющихся подходов по контролю режимов бурения винтовых забойных двигателей, а так же определения тенденции улучшения отработки данных двигателей с помощью специализированных устройств;

2 Исследование особенностей эксплуатации винтовых забойных двигателей;

3 Осуществление технологического анализа и процесса бурения в породах с разными физико-механическими свойствами с применением и без применения регулятора подачи долота.

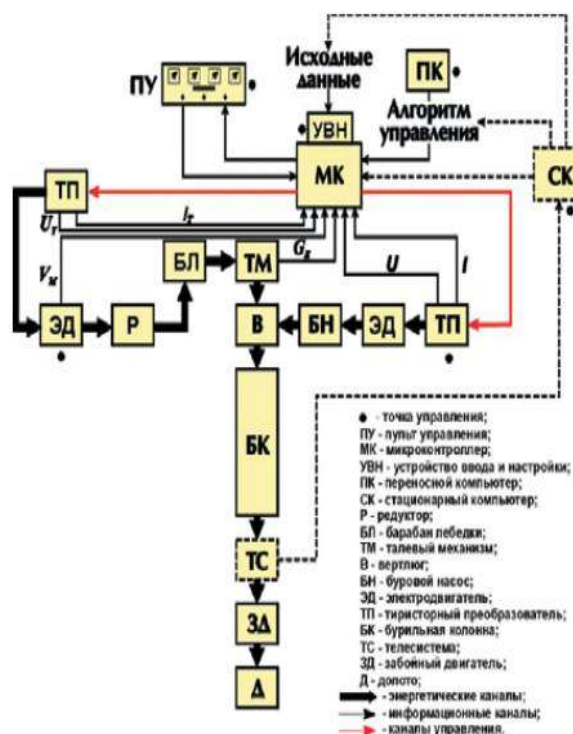


Рисунок 1 – Функциональная схема АСУ РБ для установок с тиристорным электроприводом постоянного тока и РПДЭ

Автоматы долот могут иметь различные конструкции и применяться в разных отраслях, таких как нефтегазовая промышленность, горнодобывающая промышленность, строительство и т.д. То есть, бурение может происходить для различных нужд. Основная цель автоматов подачи долот – обеспечить оптимальную скорость и глубину бурения, снизить нагрузку на инженера по бурению скважин, а также повысить производительность работы. Как правило, в автоматических системах долот применяются различные системы подачи долот, такие как: гидравлические, пневматические и электрические. Выбор системы подачи выбирается в зависимости от различных условий, но все они имеют одну задачу – это обеспечение подачи долота. Они могут быть установлены на буровых станках или на автоматизированных системах управления буровым оборудованием. Главным конкурентным преимуществом использования автоматов подачи долот является повышение безопасности и уменьшение риска человеческой ошибки, снижение времени выполнения работ, повышение точности и качества бурения. Однако выбор и использование автоматов подачи долот требует определенных знаний и навыков. Рассмотрим системы автоматических систем подачи долот.

Автоматы долот могут иметь различные конструкции и применяться в разных отраслях, таких как нефтегазовая промышленность, горнодобывающая промышленность, строительство и т.д. То есть, бурение может происходить для различных нужд. Основная цель автоматов подачи долот – обеспечить оптимальную скорость и глубину бурения, снизить нагрузку на инженера по бурению скважин, а также повысить производительность работы. Как правило, в автоматических системах долот применяются различные системы подачи долот, такие как: гидравлические, пневматические и электрические. Выбор системы подачи выбирается в зависимости от различных условий, но все они имеют одну задачу – это обеспечение подачи долота. Они могут быть установлены на буровых станках или на автоматизированных системах управления буровым оборудованием. Главным конкурентным преимуществом использования автоматов подачи долот является повышение безопасности и уменьшение риска человеческой ошибки, снижение времени выполнения работ, повышение точности и качества бурения. Однако выбор и использование автоматов подачи долот

требует определенных знаний и навыков. Рассмотрим системы автоматических систем подачи долот.

Автоматическая подача долот повышает эффективность за счет нескольких факторов: она увеличивает производительность, устраняя необходимость ручной подачи и сокращая время бурения; основана на заданных программах или параметрах, что снижает вероятность ошибок и обеспечивает более точные результаты; способствует безопасности работников, исключая выполнение опасных и физически сложных операций вручную; и снижает производственные затраты за счет уменьшения расходов на обучение, обслуживание и ручную подачу, что в целом повышает рентабельность проекта. – автоматическая подача долот может обеспечить более высокое качество работы, поскольку она позволяет контролировать и поддерживать оптимальные параметры подачи долот. Это может привести к улучшению точности и качества бурения, что в свою очередь приводит к более качественным результатам и уменьшению необходимости в доработке или исправлении работ.

Однако, эффективность применения автоматов подачи долот также зависит от специфических условий и требований конкретного проекта. Необходимо учитывать такие факторы, как тип горной породы, глубина бурения, требования к скорости и точности работы, доступность технической поддержки и другие. Вместе с тем, автоматическая подача долот не является универсальным решением и может не подходить для всех видов работ и условий. Поэтому перед применением автоматов подачи долот рекомендуется провести анализ и оценку эффективности и соответствия данному проекту.

Список использованных источников:

1. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин / В.Ф. Будников, А.И. Булатов, А.Я. Петерсон, С.А. Шаманов. – Москва.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 305с.: ил.
2. Будущее бурения: Преимущества автоматизированных буровых установок / О.О. Алексеев, Ф.Х. Мухаметов, П.Э. Востриков, Р.М. Рухаметзянов, И.В. Хайруллин. – Москва.: Бурение и нефть. 2023 – №7 – С 50-54.
3. Богомолов Р.М. Буровой инструмент. Энциклопедия изобретений, в двух частях. / Р.М. Богомолов. – Москва.: Инновационное машиностроение. – 2015. – 827 с.
4. Методические рекомендации по подготовке отчетов о патентном обзоре (патентный ландшафт) (утверждены приказом Роспатента от 23.01.2017 №8).
5. Басарыгин Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб, пособие / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: Недра – 2000. – 680 с.
6. Атажонова, С. Б. Современные нормативно-правовые основы инклюзивного образования в технических вузах / С. Б. Атажонова, Л. М. Гимаева, Л. Ф. Юсупова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 779-783.
7. Габзалилова, А. Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении / А. Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 02 декабря 2011 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. – С. 193-198.
8. Шагапов, В. Ш. Теоретическое моделирование реактора для процесса вымывания газа из гидрата / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, Г. А. Кунсбаева // Теоретические основы химической технологии. – 2013. – Т. 47, № 2. – С. 208. – DOI 10.7868/S0040357112050193.
9. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф.

Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

10. Суворов, Н. О. Использование нефтяных ловушек для интенсификации нефтедобычи / Н. О. Суворов, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 317-322.

11. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2. - С. 959-962.

12. Чиглинцева, А. С. К теории разрушения монолита газогидрата / А. С. Чиглинцева, М. Р. Давлетшина, В. Ш. Шагапов // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики : Сборник трудов в 4-х томах, Уфа, 19–24 августа 2019 года. Том 2. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 1135-1136. 6. , Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03024. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403024.

13. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

14. Латифуллин, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда нефтяных и газовых скважин / Р. Р. Латифуллин, М. В. Горюнова, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 323-328.

15. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

16. Мировые тенденции в разработке и внедрении нанотехнологий при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Г. М. Горохов, С. С. Алрабае // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 25-39. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-25-39.

17. Исследование причин и факторов возникновения осложнений при бурении нефтегазовых скважин / И. А. Четвертнева, М. Е. Логинова, А. Ю. Абусал, Л. Х. Габбасов // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2024. – № 3-4. – С. 30-36. – DOI 10.24412/2071-8268-2024-3-4-30-36.

УДК 622.24

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА

И.И. Шакирзянов

(Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти", магистрант гр. 73-22)

Аннотация. Предлагается концепция интеграции бурового супервайзера, ориентированная на повышение про-изводственной эффективности, предотвращение аварий и обеспечение нулевой травматичности. Ключевым инструментом является рейтингование сервисных компаний и внедрение цифровых технологий, таких как системы машинного обучения для анализа данных и прогнозирования осложнений. Внедрение этой концепции обеспечивает оптимизацию процесса бурения, повышение безопасности и снижение рисков, что способствует повышению конкурентоспособности компании.

Ключевые слова: буровой супервайзер, цифровые технологии, машинное обучение, прогнозирование, цифровизация.

IMPLEMENTATION OF DIGITAL SUPERVISION

*I.I. Shakirzyanov**(Almetievsk State Technological University, Higher School of Oil,
Master's student of group 73-22)*

Abstract. The concept of drilling supervisor integration is proposed, focused on increasing production efficiency, preventing accidents and ensuring a zero injury goal. A key tool is the rating of service companies and the introduction of digital technologies such as machine learning systems for data analysis and predicting complications. The implementation of this concept allows for the optimization of the drilling process, enhanced safety, which contributes to the company's competitiveness.

Keywords: drilling supervisor, digital technologies, machine learning, forecasting, digitalization

Концептуальный подход в вопросах интеграции позиции «буровой супервайзер» должен заключаться в первую очередь на направленности к улучшению производственной деятельности, предупреждению аварий, осложнений, а также сохранении постулатизма о нулевой травматичности, ведь в первую очередь работа в условиях буровой установки - опасный вид работ.

Ключевой методикой улучшения качества работ является внедрение рейтингования сервисных компаний на каждом участке строительства скважин (в том числе и в вопросах промышленной безопасности, охране окружающей среды и экологической безопасности).

В процессе работ по строительству, реконструкции и ремонту скважин нефтегазодобывающие компании осуществляют текущее рейтингование буровых и сервисных подрядчиков. Супервайзер после завершения строительства скважины участвует в подготовке итоговых документов, на основании которых нефтегазовая компания определяет качество скважины как объекта эксплуатации, а также текущий рейтинг бурового и сервисных подрядчиков.

Показатели качества скважины, точности выполнения проектных решения и безопасного ведения работ выражены в относительных, безразмерных величинах.

Предлагаемая методика текущего рейтингования позволит нефтяным компаниям привлекать к работам буровых и сервисных подрядчиков, обладающих большим практическим опытом, высоким техническим уровнем и квалификацией непосредственных исполнителей, финансовой стабильностью, высоким уровнем состояния ОТ, ТБ, ООС.

При этом, применение цифровых технологий при бурении скважин открывает новые возможности для повышения эффективности, безопасности и точности процесса.

Цифровая технология используется для разработки алгоритмов, которые автоматически принимают решения на основе данных, собранных во время бурения. Системы машинного обучения анализируют исторические данные о бурении и предсказывают оптимальные параметры бурения для достижения заданных целей. Это позволяет сократить время принятия решений и повысить эффективность процесса.

Для примера приводится опыт использования программы для определения негерметичности эксплуатационной колонны (далее-НЭК) скважины на основе машинного обучения. Это программа на основе модели машинного обучения для прогнозирования технического состояния колонны, которая представляет собой веб-интерфейс для более удобного использования. Пользователь выбирает необходимую площадь, на скважинах которой надо получить предсказание негерметичности, либо она может отдельно загрузить список интересующих скважин. За счет анализа данных и применения алгоритмов программа определяет наличие негерметичности колонны на скважинах. В качестве критериев выявления НЭК рассматривается: химический состав воды, интенсивность кривизны скважины, резкое увеличение обводненности, возраст скважины на момент

исследования, а также количество циклов спускоподъемных операций и опрессовок, с обязательной интеграцией данного сервиса с корпоративным хранилищем данных.

Результат внедрения программы: повышение эффективности определения НЭК на 60%, улучшение оперативности принятия решения с 70 до 10 суток, а также снижение затрат на исследования герметичности ЭК и сокращение простоев и потерь в процессе добычи нефти.

Также данный модуль позволяет ежедневно мониторить фонд скважин на наличие нарушений и тем самым сократить недоборы нефти за счет ускоренного включения скважины в инвестиционную программу на ликвидацию НЭК, либо постановку бригады ПРС для спуска насоса с пакером. Это позволяет восстановить режим работы скважины за более короткий срок.

Говоря про цифровые технологии в бурении, можно также отметить, что данный программный продукт может быть использован для распознавания образов и геологического моделирования, что помогает определить оптимальные места для бурения скважин. Системы компьютерного зрения могут анализировать данные сейсмической разведки и другие геологические данные для определения структур под землей. Это позволяет выбирать наиболее перспективные места для бурения и снижает риск непредвиденных проблем.

При этом основным его преимуществом является мониторинг и анализ больших объемов данных, собранных во время бурения. Системы машинного обучения могут обрабатывать большие объемы данных о параметрах бурения, состоянии оборудования и других факторах для выявления тенденций и прогнозирования возможных осложнений и аварий.

Безусловно, эффективность от внедрения супервайзинга налицо. Концепция супервайзинга, особенно через «призму» цифровизации в бурении нефтяных и газовых скважин позволяет вести следующее:

1. Управление процессом строительства скважины и мониторинг основных режимов бурения в процессе строительства скважины, также оперативное реагирование при отклонении параметров и режимов бурения (время бурения, механическая скорость, давление и расход в нагнетательной линии и т.д.) от плановых показателей.
2. Всесторонний анализ основных показателей бурения скважины.
3. Расследование скважинных инцидентов и отклонений от планов и программ работ буровых и сервисных подрядчиков.
4. Подтверждение фактических объемов выполненных работ сервисными компаниями.
5. Повышение эффективности коммуникации и сотрудничества между различными участниками проекта, что способствует более гладкому и координированному выполнению работ.
6. Увеличение прозрачности и контроля над процессом бурения и добычи нефти и газа, что способствует снижению возможных мошенничеств и неэффективного использования ресурсов.

В целом, внедрение концепции супервайзинга через цифровизацию в бурении нефтяных и газовых скважин является важным шагом для повышения экономической эффективности и улучшения процессов в этой отрасли. Оно позволяет более точно контролировать и оптимизировать процессы бурения, улучшать безопасность и качество работы, а также повышать конкурентоспособность компаний. В результате, внедрение супервайзинга через цифровизацию становится неотъемлемой частью развития и современного подхода к бурению нефтяных и газовых скважин.

Список использованных источников:

1. Мусин М.М. Разработка нефтяных месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Мусин М.М., Липаев А.А., Хисамов Р.С.- Электрон. текстовые данные. - Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2019.- 328 с.

2. Петраков Д.Г. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: учебник/ Петраков Д.Г., Мардашов Д.В., Максютин А.В.- Электрон. текстовые данные. - Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2016.- 526 с.

3. Кульчинский В.В. Четверть века развития российского бурового супервайзинга//Бурение и нефть. 2018-№3.

4. Борисевич Ю.П. Буровой супервайзинг [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Борисевич Ю.П., Алёкина Е.В., Краснова Г.З.- Электрон. текстовые данные. - Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2019.- 145 с.

5. Ахмадуллин, Э.А. Управление качеством работ по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин: монография / Э. А. Ахмадуллин. - Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. - 200 с.

УДК 622.243.2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ НА ЗАПАДНО-КОТУХТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С АНАЛИЗОМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ APS TECHNOLOGY

А.Р. Шакиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсЗ-21-11)

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрено применение телеметрических систем с гидравлическим каналом связи при бурении наклонно-направленных скважин. Проведён анализ особенностей работы технологии APS Technology, её преимуществ перед электромагнитными и механическими системами, а также ограничений, возникающих при передаче данных в условиях высокой температуры и давления. Отмечено, что использование гидравлических каналов связи повышает точность измерений и надёжность передачи информации, что способствует оптимизации процесса бурения и снижению вероятности аварийных ситуаций.

Ключевые слова: телеметрия, бурение, гидравлический канал связи, APS Technology, передача данных, эффективность.

RATIONALE FOR USING THE TELEMETRIC SYSTEM WITH A HYDRAULIC COMMUNICATION CHANNEL APS TECHNOLOGY

A.R. Shakirov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students of group GBsZ-20-11)

A. H. Gabzalilova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The paper analyzes the use of a telemetric system with a hydraulic communication channel in directional drilling. The study focuses on the operation of the APS Technology system, emphasizing its advantages over electromagnetic and mechanical methods, as well as limitations in high-pressure and high-temperature conditions. The hydraulic channel ensures reliable data transmission and improved measurement accuracy, which optimizes drilling efficiency and reduces operational risks.

Keywords: telemetry, drilling, hydraulic communication channel, APS Technology, data transmission, reliability.

Современные технологии бурения предъявляют высокие требования к системам

контроля и мониторинга состояния скважины. Эффективность и безопасность буровых операций напрямую зависят от своевременного получения информации о параметрах процесса. В этой связи телеметрические системы с гидравлическим каналом связи приобретают особое значение, обеспечивая передачу данных в реальном времени с высокой точностью и устойчивостью к внешним воздействиям.

Традиционные методы передачи информации - электромагнитные или кабельные - часто ограничены условиями среды. На больших глубинах электромагнитные волны затухают, а использование проводных каналов повышает риски механических повреждений. В отличие от них, гидравлический канал связи APS Technology передаёт данные посредством модуляции давления в буровом растворе. Такой принцип обеспечивает надёжность даже при бурении скважин со сложным профилем и высокими температурами.

Главным преимуществом систем с гидравлическим каналом связи является их устойчивость к электромагнитным помехам и возможность функционирования в условиях повышенного давления. Они не требуют использования сложных электрических соединений и питания, что снижает вероятность отказов. Кроме того, скорость передачи информации может достигать 10 бит/с, чего достаточно для оперативного контроля параметров бурения, включая направление ствола, давление на забое, крутящий момент и температуру.

Система APS Technology активно применяется в бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Она интегрирует блок измерения (MWD), блок геофизического контроля (LWD) и гидравлический модуль связи. В ходе эксплуатации система обеспечивает непрерывную передачу данных о траектории, давлении и нагрузках, позволяя буровому персоналу оперативно корректировать параметры режима. Это особенно важно при бурении в неустойчивых породах, где любое отклонение может привести к осложнениям или потере циркуляции.

Опыт применения телеметрических систем APS на ряде российских месторождений показал повышение точности определения траектории и снижение времени строительства скважины. Анализ эксплуатационных данных свидетельствует, что использование гидравлических каналов связи позволяет уменьшить затраты на корректировку траектории до 15 %, а также повысить надёжность забойных двигателей за счёт стабильного контроля параметров.

Тем не менее, технология имеет и ряд ограничений. При бурении на значительных глубинах скорость передачи данных снижается, а наличие пульсаций давления в буровом растворе может вызывать искажения сигнала. Эти проблемы решаются внедрением цифровых фильтров и адаптивных алгоритмов обработки, что является направлением дальнейших разработок APS Technology.

В целом, внедрение гидравлических телеметрических систем позволяет значительно повысить эффективность буровых работ. Их использование обеспечивает непрерывный контроль за технологическими параметрами, повышает уровень безопасности и сокращает время простоя оборудования. На современном этапе развития нефтегазовой отрасли подобные решения становятся неотъемлемой частью интеллектуальных буровых комплексов.

Проведённый анализ показал, что телеметрическая система APS Technology с гидравлическим каналом связи является эффективным инструментом для управления процессом бурения. Её применение позволяет повысить точность измерений, надёжность передачи данных и оперативность принятия решений. Несмотря на существующие ограничения, дальнейшее совершенствование технологии делает её перспективным направлением для использования при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Список использованных источников:

1. RU2256794C1 - Забойная телеметрическая... - Google Patents [Электронный ресурс] // patents.google.com - Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/ru2256794c1/ru>,

свободный. - Загл. с экрана

2. Анализ каналов связи «забой - устье» | Статья в журнале... [Электронный ресурс] // moluch.ru - Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/355/79466/>, свободный. - Загл. с экрана

3. Анализ направлений совершенствования наклонно... [Электронный ресурс] // earchive.tpu.ru - Режим доступа: <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/71451/1/tpu1365036.pdf>, свободный. - Загл. с экрана

4. Анализ применения телеметрических систем при бурении... [Электронный ресурс] // web.snauka.ru - Режим доступа: <https://web.snauka.ru/issues/2018/02/85796>, свободный. - Загл. с экрана

5. Виды телеметрических систем [Электронный ресурс] // ruswell-nnb.ru - Режим доступа: <https://ruswell-nnb.ru/article/vidy-telesistem>, свободный. - Загл. с экрана

6. Системы телеметрии в горизонтальном бурении: опыт... [Электронный ресурс] // dprom.online - Режим доступа: <https://dprom.online/mtindustry/seestyemi-tyelyemyetreeeee-v-goreezontalnom-buryenееее/>, свободный. - Загл. с экрана

7. Телеметрические системы каротажа: программно-методическое... [Электронный ресурс] // magazine.neftegaz.ru - Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/importozameshchenie/550310-telemetriceskie-sistemy-karotazha-programmno-metodicheskoe-obespechenie-v-protssesse-bureniya-naklon/>, свободный. - Загл. с экрана

8. Телеметрическое сопровождение бурения... [Электронный ресурс] // spravochnick.ru - Режим доступа: https://spravochnick.ru/neftegazovoe_delo/telemetriceskoe_soprovozhdenie_bureniya_naklonno-napravlennyh_skvazhin/, свободный. - Загл. с экрана

9. Телеметрическое сопровождение буровых работ [Электронный ресурс] // rosprombur.ru - Режим доступа: <https://rosprombur.ru/telemetriceskoe-soprovozhdenie-burovyyh-rabot.html>, свободный. - Загл. с экрана

10. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров / А. Р. Исхаков, В. В. Мухаметшин, Р. Р. Кадыров [и др.]. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 118 с. – ISBN 978-5-93105-424-7.

11. Гимаева, Л. М. Повышение эффективности эксплуатации осложнённого выносом механических примесей фонда скважин в условиях Советского месторождения / Л. М. Гимаева, К. Ю. Овсянников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 89-92.

12. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

13. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

14. Использование платформы Discord в образовательном процессе / Д. В. Барсуков, А. Х. Габзалилова, Л. Ф. Юсупова, Л. М. Гимаева // Актуальные вопросы высшего образования – 2022 : материалы научно-методической конференции с международным участием, Октябрьский, 28 октября 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 286-290.

15. Use of Numerical Methods to Solve the Problem of Fluid Filtration under the Action of Various Forces in a Porous Medium in the Implementation of Thermal Impact Technology on the Formation / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, T. Minnivaliev [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20120. – DOI 10.1063/5.0247785.
16. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127
17. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790.
18. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в условиях Южно-Ягунского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. Г. Габдрахманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции, Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 7-14
19. Хузина, Л. Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Л. Б. Хузина, Э. А. Гимазтдинова, А. Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 10-12. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-10-12.
20. Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells / A. K. Gabzalilova, D. A. Batalov, V. S. Mukhametshin, V. E. Andreev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Novosibirsk, 17 сентября 2020 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 012058. – DOI 10.1088/1757-899X/1064/1/012058.
21. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739.
22. Оценка деформаций элементов бурильной колонны под воздействием напряжений и влиянием геолого-технических условий в скважине / Р. А. Исмаков, Ю. А. Ю. Абусал, А. И. Сафрайдер, А. Г. Рааб // Горный журнал. – 2024. – № 11. – С. 13-17. – DOI 10.17580/gzh.2024.11.02.
23. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.
24. Мировой опыт применения различных компоновок многостадийного гидроразрыва пласта. Опыт и перспективы на российских месторождениях / А. Ю. Абусал Юсеф, А. Р. Яхин, Л. Р. Галимзянова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 6(152). – С. 86-103. – DOI 10.17122/ntj-oil-2024-6-86-103

УДК 622.276.7.05

К ВОПРОСУ ФОРМИРОВАНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗОНЫ В ВИХРЕВОМ СЕПАРАТОРЕ

А.И. Шаяхметов
(ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, доцент)

И.Р.Тляшев

(ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, студент гр. МГГ63д-24-01)

Аннотация. В статье показан анализ проблем эксплуатации установок низкотемпературной сепарации (НТС), связанные со снижением пластового давления. Приведены результаты численного исследования температурной стратификации потока газа в расчетной области вихревого генератора. На основе проведенной визуализации полей плотности и температуры показали характер разделения на зоны, горячую центральную зону и холодную зону по периферии расчетной области.

Ключевые слова: низкотемпературная сепарация, температурной стратификации потока газа, численное моделирование, низкотемпературный сепаратор.

UDC 622.276.7.05

ON THE FORMATION OF A LOW-TEMPERATURE ZONE IN A VORTEX SEPARATOR

A.I. Shayakhmetov

(Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor)

I.R. Tlyashev

(Ufa State Petroleum Technological University, student Group MGG63d-24-01)

Abstract. This article analyzes the operational challenges of low-temperature separation (LTS) units associated with reservoir pressure reduction. The results of a numerical study of temperature stratification of a gas flow in the computational domain of a vortex generator are presented. Based on the visualization of the density and temperature fields, the nature of the zonal separation—a hot central zone and a cold zone at the periphery of the computational domain—is demonstrated.

Keywords: low-temperature separation, temperature stratification of gas flow, numerical modeling, low-temperature separator.

Одной из основных задач при подготовке природного газа (ПГ) к транспорту является его осушка и очистка от тяжелых углеводородных фракций с целью предотвращения гидратообразования и обеспечения требуемых показателей точки росы [1]. На сегодняшний день одним из наиболее распространенных на производстве методов является низкотемпературная сепарация [2]. Принцип НТС основан на охлаждении потока газа до таких температур, при которых происходит конденсация паров воды и тяжелых углеводородов, что позволяет их отделить дальше в сепарационной аппаратуре.

В качестве недостатка НТС, использующих для охлаждения дросселирование или турбодетандеры, можно отметить, что их эффективность работы зависит от значений входного давления потока. Так как в процессе эксплуатации месторождения пластовое давление, как правило, падает с 10-15 МПа до 3-5 МПа, и этого недостаточно для обеспечения требуемого температурного режима.

Типовая схема НТС включает в себя входной сепаратор, рекуперативные теплообменники, узел впрыска ингибитора гидратообразования, устройство охлаждения (дроссель, детандер) и низкотемпературный сепаратор [3, 4]. И здесь, проблемой устройств для охлаждения является «критическое сечение» участок с локальным сужением потока [5]. Такие участки, в зависимости от колебаний расхода и состава газа, склонны к эрозии и гидратообразованию. При этом, при падении давления дроссельный эффект снижается, и генерация холода становится недостаточной для достижения требуемой точки росы.

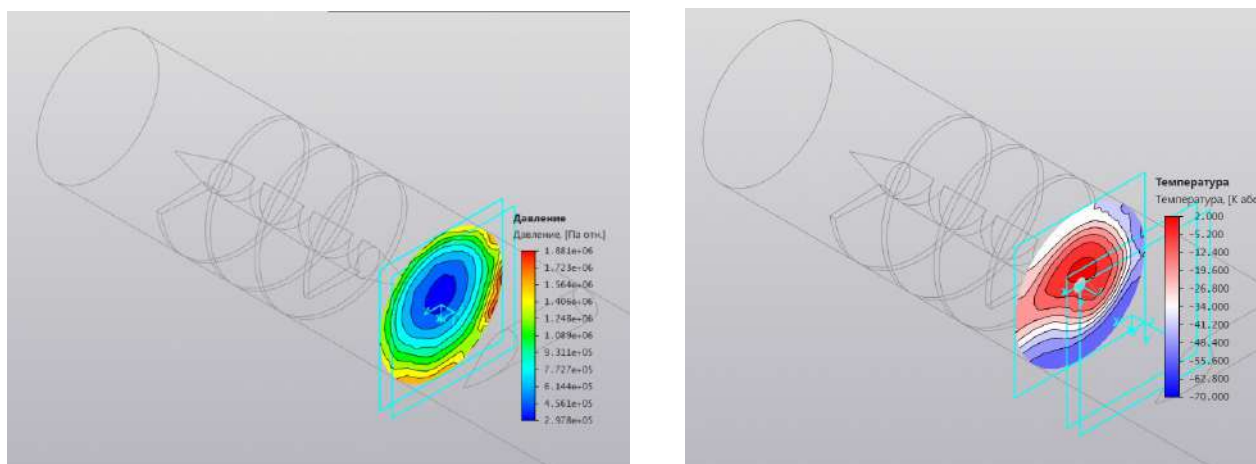
Применение вихревого эффекта, как способа охлаждения, позволяет произвести температурное разделение газа, не применяя сложных механических движущихся частей. При этом в исследуемом устройстве отсутствует критическое сечение, а проходное сечение составляет примерно 50% от сечения трубопровода.

Для исследования температурной стратификации потока газа в расчетной части была разработана физико-математическая модель в программном комплексе KompasFlow.

Моделирование проводилось методом конечных объемов (МКО) для трехмерной геометрии. Для решения системы уравнений Навье-Стокса использовалась модель турбулентности, для моделирования пристеночных областей – неравновесные пристеночные функции.

В численных эксперименте показано, как при прохождении через устройство происходит закручивание потока. Под действием центробежных сил происходит его температурная стратификация, т.е. образуется две зоны: периферийная низкотемпературная с тяжелыми фракциями и центральная высокотемпературная с легкими компонентами.

Численная модель и слои визуализации полей значений плотности (а) и температуры (б) показаны на рисунке.



а-поле значений давления

б- поле значений температур

Рисунок 1 - Численная модель и слои визуализации полей значений плотности (а) и температуры (б)

Список использованных источников:

1. Мияссаров, Р.Ф. Повышение эффективности разделения компонентов природного и попутного нефтяного газов / Р.Ф. Мияссаров, А.А. Ишмурзин // Актуальные вопросы технических наук : материалы IV Междунар. науч. конф.. – Краснодар : Новация, 2017. – С. 48-52.
2. Perry, R.H. Perry's Chemical Engineers' Handbook / R.H. Perry, D.W. Green. – 6th ed. – New York : McGraw-Hill, 1984. – 1876 p.
3. Гафуров, А.М. Турбодетандирование природного газа на газораспределительной станции с последующим его сжижением / А.М. Гафуров, Б.М. Осипов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2011. – Т. 9, № 2. – С. 6-11.
4. Билянский, К.В. Низкотемпературный 3s-сепаратор / К.В. Билянский, О.М. Дарбазанов, В.И. Зернов // Молодой ученый. – 2020. – № 10 (300). – С. 86-88.
5. Андреев, О.П. Технологические схемы УКПГ на основе 3s-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений / О.П. Андреев, Р.М. Минигулов, Р.В. Корытников и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 2. – С. 4-10.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ С РАЗБУРИВАЕМЫМИ ДОЛОТАМИ В ИНТЕРВАЛАХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

А.Ю. Эскин

*(Альметьевский государственный технологический университет Высшая школа нефти,
магистр гр. 73-22)*

И.Д. Загидуллин

Аннотация. В статье рассмотрена технология бурения на обсадных трубах с применением разбуриваемых долот как эффективный метод преодоления осложнений при строительстве скважин. Проанализированы результаты применения технологии на месторождениях Восточно-Сулеевское, Пионерское и Урустамакское. Показано, что использование разбуриваемых долот позволяет сократить сроки строительства скважин на 6-40 часов за счет исключения отдельного рейса по спуску обсадной колонны и прохождения интервалов поглощения без их ликвидации. Приведены технические характеристики долот PDC SSP и режимы бурения.

Ключевые слова: бурение на обсадных трубах, разбуриваемые долота, осложнения при бурении, поглощение промывочной жидкости, сокращение сроков строительства скважин.

UDC 622.24

APPLICATION OF DRILLING WITH CASING TECHNOLOGY USING DISPOSABLE BITS IN COMPLICATED INTERVALS DURING WELL CONSTRUCTION

A.Yu. Eskin

*(Almetyevsk State Technological University «Petroleum High School»,
Master's student of group 74-21)*

I.D. Zagidullin

*(Almetyevsk State Technological University «Petroleum High School»,
Master's student of group 74-21)*

Abstract. The article considers the technology of drilling on casing with drillable bits as an effective method for overcoming complications in well construction. The results of the technology application at the Vostochno-Suleevskoye, Pionerskoye, and Urustamaskoye fields are analyzed. It is shown that the use of drillable bits reduces well construction time by 6-40 hours by eliminating a separate run for casing installation and passing through loss zones without their elimination. Technical characteristics of PDC SSP bits and drilling modes are presented.

Keywords: drilling on casing, drillable bits, drilling complications, mud loss, reduction of well construction time.

Современное бурение нефтяных и газовых скважин часто сопровождается осложнениями, такими как поглощение промывочной жидкости, осыпи стенок скважины и прихваты бурильной колонны, что значительно увеличивает сроки строительства и затраты на проведение работ. Одним из прогрессивных методов решения этих проблем является технология бурения на обсадных трубах с применением разбуриваемых долот [1, 3].

Данная технология заключается в бурении с одновременным спуском обсадной колонны, которая выполняет роль бурильной колонны. В зависимости от применяемой схемы используются различные элементы соединения: при бурении на хвостовике ключевым элементом является соединительный узел бурового инструмента с обсадной колонной, обеспечивающий надежную передачу крутящего момента [4], в то время как при бурении на полной обсадной колонне для передачи крутящего момента от буровой установки используется специальный переводник к верхнему силовому приводу (ВСП). После достижения проектного забоя колонна цементируется, а разбуриваемое долото-башмак, установленный в нижней части колонны, разрушается стандартной буровой компоновкой (КНБК) с последующим бурением до проектной глубины [5]. Это позволяет исключить отдельный рейс по спуску обсадной колонны и проходить интервалы с зонами поглощения без потерь времени на их ликвидацию [2]. Важным преимуществом технологии является эффект механической кольматации - выбуренная порода вдавливается обсадной трубой в стенки скважины, что способствует естественному закупориванию пор и трещин [2, 3].

Компанией ООО «Перекрыватель» разработаны разбуриваемые долота PDC SSP для обсадных колонн различных диаметров (215,9 мм, 220,7 мм, 295,3 мм). Конструктивно долото состоит из двух частей: разбуриваемого сплава и переводника. Особенности долота включают большое расстояние между лопастями для эффективного выноса шлама, PDC вооружение класса премиум и возможность вооружения резцами диаметром 13, 16 и 19 мм.

Анализ результатов применения технологии на месторождениях ПАО «Татнефть» показал высокую эффективность. На скважине №1 Восточно-Сулеевского месторождения при бурении долотом 295,3 мм механическая скорость составила 9,7 м/ч при плановой 20 м/ч, однако за счет исключения спуска обсадной колонны отдельным рейсом и исключения направления удалось сократить срок строительства на 6 часов.

Динамику механической скорости на скважине №1 демонстрирует рис.1.



Рисунок 1. Динамика механической скорости (м/ч) при бурении на обсадной колонне кондуктора на скважине №1 Восточно-Сулеевского месторождения

На скважине №2 того же месторождения при бурении тем же долотом фактическая механическая скорость превысила плановую (32 м/ч против 20 м/ч), а экономия времени составила 1,5 суток (рис. 2).

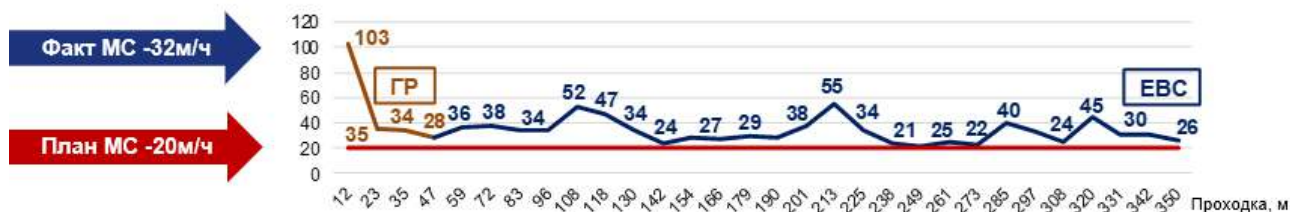


Рисунок 2. Динамика механической скорости (м/ч) при бурении на обсадной колонне кондуктора на скважине №2 Восточно-Сулеевского месторождения

На скважине №3 Пионерского месторождения применение долота 215,9 мм позволило сократить срок строительства на 1,7 суток. На скважине №4 Урустамаского месторождения было проведено промысловое испытание технологии с долотом SSP 215,9 DS 519 A01. Интервал бурения составил 104-306 м, проходка – 202 м. Общая механическая скорость достигла 21,35 м/ч при плановой 20 м/ч. Режим бурения: осевая нагрузка 2,5-7 т, расход промывочной жидкости 27 л/с, число оборотов 40 об/мин. В интервале 113-306 м бурение сопровождалось частичной потерей циркуляции (60%), однако это не потребовало остановки для ликвидации поглощения.

Для разбуривания долот применяется стандартная КНБК (долото + ВЗД + Т/С) с PDC долотами, покрытыми композиционным сплавом на основе карбида вольфрама. Вспомогательное оборудование включает упорные кольца, переводники для соединения обсадных труб с верхним силовым приводом (ВСП) и вращающиеся центраторы.

Таким образом, технология бурения на обсадных трубах с разбуриваемыми долотами является эффективным решением для преодоления осложнений в интервалах с поглощением и неустойчивыми породами. Ее применение позволяет не только сократить сроки

строительства скважин, но и оптимизировать конструкцию скважины за счет исключения лишних секций. Перспективным направлением является дальнейшая адаптация технологии для различных геологических условий и диаметров обсадных колонн.

Список использованных источников:

1. Ахмадишин Ф.Ф. Анализ эффективности технологии бурения под кондуктор на обсадной колонне с извлекаемой буровой компоновкой / Ф.Ф. Ахмадишин, А.В. Киршин, Д.В. Максимов, К.А. Ратанов, Р.Я. Хабибуллин, Л.Б. Хузина, Р.М. Давлетшин // Молодые нефтяники: сб. материалов Регион. студ. науч.-практ. конф. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2025. – С. 76-78.
2. Хузина Л.Б. Борьба с поглощениями промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Л.Б. Хузина, Э.А. Гимаздинова, Р.Р. Хузин, Д.С. Реченко, А.Х. Габзалилова // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 1 (266). – С. 18-22.
3. Хузина Л.Б. Технологическое решение для бурения на обсадной колонне / Л.Б. Хузина, Э.А. Гимаздинова, Д.С. Реченко, А.Х. Габзалилова // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1, № 1 (14). – С. 93-96.
4. Пат. 2663856 Российская Федерация, МПК E21B 7/20, E21B 7/28. Соединительный узел бурового инструмента с обсадной колонной / Ахмадишин Ф.Ф., Киршин А.В., Пронин В.Е., Оснос В.Б.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2017114692; заявл. 26.04.2017; опубл. 10.08.2018.
5. Пат. 192852 Российская Федерация. Долото-башмак / Хузина Л.Б., Гимаздинова Э.А., Хузин Б.А.; заявитель и патентообладатель ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт». – № 2019; заявл. 03.07.2019; опубл. 03.10.2019.

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ С УДЛИНЕННОЙ СИЛОВОЙ СЕКЦИЕЙ ПРИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ

Р.К. Яруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Ф.Ф. Шарипов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБсз-21-11)

Аннотация. В современных условиях нефтегазовая отрасль сталкивается с необходимостью освоения труднодоступных залежей углеводородов, обусловленных рельефом и геологической особенностью определенного региона. Вертикальные скважины зачастую не позволяют обеспечить эффективное вскрытие продуктивных пластов из-за ограниченности площади взаимодействия и формой залегания. Поэтому на первый план выходит способ наклонно-направленного бурения, который позволяет во много раз повысить эффективность разработки месторождений. Одним из основных оборудования применяющихся для наклонно-направленного бурения являются винтовые забойные двигатели (ВЗД), выполняющие функцию преобразования гидравлической энергии бурового раствора в механическое вращение долота непосредственно в призабойной зоне, а также осуществление набора параметров кривизны. Основными характеристиками ВЗД являются крутящий момент, который они способны развивать, жесткость силовой секции при больших изгибах, а также ресурс уплотнений и устойчивость к абразивному износу.

Ключевые слова: ВЗД, крутящий момент, ротор, статор, силовая секция, модель.

UDC 622.276

EFFECTIVENESS OF USING A SCREW DRILLING MOTOR WITH AN EXTENDED POWER SECTION FOR INCLINED DRILLING

R.K. Yarullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

F.F. Sharipov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, students of group GBSz 21-11)*

Abstract. In today's conditions, the oil and gas industry faces the need to develop hard-to-reach hydrocarbon deposits due to the topography and geological features of a particular region. Vertical wells often fail to effectively penetrate productive formations due to limited interaction areas and the shape of the reservoir. This is where the method of directional drilling comes into play, as it significantly enhances the efficiency of field development. One of the main equipment used for directional drilling is the screw-type downhole motors (SDM), which perform the function of converting the hydraulic energy of the drilling mud into the mechanical rotation of the bit directly in the near-bottom zone, as well as the implementation of the set of curvature parameters. The main characteristics of the SDM are the torque that they are able to develop, the rigidity of the power section at large bends, as well as the resource of seals and stability.

Keywords: SDM, torque, rotor, stator, power section, model.

От величины крутящего момента создаваемого ВЗД напрямую зависит мощность его работы, мех. скорость проходки, стабильность и износоустойчивость при подобранном режиме бурения. Данная работа обосновывает как меняется зависимость этих показателей при применении ВЗД одной марки, но с разными длинами силовой секции.

Модель ВЗД ДШОТР-178.7/8.54.5 отличается от модели ДШОТР-178.7/8.50.5 увеличенной длиной силовой секции до 5,5 метров. Производителем двигателя является отечественная компания ООО «Гидробур-сервис», испытания работ производились в районе ХМАО, Западно-Сибирской провинции. Конструкция ВЗД ДШОТР-178.7/8. разработана с учётом обеспечения максимального крутящего момента и устойчивости при различных режимах бурения наклонно-направленных скважин. Длина силовой секции 5,5м выбрана на основе анализа распределения нагрузок вдоль оси двигателя. Силовая секция включает внутри себя чередующиеся ротор и статор, которые образуют герметичную камеру, где под воздействием проходящего потока жидкости создаётся крутящий момент. Силовая секция заключена в корпус из высокопрочной стали, конструкция которого предусматривает защиту всех деталей от внешних воздействий агрессии пород и ударных нагрузок.

Роторная часть двигателя изготовлена из легированной стали марки 30 ХГСА, которая обеспечивает высокую прочность на растяжение и устойчивость к усталостным нагрузкам. После механической обработки поверхность ротора подвергается хромированию, что позволяет повысить износостойкость до уровня, необходимого для работы в абразивной среде.

Статор двигателя выполнен из нефтестойкого эластомера по ГОСТ-Р 53408-2009, обеспечивающего устойчивость к высоким температурам и воздействию химически агрессивных компонентов бурового раствора. Эластомер статора армирован синтетическими волокнами, что позволяет сохранить форму и эластичность при многократных циклах заряда и разряда давления в камере.

Сборка с балансировкой ротора и статора выполняется на оборудовании с уровнем виброизоляции не ниже первого класса. После сборки каждый элемент двигателя проходит динамическую балансировку на стенде с точностью до 0,1 г·мм. Это позволяет снизить вибрационные нагрузки на бурильную колонну и обеспечить долговечность узлов соединения карданной передачи с корпусом.

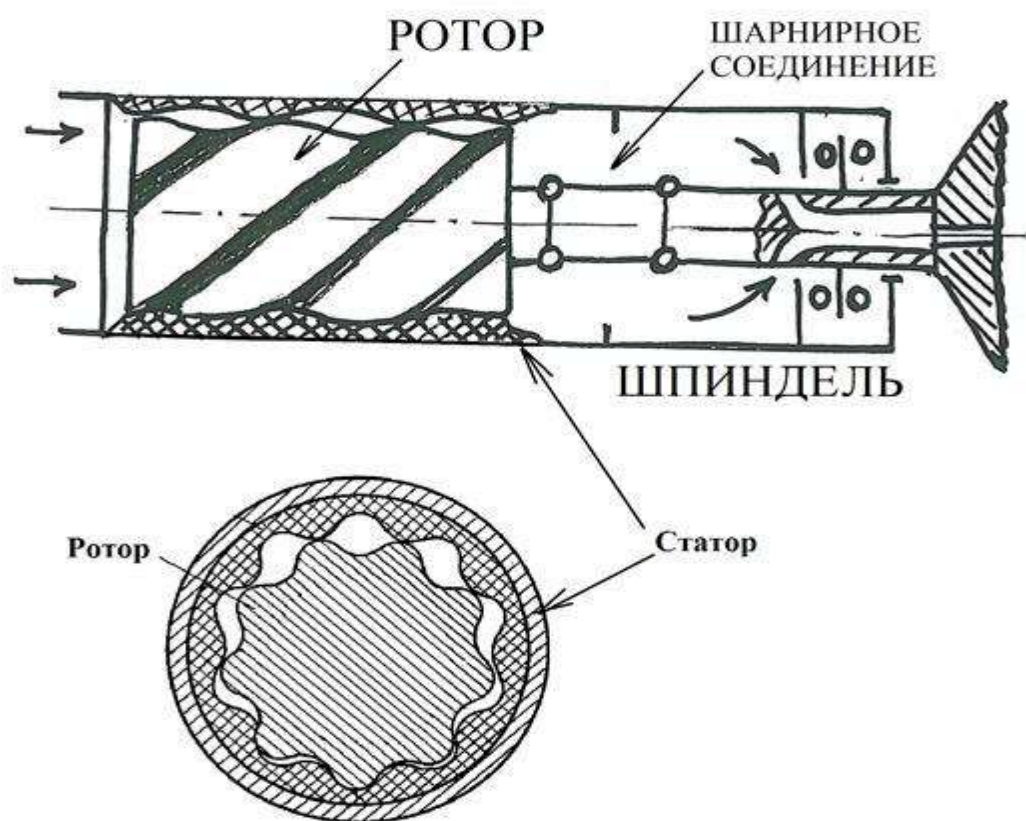


Рисунок 1 – Схема роторно-статорной пары двигателя силовой секции

Оптимальный диапазон перепада давления при рабочем расходе Q от 28 до 34 л/с находится в пределах 4,0–6,5 МПа, что гарантирует баланс между скоростью бурения и ресурсом двигателя.

Для определения момента используется формула:

$$M = k \cdot \Delta p \cdot D^3 \cdot L, \quad (1)$$

где коэффициент гидравлической эффективности k принимается равным 0,85 по паспорту на ВЗД;

Δp - перепад давления;

D - наружный диаметр двигателя (0,1787 м);

L - длина силовой секции (5 и 5,5 м);

Подставляя среднее значение $\Delta p = 5,0$ МПа получаем:

Для ВЗД с силовой секцией 5м:

$$M = 0,85 \times 5,0 \times (0,1787)^3 \times 5 \approx 4780 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Для ВЗД с силовой секцией 5,5м:

$$M = 0,85 \times 5,0 \times (0,1787)^3 \times 5,5 \approx 4950 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Таблица 1 – Результаты расчетов

Перепад давления Δp (МПа)	Q (л/с)	ДШОТР-178.7/8.54.5 М расч. (Н·м) / ч.в об/мин	ДШОТР-178.7/8.50.5 М расч. (Н·м) / ч.в об/мин
4.0	28	4450 / 90	4220 / 85
5.0	30	4950 / 100	4780 / 97
6.5	34	5440 / 110	5250 / 106

Результаты выполненных расчётов показали, что увеличение длины силовой секции на 0,5 м повысило максимальный момент на 4,2% в сравнении с более короткой моделью,

при этом распределение нагрузки стало более равномерным, что помогло снизить перегрузки на корпус двигателя. Интенсивность искривления траектории выросла с $3,3^\circ$ до $3,8^\circ$ на 10 метров, что облегчает процесс набора необходимых параметров кривизны скважины при бурении.

По результатам проведенных полевых испытаний ВЗД ДШОТР 7/8.54.5 показал средний прирост скорости бурения на 12–15% по сравнению с моделью 8.50.5 при прочих равных условиях.

Помимо этого, модель 8.54.5 показала большую устойчивость к диапазону расхода промывочной жидкости и перепаду давления. В диапазоне Δp от 4 до 6,5 МПа она сохраняла стабильный момент и частоту вращения, в то время как модель 8.50.5 начинала работать на износе при высоком значении создаваемого давления. В результате более стабильной работы у ВЗД ДШОТР 7/8.54.5 ресурс уплотнительной группы увеличился на 10%, а показатель износа ротора снизился на 8%, что сократило межинтервальный период технического обслуживания.

Коэффициент гидравлической эффективности k был также выше у модели 8.54.5 вследствие уменьшения потерь на трение. При параметрах $\Delta p=5,0$ МПа и $Q=30$ л/с он составлял 0,85 против 0,82 у модели 8.50.5 согласно паспортным данным.

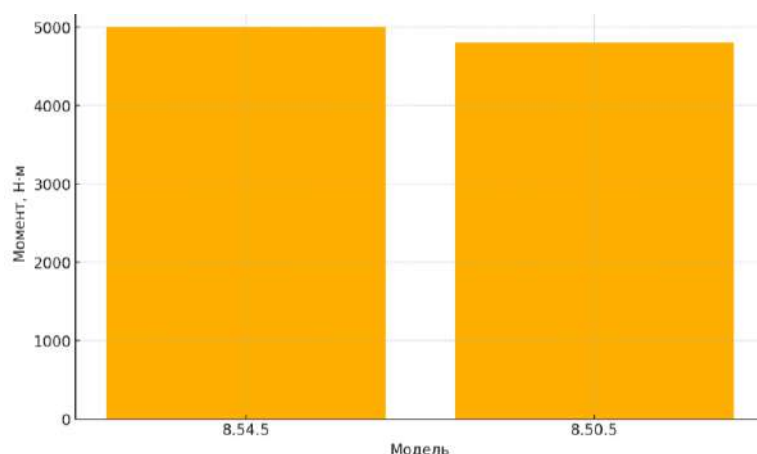


Рисунок 2 – Сравнение максимального крутящего момента

Список использованных источников:

1. Жуанганов Дамир Каратович, Заурбеков Сейтжан Арыспекович, Заурбеков Кадыржан Сейтжанович. Влияние конструктивных параметров винтовых забойных двигателей на их энергетические характеристики // Проблемы современной науки и образования. 2017. №1 (83с).
2. Сулеймов Магомед Тамерланович, Нальгиев Адам Алиевич. Изучение влияния растворов солей на эластомер с целью повышения ресурса винтового забойного двигателя // Научный журнал. 2019. №5 (39с).
3. Кузнецов Владимир Григорьевич, Гречин Евгений Глебович, Никифоров Даниил Александрович, Савин Евгений Николаевич. АСПЕКТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. №3.
4. Вервекин Андрей Валерьевич. К вопросу автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями // Недропользование. 2014. №10.
5. Литвиненко В.С., Двойников М.В. Методика определения параметров режима бурения наклонно прямолинейных участков скважины винтовыми забойными двигателями // Записки Горного института. 2020.

6. Карапетов Р.В. О влиянии интенсивности износа в рабочих органах винтовых забойных двигателей на эффективность бурения и ремонта скважин с их применением // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2009. №6.
7. Методы увеличения нефтеотдачи пласта / А. С. Щербакова, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 710-715.
8. Юсупова, Л. Ф. Повышение надежности нефтяных трубопроводов на нефтепромысле / Л. Ф. Юсупова, Р. С. Скрынник, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 27 марта 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 200-204.
9. Aspects of multi-well deconvolution technique application on development facilities / L. F. Yusupova, G. R. Izmaylova, K. F. Gabdrahmanova, L. Z. Samigullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Ussurijsk, 20–21 июня 2021 года. – Ussurijsk, 2021. – P. 042047. – DOI 10.1088/1755-1315/937/4/042047. .
10. О горении гидрата в замкнутом объеме / И. К. Гималтдинов, И. М. Баянов, М. В. Столповский, А. С. Чиглинцева // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95, № 3. – С. 605-613.
11. Абдуллин, И. И. Подземная гидромеханика как основа технологии добычи нефти и газа / И. И. Абдуллин, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 3-5.
12. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.
13. Гимаева, Л. М. Метод освоения скважин с помощью пен / Л. М. Гимаева, М. А. Каленов, А. Ш. Халадов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 91-95.
14. Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.
15. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.
16. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И. В. Владимиров, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Варисова, Н. Х. Габдрахманов, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.
17. Васильева Э.Р., Гилязетдинов Р.А., Марданов Р.Ф., Самигуллин Э.Ф. Поликультурная среда как фактор успешного развития личности студентов технического университета/Э.Р. Васильева, Р.А. Гилязетдинов, Р.Ф. Марданов, Э.Ф. Самигуллин // Педагогический журнал. – 2020. – Том 10. – №6 А. – С. 103-113.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

1.	Аленькин И.А., Сахибгараев Р.Р., Насыбуллин А.В., Фаттахов И.Г. Реологическое поведение гелей грп на основе воды с различным ионным составом	3
2.	Almousa F., Alsheikh S. Influence of fiber reinforcement on the strength properties of cement stone	6
3.	Almousa F., Alsheikh S. The effect of fiber reinforcement on the setting of cement mortar at normal temperatures	8
4.	Аль-Амари М.А., Ал-Шуваили А.А., Сувайд Ш.Х., Измайлова Г.Р. Оптимизация режимов работы штанговых глубинных насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений	10
5.	Аль-Амари М.А., Ал-Шуваили А.А., Сувайд Ш.Х., Альмухаметова Э.М. Поддержание пластового давления при современной разработке нефтяных и газовых месторождений	14
6.	Альмухаметова Э.М., Андреев А.И. Обоснование эффективности проведения гидроразрыва пласта в условиях русскинского месторождения	19
7.	Альмухаметова Э.М., Андреев А.И. Особенности проведения многостадийного гидроразрыва пласта в условиях залежей трудноизвлекаемых запасов	24
8.	Альмухаметова Э.М., Додонов В.А. Оптимизация режима эксплуатации скважин, оборудованных уэцн на тарасовском месторождении	27
9.	Андреев А.В. Модернизация систем сепарации на укпг с применением высокоэффективных каплеотбойников для снижения содержания паров жидкости в товарном газе	32
10.	Архипов И.А., Миннуллин А.Г. Анализ эффективности водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении	36
11.	Асфандияров В.И., Юсупов З.Д., Судеев Е.А., Фатколов Р.Р. Предупреждение асфальтосмолопарафиновых отложений	39
12.	Ахмадеев У.В. Перспективы развития технологии забуривания боковых стволов в нефтегазовой отрасли	43
13.	Ахметов Р.Т., Абрамов Д.С. Повышение эффективности работы абсорбера на Ямбургском месторождении	48
14.	Ахметов Р.Т., Головачев Е.Д. Повышение эффективности сбора скважинной продукции на Южно-Приобском месторождении	52
15.	Ахметов Ш.Д., Гиззатуллина А.А. К вопросу о проблеме борьбы с гидратообразованием в системах сбора и транспорта углеводородов при помощи акустического метода	57
16.	Ахметов Ш.Д., Гиззатуллина А.А. К вопросу о проблемах борьбы с гидратообразованием в системах сбора и транспорта углеводородов	60
17.	Ахметшина Э.Н., Гиззатуллина А.А. Физико-химические процессы, сопровождающие вскрытие и обработку нефтяного пласта	63
18.	Ахметшина Э.Н., Юсупова Л.Ф. Оценка эффективности применения водогазового воздействия с целью повышения выработки запасов нефти	66
19.	Ахтямов М.М., Закиров Р.И. Утилизация шламов путем механоактивации	70
20.	Ахтямов М.М., Никифоров В.О., Яканин А.Д. Термическая обработка нефтешламов в условиях Тевлино-Русскинского месторождения	73
21.	Ахтямов М.М., Плещинская В.А. Термические методы утилизации шламов: пиролиз как перспективный способ получения дополнительной продукции	77
22.	Ахтямов М.М., Яловега Д.Г. Оптимизация системы сбора скважинной продукции самотлорского месторождения путем перевода дожимной насосной	

	станции на безрезервуарную подготовку	80
23.	Бакиров И.М., Бадретдинов И.М. Обоснование эффективности применения сшитых полимерных систем при разработке Кармалинской площади Ромашкинского месторождения	86
24.	Бакиров И.М., Бадретдинов И.М. Ограничение притока воды при разработке Кармалинской площади Ромашкинского месторождения с целью отключения обводнённых пластов и пропластков	92
25.	Батдалов А.Г. Обоснование применения технологии строительства горизонтальных скважин на Албайском месторождении	97
26.	Башкирцев Н.А. Укрепление минерально-сырьевой базы приобского месторождения на основе геолого-геофизического и математического анализов среднеюрских отложений Тюменской свиты	102
27.	Белова С.В., Дударева О.В., Чиглинцева А.С. Исследование осесимметричного образования гидрата в снежном массиве при инъекции охлажденного газа по диффузионной схеме	108
28.	Бигаева Л.А., Садрисламов М.Ф. Учет влияния внешних факторов и диффузии при моделировании биodeградации нефти в почве	111
29.	Бикбов П.А., Габдракипов М.И. Состояние разработки Ромашкинского месторождения	115
30.	Бикбов П.А., Габдракипов М.И. Алгоритм оптимизации системы заводнения нефтяного месторождения	117
31.	Борисов А.В. Факторы, определяющие аномалии вязкости нефтей	121
32.	Борисов А.В. Эмпирические формулы для расчета вязкости аномальных нефтей	125
33.	Буравова В.В. Критерии выбора объекта для применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов	128
34.	Буравова В.В. Одновременно-раздельная эксплуатация: достоинства и недостатки компоновки ЭЦН-ШГН	132
35.	Валиев И.И., Щепотьева П.А., Кирсанова П.К., Селиванова М.В. Роль автоматизации в нефтегазовой промышленности	135
36.	Валитова Г.Ю., Мурадян А.К., Гиззатуллина А.А. Эффективность использования полиакриламида в качестве жидкости разрыва при ГРП	137
37.	Васильев А.А. Анализ влияния обводненности пласта на эффективность работы скважин с ЭЦН	141
38.	Велиев М.М., Мухаметшин В.В., Приданников Д.В. Термохимическое воздействие на призабойную зону скважин месторождения «Белый тигр»	148
39.	Велиев М.М., Шайбулатов С.А. Обоснование эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на Имилорском месторождении	151
40.	Вирфель А.В., Мукимова М.М., Носов В.В., Нурмухаметов Р.Р., Фаязов Д.И. Повышение эффективности кислотных методов интенсификации добычи нефти	155
41.	Волостнов И.Д. Применение машинного обучения для прогнозирования коэффициента вытеснения нефти на основе данных фильтрационных исследований керна	161
42.	Волошин Е.А. Совместное использование OFDM и NOMA в системах 6G для повышения спектральной эффективности	163
43.	Воронков М.Н., Миннегалимов А.И., Сабиров Н.Ф. Анализ выбора рабочей жидкости при ГРП (гидроразрыв пласта)	166
44.	Ву Дык Ань Куан, Чертовских С.В. Математическое моделирование процесса осадки трубной заготовки в программной среде ANSYS	170
45.	Габбасов М.Р., Шакиров В.А., Иваков Р.Н., Сулейманов Б.Р., Антипов А.С., Гаязов Р.Ч. Повышение эффективности солянокислотных обработок	

	для пластов с высокой обводнённостью	174
46.	Гаврилов А.В., Измайлова Г.Р. Увеличение коэффициента нефтеизвлечения для пласта с применением технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на Западно-Малыбальском месторождении	179
47.	Гайсин И.Н. Осложнения при добыче углеводородов, связанных с образованием механических примесей	182
48.	Гайсин И.Н. Природа возникновения механических примесей	185
49.	Гайфуллин Э.В. Оптимизация режимов транспорта высоковязкой нефти и шламовых пробок по трубопроводам для минимизации энергопотребления и последующей утилизации на Повховском месторождении	188
50.	Гайфуллин Э.В., Лебедев А.Г., Салахов Р.Р., Селиванова М.В. Исследование факторов, определяющих эффективность работы установок штанговых скважинных насосов	191
51.	Галактионова В.С., Зайнаглина З.Л. История развития насосов от древности к современности	195
52.	Галеев А.С., Седышев Е.Н. Акустическая диагностика резервных насосных агрегатов	198
53.	Галлямова Л.С., Щепотьева П.А., Кирсанова П.К., Селиванова М.В. Программа доразведки и исследовательских работ на нефтегазовом месторождении	202
54.	Гарафутдинов Д.Д., Измайлова Г.Р. Оценка эффективности проведения технологии гидроразрыва пласта с применением жидкости на основе полиакриламида для интенсификации добычи нефти на Нижневарттовском нефтяном месторождении	207
55.	Гарбовский В.В., Велиева О.В., Землянов К.Ю. Повышение эффективности мероприятий по замене газлифтных клапанов в скважинах эксплуатируемых в условиях морских нефтегазовых месторождений	211
56.	Гафаров Ш.А., Щетникова Н.А. Технология «Cement Basket» (цементных корзин) для проведения РИР в скважинах с высокой обводненностью	216
57.	Гиззатуллина А.А., Измайлова Г.Р., Кудояров А.Р. Физические основы и методы исследования фильтрационных процессов в нефтяных пластах	218
58.	Гиззатуллина А.А., Измайлова Г.Р., Мусина Я.Р. Обзор методов разработки низкопроницаемых пластов	221
59.	Гиззатуллина А.А., Мурадян А.К., Валитова Г.Ю., Садыков Р.Р. Преимущественные методы интенсификации ачимовской толщи Карамовского месторождения	226
60.	Гиззатуллина А.А., Юсупов З.Д. Обоснование выбора метода транспортировки скважинной продукции с Бованенковского месторождения	229
61.	Гильманов Р.Ф., Альмухаметова Э.М. Применение труб с внутренним защитным покрытием MOJERPACK MPLAG17 в условиях осложненного фонда добывающих скважин Тевлинско-Рускинского месторождения	233
62.	Гилязов И.Р. Регулирование разработки месторождений и поддержание уровней добычи нефти	236
63.	Гилязов И.Р. Системная последовательность планирования геолого-технологических мероприятий	239
64.	Гимазтдинова Э.А., Бабинцева В.В. Аномальная нефть	242
65.	Гимазтдинова Э.А., Гиёсзода Д.Ф. Роль искусственного интеллекта и ее интеграция в нефтегазовую отрасль России	244
66.	Гимазтдинова Э.А., Прищепа М.А. Анализ применения гидроразрыва пласта на призабойную зону	247
67.	Гимазтдинова Э.А., Ситник Ю.В. Идентификация фазовых переходов в процессе вытеснения нефти водой и газом	250

68.	Горбаченко М.А., Латыпов И.Р., Мельников Р.А., Салимгареев А.Р., Герасимов Д.А. Методы борьбы с преждевременным обводнением скважинной продукции	252
69.	Горожанкин А.В., Буржумов М.М., Файзуллин А.Б., Хаматов Р.Ф., Яскин Н.С. Повышение эффективности добычи нефти применением гидроразрыва пласта	256
70.	Горюнова М.В., Бикбулатов Д.А. Повышение эффективности эксплуатации осложненного АСПО фонда скважин на Каменском месторождении	260
71.	Горюнова М.В., Дорофеев А.В. Применение кислотного гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи нефти на Повховском месторождении	263
72.	Грезин А.В. Оценка влияния гидродинамической связи с водонасыщенным пластом на дебит нефти скважин после их запуска из продолжительного простоя	265
73.	Гумеров К.И. Механизм воздействия газового импульса на призабойную зону пласта	271
74.	Гумеров К.И. Физические основы технологии газоимпульсной обработки призабойной зоны пласта	275
75.	Гумеров Э.Р., Измайлова Г.Р. Оптимизация процесса подготовки скважинной продукции на Ямбургском месторождении	278
76.	Давлетбаева А.М., Сабанов С.Л. Магнитный клапан штангового глубинного насоса	283
77.	Давыдов А.Ю., Валиев И.И., Хабибуллин М.Я. Подъемно-транспортные механизмы на предприятиях нефтегазовой отрасли	285
78.	Давыдов А.Ю., Минивалиев Д.З. Автокраны и их роль в строительстве скважин	290
79.	Давыдов А.Ю., Фазлиев В.Р., Галиуллина И.Ф. Тенденции и инновации в сфере электрических подъемных машин	294
80.	Дударева О.В. Моделирование эволюции давления между нагнетательной и добывающей скважинами в низкопроницаемом пласте	299
81.	Дьяконов А.А., Амерханов Р.М. Комплексный подход к оценке проектного дебита нефти с использованием Catboost и кластеризации данных при планировании бурения скважин на объектах СВН	302
82.	Евстафьев Д.А., Гиззатуллина А.А. Геолого-технологические характеристики Тимано-Печорской провинции	305
83.	Евстафьев Д.А., Гиззатуллина А.А. Оценка эффективности перевода скважины на кратковременную эксплуатацию для оперативной оценки продуктивности пласта	310
84.	Еникеев Д.Р., Файзуллина Р.А., Измайлова Г.Р. Выбор жидкости при проведении гидравлического разрыва пласта	315
85.	Жданов И.Ф., Чертовских С.В., Степаненко Н.Ю. Математическое моделирование процесса сверхпластической формовки сложнопровильных деталей в программном комплексе MSC.Marc	319
86.	Жернов А.А., Пастухов Н.М. Воздействие соляной кислотой на продуктивные пласты	325
87.	Жижин А.Ю., Калимуллина Э.И., Козлов В.И., Малинкин С.В., Валиуллин Т.И., Саниев И.А. Применение кислотных составов для увеличения добычи нефти	329
88.	Зайдуллин Р.Н. Анализ механизированного фонда скважин месторождения им. Р. Требса	334
89.	Зайдуллин Р.Н. Расчет глубины отложения парафины в программе Optwell	338
90.	Зайлалова В.Р., Гибадуллин Ф.Ф. Пути решения проблем утилизации	

	попутного нефтяного газа в ПАО «Сургутнефтегаз»	343
91.	Залевский О.А. Геологическое строение и эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождении Шаимского района	348
92.	Зеляев Б.Б., Щепотьева П.А., Селиванова М.В. Применение 3d и 4d сейсморазведки в нефтегазовой отрасли	350
93.	Землянов К.Ю. Методика расчета объема закачиваемого газа, необходимого для выброса всего столба жидкости в выкидную линию	356
94.	Зуев Н.В., Гиззатуллина А.А. Совершенствование методов борьбы с АСПО на скважинах Южно-Ягунского месторождения	360
95.	Ибрагим Диаб Валид Обзор основных технологий для внутрипластовой водоизоляции, применяемых в условиях неоднородных коллекторов	364
96.	Ибрагим Диаб Валид Разработка и обоснование потокоотклоняющих технологий с использованием органо-гибридных композиций для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений	368
97.	Ибрагимов А.А. Совершенствование системы сбора газовых скважин методом внедрения комплексной системы телемеханики в условиях Ямбургского месторождения	371
98.	Игнатьев Д.С. Анализ и оценка эксплуатации добывающих скважин Ромашкинского месторождения с технологией откачки попутного нефтяного газа	375
99.	Измайлова Г.Р., Воробьев Д.А., Сабиров Н.Ф. Применение гидроразрыва пласта в условиях Западной Сибири	381
100.	Измайлова Г.Р., Гиззатуллина А.А., Гарипов Р.Р. Комплексный анализ данных гидродинамических и геофизических исследований скважин для определения доминирующего механизма вытеснения на поздней стадии разработки	385
101.	Измайлова Г.Р., Гиззатуллина А.А., Тухватшин А.Р. Геофизические методы в оценке параметров скважин: современные подходы и перспективы	390
102.	Измайлова Г.Р., Гутов И.Р. Практическая эффективность деэмульгатора «ДИН-9» в условиях ООО «Башнефть-Добыча»	395
103.	Измайлова Г.Р., Гутов И.Р. Эффективность режима деэмульсации в промысловой подготовке нефти	401
104.	Измайлова Г.Р., Кашфутдинов С.М. Газовые методы, как способ повышения нефтеотдачи для низкопроницаемых пластов	405
105.	Измайлова Г.Р., Киямов А.А., Хамидуллин Д.А., Сайфуллина К.Р. Влияние карбонатности на проведение соляно-кислотной обработки	410
106.	Измайлова Г.Р., Мухаметгареев Д.Э. Анализ применения технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием химических реагентов	416
107.	Измайлова Г.Р., Хабибулин Э.Б. Выбор методов заводнения для разработки нефтяного месторождения	422
108.	Измайлова Г.Р., Шайхразиев И.Р., Карандельский А.С. Применение технологий удаления АСПО при эксплуатации скважин	427
109.	Измайлова Г.Р., Шайхразиев И.Р. Улучшение эксплуатационных показателей скважин путем борьбы с формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений	432
110.	Исмагилов Р.Р., Болтнева Ю.А. Способ повышения энергоэффективности штанговых скважинных насосных установок	437
111.	Кадыров Р.Р., Басыров Б.А. Обоснование применения НКТ с ВЗП против АСПО на Восточно-Сургутском месторождении	441
112.	Кадыров Р.Р., Нуркенова Л.А. Техническое перевооружение ДНС-4А с УПСВ Западно-Сургутского месторождение	445
113.	Калигин А.А., Асоян А.Ю., Петрова Л.В. Оптимизация системы заводнения	

на поздней стадии эксплуатации месторождения	451
114. Камалов М.Р. Повышение эффективности разработки Ромашкинского месторождения одновременно раздельной эксплуатацией объектов	455
115. Карпов В.Д., Миннибаев Б.Н. Применение колтюбинга при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта	461
116. Каюмова А.Р., Кирсанова П.К., Лебедев А.Г., Селиванова М.В. Подводные добычные комплексы	466
117. Крупский А.Ю. Методы изучения остаточных запасов	471
118. Крупский А.Ю. Технологии разработки залежей трудноизвлекаемых запасов нефти	475
119. Кунсбаева Г.А., Чиглинцева А.С. Проблема образования газогидратов в потоке газовых скважин	479
120. Кучкина А.Б., Шабалдин Д.И. Оценка эффективности применения оборудования ОРЭ для увеличения коэффициента нефтеизвлечения	482
121. Латыпов И.Н., Петрова Л.В. Исследование кинетики гелеобразования в органо-гибридных системах на основе целлюлозосодержащих отходов	485
122. Латыпов И.Н., Петрова Л.В. Особенности применения потокоотклоняющих технологий - назначение и область применения	489
123. Ледомская У.К. Комплексный подход к обеспечению безопасности цифровой инфраструктуры нефтяных месторождений	493
124. Максимова А.Д., Измайлова Г.Р., Гизатуллина А.А. Исследование гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах	495
125. Малышева А.В. Оценка экономической эффективности и энергосберегающего потенциала внедрения виртуального тренажера на предприятиях нефтегазового комплекса	499
126. Малышева А.В. Разработка виртуального тренажера для диагностики штанговых глубинных насосов с применением технологий лазерного сканирования и BIM	502
127. Матвиенко Г.И. Анализ причин осложнений в работе фонда скважин на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения	505
128. Матвиенко Г.И. Повышение эффективности Систем механизированной добычи на осложнённом фонде скважин Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения	510
129. Машин С.И., Фаттахов И.Г. Обоснование методов эффективного использования попутного нефтяного газа на Ново-Уренгойском месторождении	515
130. Медведев В.Ю., Шаликов Г.Р. Результаты работы скважин с применением технологии подачи деэмульгаторов	517
131. Мингулов Ш.Г., Идиятуллин Р.Р. Применение щелочной полимерсуспензионной композиции при разработке месторождений	522
132. Мингулов Ш.Г., Косовский М.В. Обоснование соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта для увеличения проницаемости на Южно-Ягунском месторождении	526
133. Мингулов Ш.Г., Латыпова С.Р. Необходимость внедрения методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на скважинах Северо-Останинского месторождения	532
134. Минивалиев Д.З., Щепотьева П.А., Селиванова М.В. Автоматизация процесса добычи нефти из скважины – простая схема	537
135. Миннигалимов Р.З., Афанасьева Д.А. Особенности выработки нефти из пластов Южно-Майского нефтяного месторождения	541
136. Миннигалимов Р.З., Гильфанов А.М. Повышение эффективности эксплуатации осложненного коррозией фонда скважин в условиях ЗАО	

«Алойл»	546
137. Минсултанов И.Р. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта	551
138. Минсултанов И.Р. Совершенствование проведения операции ГРП использованием подтоварной воды в качестве жидкости разрыва пласта	556
139. Муляшова Н.Б., Закиров Р.Р., Илалов А.С., Титов Д.Н. Исследование влияния вибрационной обработки стали 15х5м в процессе отпуска сварного шва	563
140. Мурадян А.К., Ахтямов М.М. Эффективность использования золы уноса в качестве твердотельного деэмульгатора	566
141. Мурадян А.К., Валитова Г.Ю., Гиззатуллина А.А., Чиглинцева А.С. Анализ эффективности применения большеобъемного ГРП в скважинах с вертикальным вскрытием	570
142. Мухамадиев М.Р. Комплексный подход в борьбе с отложениями с целью восстановления пропускной способности технологических трубопроводов и системы поддержания пластового давления	574
143. Мухамадиев М.Р. Применение растворителя ХПП-004 для ликвидации гидратно-парафиновых пробок без подхода бригады текущего и капитального ремонта скважин	579
144. Мухаметшин В.В., Велиев М.М., Приданников Д.В. Определение технологической и экономической эффективности проведения термохимической обработки скважин месторождения «Белый Тигр»	583
145. Мухаметшин В.В., Сайфутдинов Р.И. Увеличение коэффициента нефтеизвлечения пласта с применением технологии микробиологического воздействия на скважинах Приобского месторождения	586
146. Мухтаров А.Р., Грезина О.А. Совершенствование методов очистки насосного оборудования от механических примесей при добыче нефти	593
147. Назмиев Р.Н. Перспективы развития технологии одновременно-раздельной эксплуатации в нефтедобывающей отрасли России	596
148. Назмиев Р.Н. Эффективность технологии одновременно-раздельной эксплуатации на Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения	600
149. Никифоров В.О., Яканин А.Д., Селиванова М.В., Кирсанова П.К. Обоснование возможных осложнений при добыче газа	607
150. Ногманов Р.И. Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин Ромашкинского месторождения	610
151. Нуруллаева З.В., Адизов Б.З. Применение координационных соединений для повышения нефтеотдачи пластов	616
152. Осокин М.Н., Миннуллин А.Г. Утилизация попутного нефтяного газа на Алданском месторождении с использованием высокотехнологического оборудования	618
153. Петрова Е.В. Оценка эффективности зарезки боковых стволов на месторождении N	623
154. Петрова Е.В. Прогнозная оценка технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении N	627
155. Плещинская В.А., Мурадян А.К., Кирсанова П.К., Селиванова М.В. Принципы и технологии сбалансированного освоения недр	631
156. Приданников Д.В. Метод использования теплоты, выделяющейся при реакции магния и соляной кислоты	635
157. Приданников Д.В. Классификация экзотермических методов и их эффективность в условиях СП «Вьетсовпетро»	637
158. Рыков И.А. Нелинейный анализ и прогноз эффективности применения	

боковых стволов (методы Data Mining)	639
159. Рыков И.А. Особенности планирования боковых стволов	643
160. Салахов А.В. Оптимизация процессов бурения боковых стволов для увеличения дебита скважин Самотлорского месторождения	647
161. Самарин Т.В. Разработка эффективной системы диагностики приводов ШСНУ	650
162. Сафина А.Н., Кирсанова П.К., Щепотьева П.А., Селиванова М.В. Газлифтный способ добычи нефти	652
163. Сибгатуллин Р.И. Увеличение коэффициента извлечения нефти методом снижения негативного влияния попутного нефтяного газа на работу ГНО добывающих скважин Алексеевского нефтяного месторождения	656
164. Смагин А.А. Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок скважин с использованием нейросетевого моделирования	662
165. Смагин А.А., Сайфуллина К.Р. Пути повышения эффективности проведения соляно-кислотных обработок в сложных горно-геологических условиях залегания продуктивных пластов	667
166. Солтанов Н.А., Хабибуллин Р.Х. Применение станций управления УЭЦН с частотно-регулируемым приводом	672
167. Сулейманова А.И., Каленов М.А., Кирсанова П.К., Селиванова М.В. Маркшейдерские работы при обеспечении буровых и добычных работ	675
168. Султанов А.Р., Кучерова П.Н., Шакурова А.Ф. Анализ эффективности солянокислотных обработок призабойной зоны скважин	680
169. Сурков Д.К., Гиззатуллина А.А. Результаты исследования эффективности абсорбционной осушки природного газа с использованием диэтиленгликоля на Ямбургском месторождении	683
170. Сюткин Д.Е. Эффективность технологии зарезки боковых стволов на Тевлинского-Русскинского месторождении	688
171. Талипов А.И., Обаид Мохаммед Ибрахим Обаид Обоснование и выбор участков продуктивных пластов для проведения ГРП на рассматриваемом месторождении	693
172. Талипов А.И., Обаид Мохаммед Ибрахим Обаид Факторы, определяющие эффективность проведения гидроразрыва пласта	697
173. Тляшева Р.Р., Ситдикова Д.Р. Этапы моделирования абсорбера для установок низкотемпературной сепарации в информационной среде по Компас 3D	701
174. Тряпышко М.В. Комплексный подход для прогнозирования наличия трещиноватости карбонатного коллектора на месторождениях Оренбургской области	703
175. Узбакиев Р.М. Классификация нефтяных эмульсий	707
176. Узбакиев Р.М. Устойчивость водонефтяных эмульсий	710
177. Фадеев А.Н. Анализ мероприятий по совершенствованию системы разработки карбонатных коллекторов Турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения	714
178. Фадеев А.Н. Обоснование эффективности совершенствования системы разработки карбонатных коллекторов Турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения	718
179. Федотов М.М., Якупов Р.З., Богданов Э.М., Азигамаев Р.И., Каримов А.И., Рустамов Э.Р. Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты нефтяного месторождения	722
180. Хабибуллин Р.А. Повышение эффективности ввода новых запасов периферийных зон месторождений	729
181. Хабибуллин Р.А. Применение цифровых технологий для повышения	

	эффективности разработки периферийных зон нефтяных месторождений	731
182.	Хабибуллин Э.Б. Влияние климатических изменений на уровень подземных вод	733
183.	Хайруллин М.Р. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождении N	737
184.	Хайруллин М.Р. Исследование эффективности гелеобразующего состава РВ-3П-1 для контроля обводненности и увеличения нефтеотдачи	741
185.	Хайруллин М.Р. Методы повышения нефтеотдачи пласта нефтяных месторождений	744
186.	Хасанов И.Р., Габидуллин И.И., Иванов Д.Ю., Борисов Д.В. Совершенствование работ по устранению негерметичности обсадных колонн	748
187.	Хасанов Р.Р., Фаттахов И.Г. Обоснование необходимости внедрения гидроразрыва пласта для повышения эффективности разработки Ромашкинского месторождения	753
188.	Хасанов Р.Р., Фаттахов И.Г. Развитие методики гидроразрыва пласта	756
189.	Хуснутдинова Р.Р., Воронков М.Н., Федоров А.С. Методы определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов нефти и газа	758
190.	Хуснутдинова Р.Р., Митичкина П.Г., Жариков С.А. Применение программных комплексов для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений	762
191.	Хуснутдинова Р.Р., Мухаметгареев Д.Э., Миннегалимов А.И. Анализ влияния парафинизации на подземное оборудование и методы защиты	766
192.	Хуссейн М.А., Карим М.Р. Диагностика межскважинной коммуникации интеграцией межскважинных трассерных тестов и анализа интерференции давления методический подход и полевые результаты	770
193.	Чертовских С.В., Мавлиханова З.З., Рахимов И.Ф. Анализ причин выхода из строя переключателя скважин многоходового. 3D-моделирование и гидродинамические расчеты	774
194.	Чертовских С.В., Мавлиханова З.З., Рахимов И.Ф., Хакимова И.Р. Модернизация конструкции переключателя скважин многоходового	778
195.	Чирва В.С., Частоступов П.А., Герасимова А.А., Павлов Н.В. Методы по повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов	782
196.	Шабалдин Д.И., Кучкина А.Б. Повышение эффективности методов интенсификации добычи нефти и оптимизация применяемых методов повышения нефтеотдачи пластов	788
197.	Шагалиев Р.С. Сравнительная характеристика методов оценки распределения пор коллекторов по размерам	793
198.	Шайдуллин А.Р. Увеличение коэффициента нефтеизвлечения для пласта с применением технологии щелочного заводнения	796
199.	Шайхуллин Р.И., Шакурова А.Ф. Эффективность зарезки боковых стволов на Южно-Приобском месторождении	800
200.	Шакиров Р.Р. Эффективность применения технологии зарезки боковых стволов	803
201.	Шакурова А.Ф., Проценко К.В. Повышение эффективности подготовки продукции скважин при помощи разрушения водонефтяных эмульсии на Федюшкинском месторождении	808
202.	Шарафутдинов М.Т. Повышение эффективности работы нефтепромыслового оборудования с применением химических реагентов	812
203.	Шарипов Т.Р. Интерпретация и прогнозирование неустойчивых режимов течения в подъемниках нефтяных скважинах	818
204.	Шашунов Н.А., Мавлиханова З.З., Мингажев А.Д. Анализ перспективных	

	материалов для продления ресурса жаровых труб трехфазных сепараторов типа Heater-Treater	821
205.	Шепелькевич О.А. Численное моделирование процессов гидратообразования: обзор методов на примере теоретического исследования	824
206.	Якупов Н.Р., Амельченко Д.Р. Обоснование эффективности активатора вращения для увеличения межремонтного периода скважин	827
207.	Яловега Д.Г., Мурадян А.К., Габзалилова А.Х., Гимаева Л.М., Юсупова Л.Ф. Современные подходы к обеспечению промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли	831
208.	Яруллин А.В., Еремеева Д.Р. Повышение надежности магистральных трубопроводов при заварке технологических отверстий с использованием индукционного подогрева	836

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

209.	Абдуллин И.Р. Анализ эффективности использования буровых растворов на углеводородной основе	841
210.	Ахмадуллин А.А., Любимова С.В. Применение PDC долот FASTDRILL	842
211.	Ахметшин Д.А., Яруллин Р.К. Обоснование выбора телеметрической системы с гидравлическим каналом связи	846
212.	Башкиров М.А., Голубь С.И. Современные тенденции в разработке буровых растворов	852
213.	Башкиров М.А., Хузина Л.Б. Инновационные методы зарезки боковых стволов	854
214.	Бикмаев Р.Р., Дихтярь Т.Д. Обоснование выбора системы очистки бурового раствора на Преображенском месторождении	857
215.	Габзалилова А.Х., Никифоров В.О., Яканин А.Д., Гимаева Л.М., Юсупова Л.Ф. Анализ травматизма группы ПАО «Татнефть»	860
216.	Габзалилова А.Х., Нурисламов Т.И. Анализ применения долот PDC для оптимального режима бурения скважины	864
217.	Габзалилова А.Х., Плещинская В.А., Закиров Р.И., Гимаева Л.М., Юсупова Л.Ф. Стратегия нулевого травматизма: проактивный подход к профилактике производственного травматизма	868
218.	Гатауллин И.Ш., Габзалилова А.Х. Обзор и анализ известных видов пластин PDC	873
219.	Гилязов Р.Р., Садыкова Э.Р. Проектирование строительства скважины на Апрельском месторождении с применением «Xanthan Petro L» для улучшения качества очистки ствола скважины	879
220.	Горохов Д.Н., Вафин Р.М. Применение технологии управляемого роторного бурения вертикально-направленных скважин	882
221.	Гуторов А.Ю., Ибрагимов И.Р. Повышение эффективности системы очистки промывочной жидкости при бурении продуктивного пласта на Самотлорском месторождении	888
222.	Гуторов А.Ю., Ласточкин Е.В. Обоснование выбора системы очистки промывочной жидкости	891
223.	Дроздов Я.С., Четвертнева И.А. Твердая фаза бурового раствора: свойства и роль в процессе бурения	896
224.	Дроздов Я.С., Четвертнева И.А. Исследование воздействия твердой фазы бурового раствора на элементы КНБК	900
225.	Зайнуллина В.Р., Чертовских С.В., Мингажев А.Д. Эффективность новой комплексной технологии активации поверхностного слоя перед ионным азотированием для повышения износостойкости конструкционных сталей	902
226.	Ибрагимов А.А., Нигматулин И.А., Комаров Д.Н., Степанов Д.Ф., Аюпов	

	И.А. Сравнительный анализ эффективности различных технологических решений для повышения механической скорости бурения	905
227.	Иванов А.Г., Любимова С.В. Применение технологии Quick-stone для ликвидации поглощений при бурении скважин на Южно-Пямяляхском месторождении	910
228.	Исаева Д.П., Гатиятуллина М.Р. Статистический метод прогнозирования надежности нефтепромыслового оборудования	913
229.	Калинушкин В.А., Калинушкина Е.С., Альмухаметов А.И. Применение искусственного интеллекта и машинного обучения в управлении процессом бурения нефтяных и газовых скважин: анализ технологий и перспективы развития	917
230.	Кильдибаев И.М., Чиж М.О., Сабирзянов Р.Р., Агзамов Ф.А. Модификация тампонажных композиций полисульфидом кальция для защиты от сероводородной коррозии	922
231.	Клементьев И.А., Шакурова А.Ф. Обоснование применения бицентричных долот	925
232.	Лиховских С.Н., Садыкова Э.Р. Применение высокоэффективного бурового раствора на водной основе	928
233.	Лобанов А.П., Дихтярь Т.Д. Выбор системы очистки промывочной жидкости	933
234.	Мамлеев Д.Д. Применение буровых растворов с улучшенными смазывающими свойствами	936
235.	Манский Р.С., Вафин Р.М. Анализ технологии бурения на обсадных трубах в многолетнемерзлых породах	939
236.	Мардамшин И.И., Дихтярь Т.Д. Применение роторно-управляемой системы PowerDrive X6 при бурении скважины	945
237.	Минязов В.А., Любимова С.В. Повышение качества цементирования скважин при применении двухнасосного цементного агрегата PCTRL-521a на Русском месторождении	948
238.	Мубаракшин Р.Р., Мартынов А.А., Голубь С.И. Практика буровика	950
239.	Мударисов М.Н., Габзалилова А.Х. Применение инкапсулирующего бурового раствора при бурении секции «кондуктор» на Нарчинском месторождении	953
240.	Муллагалеев А.А., Шакурова А.Ф. Патентный обзор технологий бурения на обсадной колонне	956
241.	Мурясов Р.Р., Каримов К.Ф. Проблемы крепления скважин, пробуренных с применением растворов на углеводородной основе	961
242.	Небогатов Н.С. Анализ применения буровой установки с системой верхнего привода	965
243.	Нурисламов А.Р., Садыкова Э.Р. Применение раствора на углеводородной основе с плоским реологическим профилем	968
244.	Павлов А.В., Исмаков Р.А. Применение Российских источников ионизирующего излучения в иностранных приборах радиоактивного каротажа производства Baker Hughes при бурении скважин	971
245.	Пастухов Р.Е., Саттаров Р.К., Любимова С.В. Анализ осложнений при бурении скважин и современные методы их предотвращения	975
246.	Привалович Ю.М. Новые технологии при гидравлическом разрыве пласта	978
247.	Саттаров Р.К., Любимова С.В. Инновационные методы крепления скважин	981
248.	Тляшева Р.Р., Багманов Э.И. Моделирование фланцевого соединения фонтанной арматуры	984
249.	Токунова Э.Ф., Альмухаметова Ф.С., Комлев Я.К. Патентный анализ как эффективный инструмент научных исследований	986
250.	Фомин А.Е., Шакурова А.Ф. Анализ спуско-подъемных операций с	

	применением силового верхнего привода на Харьягинском месторождении	990
251.	Хакимов И.Ф., Шакурова А.Ф. Сравнительный анализ и обоснование выбора PDC-долота для бурения эксплуатационной колонны на Зычешашевском месторождении	993
252.	Халиуллина П.Г. Эффективность применения биополимерных систем буровых растворов	997
253.	Хальфиев А.М., Шакурова А.Ф. Обоснование выбора телеметрической системы с электромагнитным каналом связи при бурении скважин на Орловском месторождении	999
254.	Хамидуллин Р.Р., Яруллин Р.К. Анализ отработки долот на Федоровском месторождении	1003
255.	Хузина Л.Б., Багаманов А.Р. Опыт внедрения усовершенствованных методов контроля систем грубой очистки бурового раствора	1009
256.	Хузина Л.Б., Давлетшин Р.М. Анализ эффективности технологии бурения под кондуктор на обсадной колонне с извлекаемой буровой компоновкой	1013
257.	Хузина Л.Б., Салахов Р.А. Применение автоматов подачи долота на Ананьевском месторождении	1015
258.	Шакирзянов И.И. Внедрение цифрового супервайзинга	1019
259.	Шакиров А.Р., Габзалилова А.Х. Проектирование строительства скважины на Западно-Котухтинском месторождении с анализом применения телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Aps technology	1022
260.	Шаяхметов А.И., Тляшев И.Р. К вопросу формирования низкотемпературной зоны в вихревом сепараторе	1025
261.	Эскин А.Ю., Загидуллин И.Д. Применение технологии бурения на обсадных трубах с разбуриваемыми долотами в интервалах осложнений при строительстве скважин	1027
262.	Яруллин Р.К., Шарипов Ф.Ф. Эффективность применения винтового забойного двигателя с удлиненной силовой секцией при наклонно-направленном бурении	1030