

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ФИЛИАЛ в г. ОКТЯБРЬСКОМ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ - 2018

СБОРНИК ТРУДОВ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ
(30 марта 2018 г.)

ТОМ 1

Уфа
Издательство УГНТУ
2018

УДК 62
ББК 3
С56

Редакционная коллегия:

В.Ш. Мухаметшин
К.Т. Тынчеров
Р.Т. Ахметов
Р.И. Сулейманов
И.Г. Арсланов
Г.Р. Игтисамова
Э.А. Мухтасарова

Рецензенты: д.т.н., профессор Л.Е. Кнеллер, д.т.н., профессор
Р.З. Миннигалимов.

С56 Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов
международной научно-технической конференции в 2-х т. – Уфа:
Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 1. – 389 с.

ISBN 978-5-93105-352-3 (т. 1)
ISBN 978-5-93105-351-6

В сборнике рассматриваются современные технологии, применяемые в нефтяной отрасли, отражены вопросы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, вопросы совершенствования нефтепромысловой техники и оборудования. Рассмотрены вопросы организации управления производством, решения общепромышленных задач и применения результатов исследования при подготовке кадров для РЭК РФ.

Предназначен для специалистов нефтяной отрасли, преподавателей, преподавателей и студентов.

УДК 62
ББК 3

ISBN 978-5-93105-352-3 (т. 1)
ISBN 978-5-93105-351-6

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2018
© Коллектив авторов, 2018

УДК 622. 276

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ
ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ
ЗОНУ ПЛАСТА**

**Мухаметшин В. Ш.,
Андреев А. В.**

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» г.
Октябрьский)*

Аннотация: Проведено изучение влияния комплекса геолого-промысловых параметров на коэффициенты продуктивности залежей в условиях различных групп объектов в карбонатных коллекторах. Выявлен характер и степень влияния параметров. Созданы модели, позволяющие прогнозировать коэффициенты продуктивности залежей по косвенным данным исходя из геолого-физических и физико-химических свойств пластов и насыщающих их флюидов, а также условий залегания продуктивных пластов. Представлен алгоритм использования получаемых данных для повышения эффективности разработки низкопродуктивных объектов добычи нефти.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности; залежи нефти; карбонатный коллектор; разработка нефтяных месторождений.

UDC 622. 276

**PRODUCTIVITY OF DEPOSITS PREDICTING FOR BOTTOM-HOLE
FORMATION ZONE TREATMENT EFFICIENCY EVALUATING**

**Mukhametshin V. Sh.,
Andreev A. V.**

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The study of series of geologic-field parameters influence was conducted on the efficiency of bed productivity in conditions of different groups of objects in carbonate reservoirs. The character and degree of parameter influence were revealed. Patterns allowing to predict the efficiency of bed productivity from indirect data coming from geologic- physical and physical-chemical properties of layers and fluids saturating them, and also the bedding terms of productive layers were created. We presented the algorithm of the received data application for effective development of low productive objects of oil recovery.

Keywords: productivity efficiency; oil deposits; carbonate reservoir; oil field development.

Одним из основных показателей, характеризующих добывные возможности скважин и залежей, является коэффициент продуктивности (K_{prod} , т/сут·МПа), определяемый по данным гидродинамических исследований на установившихся режимах. Этот показатель в интегральной форме учитывает геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов и во-многом определяет изменение текущих и конечных технологических показателей разработки [1, 2].

Значения коэффициентов продуктивности скважин позволяют:

- провести обоснование кондиционных границ параметров при подсчете запасов нефти и на его основе разделить запасы [3];
- определить зоны и очередность разбуривания и ввода залежей в разработку;
- выделить объекты на многопластовых месторождениях [4-7];
- провести гидродинамические расчеты при составлении технологических схем и проектов разработки;
- провести статистический прогноз текущей и конечной нефтеотдачи и её распределение по площади залежей [8, 9];

- обосновывать использование методов воздействия на призабойную зону скважин и проводить оценку их эффективности [10-12].

Наличие зависимости коэффициента продуктивности от гидропроводности говорит о том, что этот параметр характеризует не только фильтрационные свойства призабойной зоны, но и свойства удаленных и довольно обширных зон пласта [13-15]. Именно это и объясняет широкое использование коэффициента продуктивности при решении различных задач разработки месторождений.

На практике довольно часто приходится сталкиваться с отсутствием представительной информации об определениях $K_{прод}$ и его изменениях в процессе разработки [16, 17], в связи с чем в практике геолого-промысловых исследований часто широко применяется определение продуктивности по косвенным данным [18].

Значительное количество моделей, созданных в настоящее время, говорит о широком разнообразии геологических и гидродинамических условий разработки залежей, что необходимо дифференцированно учитывать при прогнозе продуктивности скважин.

Большинство зависимостей получены по скважинам, эксплуатирующим залежи в терригенных коллекторах, и лишь в последнее время появились модели, описывающие изменение продуктивности залежей в карбонатных коллекторах.

В связи с необходимостью ввода и повышения эффективности разработки залежей в карбонатных коллекторах турнейского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции было проведено геолого-статистическое моделирование по ряду объектов, разделенных на 4 группы по близости геологических параметров.

В качестве функции рассматривались средние значения коэффициентов продуктивности по залежам, определенные в период после завершения очистки призабойной зоны скважин от продуктов бурения и до момента падения значений этого параметра ввиду различных причин (начало фильтрации многофазной жидкости, снижение пластового давления, отложение солей и парафина и т.д.).

Исходя из всей имеющейся информации о залежах, полученной на основании геофизических, лабораторных и гидродинамических исследований, изучалось влияние на коэффициент продуктивности по группам следующих параметров: средних значений эффективности нефтенасыщенной толщины в пределах объекта (H_3 , м) и в зоне разбуривания (H_3^P , м) среднеквадратичного отклонения (σ_{H_3} , м), коэффициента вариации (W_{H_3}), энтропии ($\mathcal{E}_{H_3}$, нит), относительной энтропии ($\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$), параметра неоднородности (Π_{H_3} , м·нит) эффективной нефтенасыщенной толщины; среднего значения (H_{II} , м), среднеквадратичного отклонения ($\sigma_{H_{II}}$, м), коэффициента вариации ($W_{H_{II}}$), энтропии ($\mathcal{E}_{H_{II}}$, нит), относительной энтропии ($\bar{\mathcal{E}}_{H_{II}}$), параметра неоднородности толщины нефтенасыщенных пропластков ($\Pi_{H_{II}}$, м·нит); средних значений коэффициентов проницаемости ($K_{прон}$, 10^{-3} мкм²), нефтенасыщенности (K_H), пористости по данным лабораторных (m_K) и геофизических ($m_{Г}$) исследований, среднеквадратичного отклонения (σ_m , м), коэффициента вариации (W_m), энтропии ($\mathcal{E}_m$, нит), параметра неоднородности пористости по данным геофизических исследований (Π_m , нит); коэффициента расчлененности (K_p), доли пород-коллекторов в общей толщине пласта (K_{II}), комплексного показателя неоднородности ($K_{неод}$, м⁻²); вязкости (μ_H , мПа·с), относительной вязкости (μ_0), плотности пластовой нефти (ρ_H , кг/м³), пластового газового фактора (G , м³/т), давления насыщения нефти газом ($P_{нас}$, МПа), начального пластового давления ($P_{пл}$, МПа), температуры ($t_{пл}$, К), глубины залегания пласта ($H_{зал}$, м).

Параметры неоднородности определялись как произведение среднеквадратичного отклонения, вариации, энтропии и относительной энтропии [19, 20].

При моделировании использовался один из алгоритмов метода группового учета аргументов (МГУА). Выбор этого алгоритма обусловлен следующими причинами:

- отсутствием надежных априорных сведений о наиболее вероятном характере связи коэффициента продуктивности с геолого-технологическими параметрами;
- небольшим объемом исходной информации (незначительное количество объектов в некоторых группах);
- сильной взаимной корреляцией между геолого-технологическими параметрами.

Полученные модели зависимости коэффициента продуктивности от геологических параметров имеют следующий вид:

$$K_{\text{прод}} = 0,48 \sqrt{K_{\Pi} \Pi_{H_3} \bar{\mathcal{E}}_{H_3} K_P} - 0,31 \sqrt{\Pi_{H_3}}, \quad (1)$$

(для объектов первой группы);

$$K_{\text{прод}} = 0,19 \sqrt{\Pi_{H_{\Pi}} H_3}, \quad (2)$$

(для объектов второй группы);

$$K_{\text{прод}} = 3,72 \sqrt{\mathcal{E}_m W_m} + 5 \cdot 10^{-3} \sqrt{H_{\text{зал}} \bar{\mathcal{E}}_{H_{\Pi}}} - 1,27, \quad (3)$$

(для объектов третьей группы);

$$K_{\text{прод}} = 0,014 K_{\Pi} \sqrt{\Pi_{H_3} H_{\text{зал}} m_K H_3 / W_m} - 0,48 \sqrt{K_{\Pi} \Pi_{H_3} / \mu_H} + 0,03 \sqrt{\Pi_{H_3} m_K H_3 / \mu_H} - 0,09 K_{\Pi} / H_{\text{зал}} \sqrt{\Pi_{H_3} / W_m} \quad (4)$$

(для объектов четвертой группы).

Значения корреляционных отношений зависимостей изменяются от 0,630 до 0,928, значения относительных погрешностей – от 7,3 до 18 %, а в среднем составляют 11,3 %, что позволяет предложить их для диагностирования коэффициентов продуктивности залежей в карбонатных коллекторах, близких по геолого-промысловой характеристике исследованным.

В то же время модель, построенная по всем объектам при корреляционном отношении, равном 0,53 имела относительную погрешность, равную 32 %, что указывает на необходимость дифференциации объектов при решении различных задач разработки.

Анализ причинно-следственных связей, проведенный на основе изучения парных связей, структур моделей и графов значимых связей между геологическими параметрами показал, что влияние вышеперечисленных параметров на коэффициент продуктивности в пределах выделенных групп объектов имеет в большинстве своем единую направленность. Однако набор параметров, имеющих значимые связи, а также степень влияния параметров различен, что объясняется особенностями геологического строения объектов.

Объекты, характеризующиеся более высокими значениями эффективной нефтенасыщенной толщины, толщины нефтенасыщенных пропластков, доли пород-коллекторов в общей толщине пласта и содержащие в себе менее вязкие и плотные нефти, имеют более высокие значениями коэффициента продуктивности, что соответствует существующим представлениям о влиянии этих параметров на продуктивность.

Увеличение $K_{\text{прод}}$ с ростом параметров, отражающих геологическую неоднородность по эффективной нефтенасыщенной толщине $(\sigma_{H_3}, \mathcal{E}_{H_3}, \bar{\mathcal{E}}_{H_3}, \Pi_{H_3})$ и толщине нефтенасыщенных пропластков $(\sigma_{H_{\Pi}}, W_{H_{\Pi}}, \mathcal{E}_{H_{\Pi}}, \bar{\mathcal{E}}_{H_{\Pi}}, \Pi_{H_{\Pi}})$ объясняется тем, что эти параметры тесно коррелированы с эффективной нефтенасыщенной толщиной, которая сильно влияет на изменение коэффициента продуктивности. При этом чем больше продуктивность, тем больше эффективная нефтенасыщенная толщина и показатели, отражающие неоднородность по H_3 и H_{Π} .

Снижение коэффициентов пористости по объектам групп приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности. В то же время увеличение средней пористости сопровождается ростом неоднородности по этому параметру ($\sigma_m, W_m, \mathcal{E}_m, \Pi_m$). С увеличением пористости продуктивность растет. Этим объясняется тот факт, что с увеличением неоднородности по пористости коэффициент продуктивности объектов увеличивается.

Увеличение коэффициента расчлененности приводит к росту K_{prod} . Этот факт объясняется тем, что объекты, имеющие большую расчлененность, приурочены к зонам повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин. Эти зоны, как правило, имеют лучшую коллекторскую характеристику, что и объясняет характер взаимосвязи K_{prod} и K_p .

С увеличением глубины залегания пластов растет начальное пластовое давление и температура. При этом снижается вязкость и плотность пластовой нефти, а ввиду уплотнения пород-коллекторов увеличивается трещиноватость и проницаемость. Этим объясняется увеличение коэффициента продуктивности с повышением глубины залегания пластов. В условиях анализируемых объектов важной является проблема увеличения степени выработки запасов нефти. Одним из широко применяемых методов увеличения нефтеотдачи является заводнение пластов. Однако как показала практика закачка в пласт воды не всегда приносит желаемые результаты в виде увеличения текущей добычи нефти и увеличения коэффициента использования нефти (КИН), что является отражением низких коллекторских свойств и сложного геологического строения. В то же время при правильном выборе системы заводнения степень выработки запасов по сравнению с разработкой на естественном режиме увеличивается в два раза и более.

С целью определения условий наиболее эффективного применения закачки в пласт воды, а также достижения максимально возможного соответствия применяемых систем заводнения особенностям геологического строения залежей, были рассчитаны по объектам, разрабатываемым с самого начала с использованием внутриконтурного заводнения:

- значения коэффициентов продуктивности по выше приведенным моделям;
- прогнозные значения конечного КИН при условии разработки на естественном режиме с использованием эмпирической зависимости, построенной по аналогичным объектам (разработка которых осуществлялась без заводнения) :

$$\eta = \frac{K_{prod} N \sum_{t=1}^{t_{общ}} (843 - 265,6 \ln t_i)}{Q}, \quad (5)$$

где K_{prod} – коэффициент продуктивности, определяемый по формуле (3), т/сут·МПа;

N – количество добывающих и нагнетательных скважин залежи;

Q – запасы нефти, тыс.т;

t_i – время с начала разработки, год;

$t_{общ}$ – общий срок эксплуатации скважин до снижения дебита до минимально-рентабельного ($Q_H^{\min}$).

Общий срок эксплуатации скважин определялся по эмпирической формуле:

$$t_{общ} = 23,9 e^{-37,7 \cdot 10^{-4} \frac{Q_H^{\min}}{K_{prod}}}; \quad (6)$$

- прогнозные значения конечного КИН при условии закачки в пласт воды до конца разработки по кривым вытеснения ($\eta_{зав}$).

Дальнейший анализ полученных результатов позволил установить:

- прирост нефтеотдачи за счет применения внутриконтурного заводнения по различным объектам к концу разработки при существующей системе составит от 4,8 до 27,2 %, а в целом увеличится почти в 2 раза (с 14,7 до 30,2 %);

- на величину ожидаемого прироста конечной нефтеотдачи при организации внутриконтурного заводнения по сравнению с разработкой на естественном режиме наибольшее влияние оказывают средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, коэффициент продуктивности, отношение количества нагнетательных скважин к количеству добывающих, отношение коэффициента охвата закачкой по толщине пласта к вариации профиля приемистости, с увеличением которых прирост повышается, а также комплексный показатель неоднородности, вариация толщины нефтенасыщенных пропластков, коэффициент расчлененности, плотность сетки добывающих скважин, с увеличением которых прирост снижается;

- наибольший прирост конечной нефтеотдачи ожидается на участках, где прогнозные величины конечной нефтеотдачи при разработке на естественных режимах и с применением внутриконтурного заводнения наибольшие;

- для условий низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса, близких по геолого-промысловой характеристике исследованным, необходимо рекомендовать сетки скважин с плотностью 16 га/скв. и менее при площадной закачке воды в нагнетательные скважины, при этом конечная нефтеотдача составит свыше 30%, а на отдельных, более продуктивных участках – более 40 %.

Таким образом, на основании проведенного исследования:

- для различных групп объектов в карбонатных коллекторах построены геолого-статистические модели для прогноза коэффициентов продуктивности с использованием полного комплекса имеющейся геолого-промысловой информации;

- дана физическая интерпретация полученных моделей, установлены степень и характер влияния геолого-промысловых параметров в условиях различных групп объектов;

- предложено использовать прогнозные значения коэффициентов продуктивности для принятия управляющих решений, направленных на повышение эффективности разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Список использованных источников

1. Зейгман Ю.В. Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.

2. Нугайбеков Р.А. Сравнительный анализ применения искусственных нейросетей и метода главных компонент при классификации эксплуатационных объектов и прогноза нефтедобычи [Текст] / Р.А. Нугайбеков, Ш.Х. Султанов, Д.И. Варламов, А.В. Чибисов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 10. – С. 70-73.

3. Баталов Д.А. Диагностика источников водопритока и планирование технологий интенсификации притока нефти в скважины с ограничением водопритоков [Текст] / Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, А.Н. Куликов, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С.42-48. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-42-48.

4. Каналин В.Г. Исследование изменения коэффициента продуктивности при разработке залежей нефти Западной Сибири [Текст] / В.Г. Каналин, М.К. Капралова // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 11. – С. 11-12.

5. Мухаметшин В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 11-12.

6. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. 267 с.

7. Яскин С.А. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.П. Чижов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С.49–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-49-55.
8. Котенёв Ю.А. Экспериментальные и модельные результаты циклического воздействия на продуктивные пласты с высоковязкой нефтью [Текст] / Ю.А. Котенёв, Ю.В. Зейгман, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин, А.Ю. Котенёв // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 4. – С. 5–10.
9. Мухаметшин В.В. О необходимости и достаточности использования данных геофизических исследований при выборе скважин и технологий воздействия на призабойную зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев, Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенёв // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С.50–54.
10. Мухаметшин В.Ш. Промысловое обоснование выбора скважин и параметров воздействия при проведении солянокислотных обработок [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, А.М. Попов, А.М. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 32-33.
11. В.В. Мухаметшин. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок с целью повышения эффективности контроля и регулирования процесса воздействия в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса: учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 114 с.
12. Хохлов В.И. Эффективность нестационарного заводнения в процессе изменения горно-геологических условий эксплуатации продуктивных пластов [Текст] / В.И. Хохлов, Ш.С. Галимов, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С.54–58.
13. Смачиваемость и параметры пустотного пространства продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 104 с.
14. Зейгман Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
15. Искендеров Д.А. Методы интерпретации результатов стационарных гидродинамических исследований обводнившихся нефтяных скважин [Текст] / Д.А. Искендеров, С.Д. Мустафаев, Р.А. Гулиев // SOCAR Proceedings. – 2014. – № 3. – С. 52-57.
16. Мусин К.М. Обоснование предельно допустимых и оптимальных забойных давлений для карбонатных пластов (на примере турнейского яруса Красногорского месторождения) [Текст] / К.М. Мусин, В.М. Хусаинов, Р.Р. Галлямов, Н.Х. Мусабинова, А.А. Гибадуллин, К.Ф. Шипилова // Труды ТатНИПИнефть. – 2015. – Вып. 83. – С. 106-113.
17. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения [Текст] / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106-110.
18. Яскин С.А. Прогноз и обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.П. Чижов // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России: сборник материалы VII Международной научной конференции / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа, 2017. – С. 169-174.
19. Баталов Д.А. Прогноз применения комплексных технологий интенсификации добычи нефти, основанный на уточнении причин водопритока и их устранении [Текст] / Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, А.Н. Куликов, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России: сборник материалы VII Международной научной конференции / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа, 2017. – С. 18-22.

20. Мухаметшин В.Ш. Группирование нефтяных залежей и его использование для повышения эффективности разработки месторождений [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11. – С. 22-26.

СЕКЦИЯ № 1 «РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

УДК 553.046

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖИРАССОЛС (АНГОЛА) С ПРИМЕНЕНИЕМ КРИВЫХ ВЫТЕСНЕНИЯ

*Э.М. Альмухаметова, А.Т. Идрисова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Хорошо известно, в литературе, что добыча нефти изначально происходит спонтанно обусловлено внутренним давлением газами. Тем не менее, этот метод называют первичным вскрытием, которое позволяет лишь на 25% от существующего объема нефти на месторождении. Этот фактор может быть увеличен с помощью специальных методов, так называемого вторичного и третичного вскрытия.

Ключевые слова: вторичное вскрытие, закачка, МУН, КИН, ВНФ, ПАВ.

UDC 553.046

APPLICATION OF METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY AND CALCULATING THE DEVELOPMENT OF STORAGE GIRLS (ANGOLA) WITH THE USE OF CREW DISPLACEMENT

*(A. T. Idrisova, E. M. Almuhamova)
(Branch of Ufa state petroleum technological University, Oktyabrsky)*

Abstract. It is well known in the literature that oil production is initially spontaneous Belle internal gas pressure. However, this method is called primary opening, which allows only 25% of the existing volume of oil to estrogen. This factor can be Evelyn with the help of special methods, the so-called secondary opening and treatment.

Keywords: the theme of the opening, Zack, Mon, skin, WNF, POW.

Так, на месторождениях Анголы испытывались и внедрялись некоторые известные в нефтяной отрасли методы повышения нефтеотдачи, но почти все с неудачными результатами, поэтому в Анголе не некоторых случаях лучше ликвидировать скважину, чем попытаться увеличить ее нефтеотдачу.

Задачи и методы решения

Способ вторичного вскрытия заключается в создании нагнетательной скважины, через которую впрыскивается жидкость, чтобы вызвать равномерное движение поршневого типа по отношению к нефтяной фазе. Из-за различных характеристик между жидкостями, присутствующих в пласте после определенного времени добыча нефти определенный промежуток времени начинает закачивать жидкость, но и, оставляя определенное количество нефти, чтобы быть восстановленной. Здесь уже используется метод третичного восстановления, которое может быть химическим, тепловым, гидродинамическим и др. Эти методы вызывают изменения в процессе добычи нефти, что в свою очередь позволяет увеличивать коэффициент нефтеотдачи пластов.

Ангола демонстрирует, что почти все её месторождения находятся на втором и третьем этапе разработки. Вступление месторождений в позднюю стадию разработки ставит перед нефтяниками, работающими в этом регионе новые цели и задачи. Если в предыдущий период проблема состояла в основном в количественном накоплении производственных мощностей за счет ввода в эксплуатацию новых площадей, то на современном этапе задача заключается в качественном улучшении разработки нефтяных месторождений и в быстрой реализации мероприятий, обеспечивающих максимальную нефтеотдачу.

В месторождении Жирассол, Жасмин, с обводненностью от 0 – 80%, внедряют следующие технологии:

- Закачка морской воды;
- Газлифт;
- Пара;
- Закачка воды с реагентом (ПАВ, полимеров, кислоты и другие).

В 2006 году провели комплексную геолого-геофизическую проверку с применением раствора полимера, чтобы продемонстрировать возможности и потенциальные выгоды от закачки полимера в области Жирассол. Были выбраны, высокомолекулярные массы полиакриламида, которые позволяют развивать достаточную вязкость в условиях засоления Жирассол. Расчетная концентрация составила 700 частей на миллион активного материала.

Прогноз нефти оценивались в 3 до 20% от исходной нефти в месте, в зависимости от выбранной системы и на дату начала полимерной закачки. После проведения операции получили нефтеотдачу равную не более 3 %. Многие параметры, благоприятные для полимерной закачки, находились в следующих областях: чистые высокопроницаемые пески, и среднесрочной вязкости нефти с низкой температуры. Основные проблемы проекта заключались в старте полимерной закачки на раннем периоде разработки месторождения и на больших глубинах, чем в других проектах. Отметим, что эффективность наблюдается только через 3 года после получения первой нефти. Иной информации по применению МУН в этом регионе не представляются.

Прирост извлекаемых запасов и существенное увеличение добычи нефти для месторождения возможно только при условии разработки и внедрения комплекса эффективных технологий, которые приносят большие затраты.

Для оценки показателей, был произведен расчет потенциально извлекаемых запасов нефти с помощью метода определения характеристик вытеснения.

Метод принадлежит к группе зависимостей, характеризующих связь водонефтяного фактора (ВНФ) с накопленными отборами пластовых флюидов, то есть V_H , V_G , и $V_{ж}$ [14, 15, 16].

Кривые вытеснения являются аппроксиматологическими методами прогнозирования, благодаря им можно определить следующие показатели разработки:

-прогнозное значение максимально извлекаемых запасов нефти $V_{н.извл.мах}$, при условии бесконечной промывки ;

-значение извлекаемых запасов нефти при условии конечной промывки пласта $V_{н.извл.}(f_{в\ пред})$, то есть при условии существования граничного условия, как $f_{в\ пред} = 0,73$ (обводненность продукции равна 72,60 %);

-значение добычи жидкости с начала разработки при условии конечной промывки пласта, $V_{ж.извл.}(f_{в\ пред})$, то есть для условия достижения критического значения обводненность добываемой продукции;

-значение накопленного водонефтяного фактора при условии конечной промывки пласта, ВНФ ($f_{впред}$).

Расчетные формулы для определения показателей разработки для метода Назарова С.Н., Сипачева Н.В., f_v – предельная доля воды в продукции, а и b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов.

Методы Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972) и Сипачева, Посевича (1980) описывают прямую зависимость роста водонефтяного фактора (ВНФ) от роста добычи воды с ростом обводненности добываемой продукции. Чем выше накопленный водонефтяной фактор и стабильнее и равномернее ведется разработка изучаемого объекта, тем актуальнее применение данных методов.

Соответственно можно сделать выводы о применимости данных методов на объектах с определенными режимами работы. Так при интенсивном заводнении или активном притоке подошвенных вод, т.е. при активном водонапорном режиме работы объекта, данные методы

показывают хорошие результаты.

Выводы

Рассчитав показатели разработки с применением кривых вытеснения (Назарова С.Н., Сипачева Н.В.) можно сделать вывод, что коэффициент нефтеотдачи составляет 0,38%.

Остаточные запасы на 2015 год составят разность между извлекаемыми запасами на заданную предельную обводненность и фактически отобранными объемами нефти:

$$95076,09 - 1920,3 = 93155,79 \text{ тыс. м}^3$$

При применении данного метода возможно определить также добычу нефти, воды и жидкости задаваясь другим критерием ограничения срока разработки – значением водонефтяного фактора. Следует отметить, что при применении искусственных методов воздействия КИН может быть увеличен.

Список использованных источников

1. Владимир И.В. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] / Владимир И.В., Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 75-84.

2. Владимир И.В. Комплексная технология теплового нестационарного заводнения, предусматривающая периодическую эксплуатацию добывающих скважин. Сравнение эффективности вариантов применения технологий нестационарного заводнения и теплового воздействия [Текст] / Владимир И.В., Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х. // Нефтепромысловое дело. 2016. № 11. С. 20-26.

3. Альмухаметова Э.М. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения. [Текст] Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). С. 14-21.

4. Альмухаметова Э.М. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта в условиях уршакского месторождения [Текст] / Кильмаматова Э.Т., Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Степанова Р.Р. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 1 (107). С. 32-37.

5. Альмухаметова Э.М. Эффективность применения осадкообразующей технологии в условиях тарасовского месторождения [Текст] / Альмухаметова Э.М., Гизетдинов И.А., Габдрахманов Н.Х. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 2 (108). С. 59-65.

6. Альмухаметова Э.М. Применение методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на федоровском месторождении [Текст] / Шамсутдинова Г.Ф., Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 2 (108). С. 66-72.

7. Дьяконов, А.И., Основные тектонические факторы нефтегазообразования и нефтегазонакопления / А.И. Дьяконов // Труды ВНИИКРнефть. – 1976. – № 11. – С. 13 – 22.

8. Кардозо, К., Закономерности размещения залежей нефти и газа в осадочных бассейнах пририфтовых зон / К. Кардозо, А.И. Дьяконов, Л.А. Ройтман [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.mineral.ru/news/25647.html> _2006г (дата обращения: 09.06.2015).

УДК 622.276.1

КОМПЛЕКСНЫЙ ВИБРОВОЛНОВОЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ В СКВАЖИНАХ С РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫМИ ГРП

*Т.К. Анасов, Г.Т. Анасов
(ТюмГНГУ)*

Аннотация. Эффективным по восстановлению продуктивности скважин, с ранее проведенными ГРП по результатам исследований являются комплексный виброволновой метод воздействия на ПЗП. Он сочетает одновременно несколько технологий ОПЗ. При этом методе применяется разработанный гидромонитор, работающий от потока скважинной жидкости и создающий в интервале пласта низкочастотные упругие колебания давлений последующим химическим воздействием и вызовом притока.

Ключевые слова: виброволновой метод, продуктивность скважин, освоение, сваби́рование, колебания, волновой гидромонитор.

UDC 622.276.1

INTEGRATED VIBRATIONAL TECHNIQUE OF RESTORATION OF PRODUCTIVITY IN WELLS WITH OLD EMERGENCY FACILITIES

*T.K. Apasov, G.T. Apasov
(Tyumen State Technical University)*

Abstract. The complex vibro-wave method of action on the PZP is effective for the restoration of well productivity, with previously conducted fracturing according to the results of the researchers. It combines several HMO technologies simultaneously. This method uses the developed hydraulic monitor, which operates from the flow of the borehole fluid and creates in the interval of the formation low-frequency elastic pressure oscillations with subsequent chemical action and a challenge of inflow.

Keywords: vibrowave method, well productivity, development, swabbing, oscillations, wave hydromonitor.

Загрязнение ПЗП начинается в процессе строительства скважин, продолжается в процессе эксплуатации по причине попадания в эту зону различных механических примесей, являющихся продуктами растворов глушения и коррозии оборудования. Особенно состав загрязнений ПЗП осложняется в скважинах с ранее проведенными ГРП, состоящий из остатков продуктов бурения и ГРП. Кроме того, в скважине накапливаются солевые, асфальтено-смолистые отложения. Существующие методы по восстановлению продуктивности скважин часто оказываются малоэффективными, при этом успешность работ составляет не более 60 %, что связано со сложностью решения поставленных задач и несоответствием выбора скважин и технологий работ [1, 2]. По результатам исследований, наиболее эффективными являются комплексные виброволновые методы, сочетающие несколько технологий ОПЗ, с применением гидромониторов, работающих от потока скважинной жидкости и создающих низкочастотные упругие колебания давлений, с последующим химическим воздействием, и, при необходимости, вызовом притока сваби́рованием. Опыт применения вибрационных технологий показал, что со снижением частоты импульсов эффективность очищения ПЗП повышается и оптимальная частота составляет 1-20 Гц [3, 4]. Под эти критерии разработан виброволновой гидромонитор (ВГМ) (Патент на полезную модель РФ №139424), спускаемый на НКТ в интервал продуктивного пласта. Суть его заключается в поинтервальной (через каждые 30 см) очистке пласта жидкостью с импульсными перепадами давлений от 1 до 6 МПа с низкими частотами от 1 до 3 Гц, схема на рисунке 1.

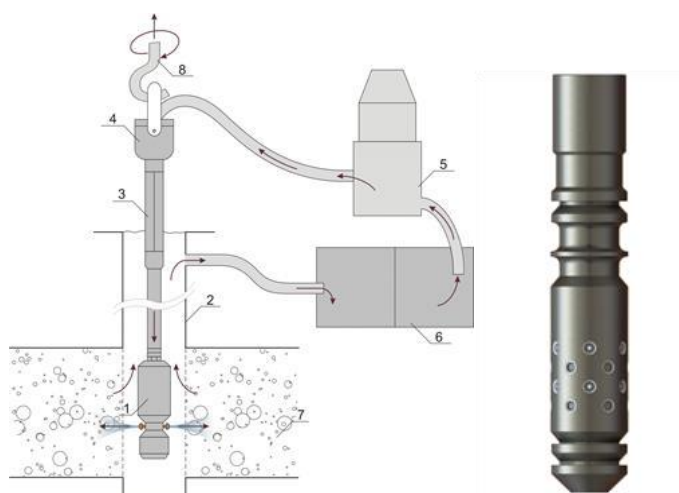


Рис. 1– Технологическая схема обработки пласта с ВГМ

1 – ВГМ; 2 – ствол скважины; 3 – НКТ; 4 – вертлюг; 5 – насосный агрегат ЦА-320; 6 – доливная емкость; 7 – продуктивный пласт; 8 – талевая система.

Рабочая жидкость (первоначально вода) насосными агрегатами 7 подается через промывочный шланг, по НКТ к ВГМ с созданием циркуляции в затрубное пространство. Перемещая ВГМ через каждые 30 см, производится очистка перфорационных каналов интервала перфорации, процесс сопровождается глубинными замерами. После проводится селективное кислотное воздействие через ВГМ для растворения загрязнений, далее, освоение и извлечение продуктов реакции сwabированием. Определена физическая сущность и смоделирована принципиальная схема воздействия виброволнового метода на ПЗП, показана на рисунке 2.

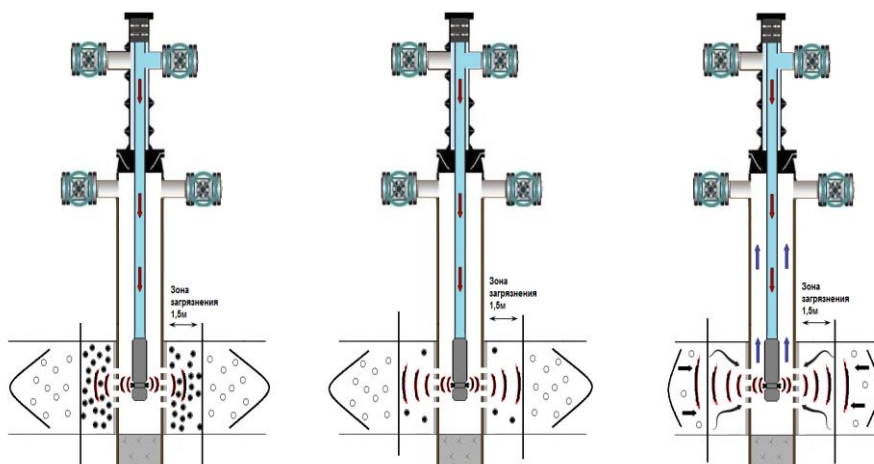


Рис. 2– Схема воздействия метода на ПЗП скважин

На первом этапе происходит разрушение структуры сложного состава загрязнений - гидравлическими импульсами давлений, разбивается ее блокада; на втором этапе - растворение этих загрязнений кислотным составом в колебательном режиме; на третьем этапе, за счет продолжения упругих колебаний ВГМ, продукты химической реакции рассеиваются по глубине пласта, очищаются каналы и трещины для фильтрации пластовой жидкости. Далее создаем депрессию на пласт освоением, остатки кольматанта выносятся на поверхность.

Эффективность комплексной виброволновой обработки с ВГМ практически подтверждена более 50 скважинах, в основном после бурения и ГРП. Для примера рассмотрим скважину № 25 Южно-Охтеурского месторождения. По скважине в процессе

бурения пласт ЮВ1 имел низкие пластовые давления, соответственно при вскрытии, произошло поглощение бурового раствора, это явилось основной причиной загрязнения ПЗП. Известно, негативное воздействие фильтратов буровых растворов наиболее характерно проявляется в пластах с низкими пластовыми давлениями[5]. После бурения произвели большеобъемную ГКО с освоением, но планируемого притока по скважине не получили, по пробам постоянно выносились примеси глинистого раствора. Приняли решение произвести ГРП с закачкой 25 тонн проппанта. После запуска скважины в течение двух месяцев дебит снизился с 40 м³/сут до 12 м³/сут. Далее провели комплексное ОПЗ с ВГМ по нашей технологии, но предварительным воздействием на ПЗП щелочным раствором для разглинизации. Весь процесс воздействия на пласт сопровождался записью давления и температуры глубинным манометром, Рис. 3.

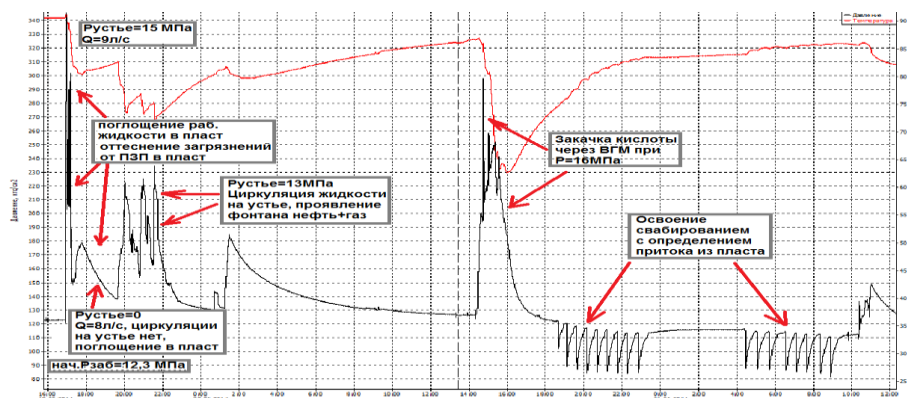


Рис. 3 – Изменения давления и температуры при воздействии на ПЗП

При закачке щелочного раствора произошло повышение давления нагнетания до 13 МПа с фонтанным проявлением нефти и газа. Далее выполнили селективную обработку пласта через ВГМ глино-кислотной композицией. Произвели извлечение продуктов реакции свабированием для определения притока. По глубинным исследованиям (рис.3) получены положительные результаты, коэффициент продуктивности 1,49 м³/сут/атм., скин фактор - 0,01, по притоку спустили ЭЦН-44-2100, показатели работы на рисунке 4.

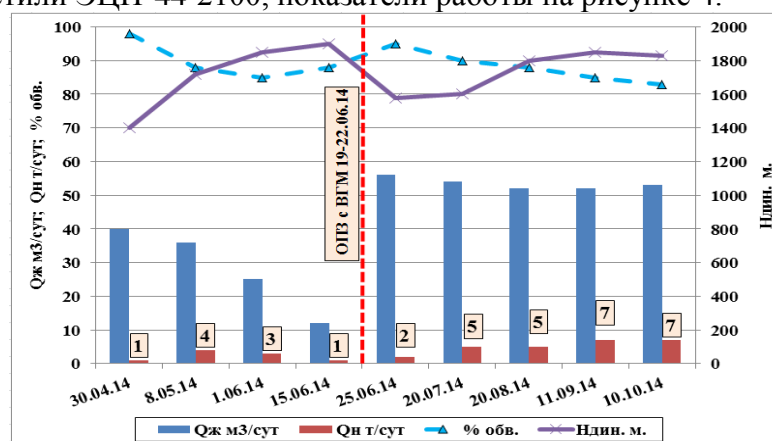


Рис. 5 – Показатели работы скважины 25 после ОПЗ с ВГМ

В результате виброволнового воздействия на ПЗП скважины № 25 получен прирост 6 т/сут по нефти, по данным предприятия дополнительная добыча нефти с 23.06.2014 по 01.10.2014 года составила 630 тонн, прибыль 3,5 млн. рублей.

Выводы

1. В целом комплексная виброволновая обработка ПЗП по восстановлению продуктивности успешно прошла испытания на скважинах № 25, 26, 48 Южно-Охтеурского месторождения и рекомендована как эффективная для применения.

2. Виброволновой метод технически и технологически прост в проведении, совместим с другими методами и технологиями, применим в добывающих, нагнетательных скважинах с вертикальным и горизонтальным окончанием.

Список использованных источников

1. Мордвинов А.А. Гидродинамическое совершенство скважин. – Обзорная информация, сер. «Нефтепромысловое дело», – М, 1983. – 36 с.

2. Гошовский С.В., Абдуладзе А.К., Клибанец В.А. Совершенствование способов вскрытия нефтегазоносных пластов. – Обзорная информация, ВНИИОЭНГ, сер. «Бурение», 1983. – С. 21.

3. Нургалеев Р.М., Шагиев Р.Г., Кучумов Р.Я. Исследования влияния частоты гидравлических ударов на изменение коэффициента проницаемости керн // Тр. УНИ. – 1972. – Вып. 8. – С. 144-148.

4. Промысловые и лабораторные эксперименты по закачке воды при переменном давлении нагнетания на устье / Р.А. Максutow, А.В. Валиуллин, И.Ф. Глумов и др. // Нефтепромысловое дело, 1973. – № 11. – С. 20-21.

5. Разработка и промысловые испытания облегченных промысловых растворов для повышения качества вскрытия продуктивных пластов и увеличения начального дебита: отчет о НИР (заключительный) / Когалым НИПИнефть; рук. Лукманов Р.Р. – Когалым, 2006. – 161с.

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА САБАНЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Т.Ахметов, Д.Р. Мансуров

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. Повышение проницаемости призабойной зоны скважин является одной из важнейших проблем нефтедобывающей промышленности. Гидравлический разрыв пласта является высокоэффективным методом стимуляции притока жидкости в добывающих скважинах. Метод, в основном, служит для восстановления продуктивности. Эффективность этого метода зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Для проведения ГРП обычно выбираются залежи, характеризующиеся сложным геологическим строением, пониженными емкостными и фильтрационными свойствами и содержащие значительные запасы нефти с высокой пластовой энергией.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дебит, обводненность, низкая проницаемость, нефтеотдача.

UDC 622.276

THE EFFECTIVENESS OF THE WORK PERFORMED ON THE USE OF HYDRAULIC FRACTURING ON SABANCHINSKOYE FIELD

***A.Yu. R. T. R.T. Akhmetov,
D. R. Mansurov***
*(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. Increasing the permeability of bottom-hole wells is one of the most important problems of the oil industry. Hydraulic fracturing is a highly effective method of stimulation of fluid inflow in producing wells. The method is mainly used to restore productivity. The

effectiveness of this method depends on the correct choice of process parameters, geological features of the formation structure and specific oil reserves. For hydraulic fracturing are usually selected deposits, characterized by a complex geological structure, low-capacitive and filtration properties containing significant reserves of oil with high formation energy.

Keywords: hydraulic fracturing, flow rate, water content, low permeability, oil recovery.

В настоящее время в НГДУ «Бавлынефть» в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным терригенным пластам-коллекторам.

На Сабанчинском месторождении ГРП проводятся на скважинах с низкими дебитами, малой обводненностью скважинной продукции. Проведенные работы показали, что гидроразрыв пласта позволяет увеличить добычу нефти при ее снижении себестоимости, снижение обводненности скважинной продукции, увеличение среднего дебитам [1-3].

За период с 1992 по 2013 г. на Сабанчинском месторождении проведено 27 ГРП. Дополнительная добыча нефти по этим скважинам составила 127384 т, в среднем на одну скважину приходится 4718 т. Средняя продолжительность эффекта составляет 1060 суток. Успешность технологии в целом по Сабанчинскому месторождению составляет 96 %. Без дополнительной добычи нефти после ГРП – скважина № 1866. Причина неэффективности заключается в том, что эта скважина расположена в водонефтяной зоне.

В таблице 1 приведена эффективность применения ГРП на Сабанчинском месторождении.

Таблица 1 – Эффективность применения ГРП в условиях Сабанчинского месторождения НГДУ «Бавлынефть»

Номер скважины	До проведения ГРП			После проведения ГРП			Дополнительная добыча нефти, т
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	
2144	2,3	3,3	20,7	3,6	6,0	33,0	53,0
1945	1,6	3,1	42,7	10,1	18,3	48,3	7071,0
1938	3,3	7,3	49,4	11,5	22,7	54,0	3382,0
1948	3,2	4,5	20,0	5,0	6,1	30,0	395,0
2051	2,9	10,2	67,9	5,3	18,0	77,2	1158,0
1735	0,6	5,1	87,1	4,3	21,9	92,0	2207,0

В приведенной таблице 1 эффективность ГРП определена из сравнения дебитов скважин до и после проведения воздействия. Базовый дебит скважины вычисляется за три месяца работы до проведения мероприятия. Из таблицы видно, что после проведения мероприятия отборы по нефти значительно увеличились. Благодаря проведению гидроразрыва метода воздействия на ПЗП удалось получить дополнительную добычу, эффект продолжается в течение нескольких лет.

После проведения ГРП увеличился дебит жидкости, а также возрос дебит нефти. Дополнительная добыча нефти в среднем составила 4,14 т/сут.

В преобладающей части участков операции ГРП, проводимые по низкодебитным скважинам, позволили в результате поднять их дебиты выше средних дебитов жидкости или выйти на уровень средних [4-6].

Проведение гидравлического разрыва пласта, осуществляемого при помощи кислоты и песка, повышает нефтеотдачу пласта, образуя трещины в результате ее закачки под высоким давлением. Успешное дренирование коллектора образованными трещинами зависит

от их ориентации, радиуса простираения и проводимости по пластовому флюиду. Отличается этот метод тем, что при проведении гидравлического разрыва пласта эффективность нефтеотдачи резко увеличивается. Другая сторона – это энергоемкость и дороговизна процесса, требующего тщательного анализа, проектирования и исполнения гидроразрыва. Но при успешном проведении за счет полученной дополнительной добычи затраты окупаются в короткие сроки.

Список использованных источников

1. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов [Текст]/М.Л.Сургучев [и др.] – М.: Недра, 1987. – 230 с.
2. Ахметов, Р.Т. Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.Е.Кнеллер// Каротажник. – 2013. – №7. – С.75-88.
3. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст]/ Р.Т. Ахметов// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №12. – С.39-42.
4. Ахметов, Р.Т. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Электронный ресурс]/ Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №1. – С. 341-352. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
5. Ахметов, Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст]/ Р.Т. Ахметов// Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С.87-89.
6. Ахметов, Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа [Текст] / Р.Т. Ахметов// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – №5. – С.31-35.

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ ГИДРОФОБИЗАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСТАТОЧНУЮ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ

Р.Т. Ахметов, Г.Ф. Шамсутдинова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. В данной статье рассмотрены результаты исследования образцов керна месторождений Средний Тюнг и Новый Уренгой. На основе анализа результатов подтверждена связь между гидрофобизацией и глинистостью пласта-коллектора. А гидрофобизация в свою очередь влияет на остаточную нефтенасыщенность, и коэффициент вытеснения нефти водой. В работе предложен способ учета влияния гидрофобизации на величину остаточной нефтенасыщенности коллекторов Западной сибери.

Ключевые слова: гидрофобизация, смачиваемость, глинистость, остаточная нефтенасыщенность.

UDC 622.276

THE INFLUENCE OF HYDROPHOBIC COLLECTORS ON RESIDUAL OIL SATURATION

R. T. Akhmetov G. F., Shamsutdinova
(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)

Abstract. This article describes the results of the study of core samples of SredniyTyung and NovyUrengoy deposits. Based on the analysis of the results, the relationship between hydrophobization and reservoir clay content was confirmed. And hydrophobization in turn affects the residual oil saturation, and the coefficient of displacement of oil with water. The paper proposes

a method for taking into account the influence of hydrophobization on the residual oil saturation of reservoirs in Western Siberia.

Keywords: hydrophobicity, wettability, clay content on residual oil saturation.

Гидрофобизация влияет на величину остаточной нефти, фильтрационные процессы в продуктивном пласте.

Мерой смачиваемости стенок поровых каналов углеводородами служит степень гидрофобизации Θ_n , как доля площади поверхности пор занятая углеводородами [1].

В работе представлены результаты исследования образцов нижнетриасовых и верхнепермских отложений месторождения Средний Тюнг [120 шт.] неомских отложений месторождения Новый Уренгой (60 шт.).

Образцы керн этих месторождений представлены песчаниками глинистого материала

Глинистая фракция представлена такими активными адсорбентами как монтмориллонит, гидрослюда, хлорит и их смешаннослойные образования.

Выстилая стенки поровых каналов глинистые минералы адсорбируют воду и углеводороды, образуя адсорбционные слои различной толщины. Адсорбированные углеводороды способны адгезии фильтрующихся через поровые каналы других углеводородов, что приводит к образованию протяженных гидрофобных участков. [1-2].

По данным авторов содержание глинистой фракции в образцах керн месторождения Средний Тюнг при переходе класса коллектора со II по IV изменяется от 4,2 до 8,1%, а в образцах пород Нового Уренгоя содержание глинистой фракции меньше и изменяется в пределах от 1 до 5%.

Для указанных коллекторов общая адсорбционная емкость определяется содержанием глинистой фракции и адсорбционной способностью глинистых минералов.

Степень гидрофобизации образцов II класса Уренгойского месторождения и образцов этого же класса Среднего Тюнга одинаковая. Однако среднетюнгские образцы III и IV класса гидрофобизированы сильнее уренгойских. Это связано с более высокой глинистостью образцов Среднего Тюнга [1].

В таблице 1 представлены результаты лабораторного исследования коллекторских свойств и степени гидрофобизации образцов керн месторождений Средний Тюнг и Новый Уренгой, заимствованные из работы [1]. Там же в графах 7 и 8 даны рассчитанные нами средней толщины пленки остаточной воды (Б, мк) и объемный остаточной водонасыщенности. ($K_p \cdot K_{во}$).

Таблица 1 – Коллекторские свойства и параметры, характеризующие гидрофобность.

Месторождение	Класс коллектора	K_p , д.ед.	$K_{пр}$, д.ед.	$K_{во}$, д.ед.	Θ , д.ед. площади поверхности	$K_p \cdot K_{во}$, д.ед.	Б, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
Средний Тюнг	II	0,233	0,438	0,244	0,051	0,057	0,98
	III	0,171	0,065	0,354	0,101	0,061	0,75
	IV	0,142	0,014	0,535	0,203	0,076	0,63
Новый Уренгой	II	0,190	0,158	0,176	0,052	0,034	0,52
	III	0,166	0,083	0,218	0,057	0,036	0,51
	IV	0,134	0,0075	0,441	0,084	0,059	0,40

Как следует из анализа данных таблицы 1, с увеличением гидрофобизации образцов значения средней толщины пленки остаточной воды закономерно уменьшаются, в то время как значения объемной остаточной водонасыщенности закономерно возрастают.

Наши исследования показывают, что возрастание объемной остаточной водонасыщенности связано с увеличением глинистости коллектора, а одновременное уменьшение средней толщины пленки остаточной воды связано возрастанием гидрофобности коллектора [5-10].

Таким образом, наши расчеты полностью подтверждают прямую связь между глинистостью и гидрофобизацией коллекторов.

Список использованных источников

1. Михайлов, Н.Н. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов / Н.Н. Михайлов, Н.А. Семенов, Л.С. Сечина. – Институт проблем нефти и газа.
2. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Колганов [и др.] - М. Недра, 1987-230 с.2. Мархасин, П.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта [Текст]: учебник / П.Л.Мархасин. -М.: Недра, 1977.
3. Гудок, Н.С. Изучение физических свойств пористых сред [Текст]: учебник / Н.С. Гудок. - М.: Недра, 1970.
4. Тульбович, Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов / Б.И. Тульбович - М.:Недра, 1990. - 186 с.
5. Ахметов, Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 5. – С. 31-35.
6. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт [Текст] / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, Р.Т. Ахметов // SOCARProceedings. – 2016. – № 3. – С. 46-51.
7. Ахметов, Р.Т. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.– Т. 1. – С. 92-98.
8. Ахметов, Р.Т. Показатель смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №2. – С. 21-25.
9. Ахметов, Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. –2016. – Т. 15. – № 2. – С. 34-37.
10. Мухаметшин, В.В. Оценка потенциальных добычных возможностей скважин по геолого-геофизическим и промысловым данным [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14.– № 2. – С. 61-64.

УДК 622.276

АППРОКСИМАЦИЯ КАПИЛЛЯРНЫХ КРИВЫХ В УСЛОВИЯХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

***Р.Т. Ахметов, Г.Ф. Шамсутдинова**
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы аппроксимации капиллярных кривых в условиях продуктивных коллекторов Западной Сибири. При аппроксимации в качестве основной функцией выбрана модель Брукса-Корей. Путем анализа капиллярных кривых Ловинского месторождения Западной Сибири, полученных в лабораторных условиях установлена область применения формулы Брукса-Корей: данная модель позволяет

аппроксимировать капиллярные кривые с точностью достаточной для практических целей лишь в коллекторах, имеющих среднюю или высокую пористость ($K_{пр} > 0,1$ мкм²). В низкопроницаемых коллекторах точность аппроксимации резко снижается, и поэтому необходимо использовать другие, более сложные модели.

Ключевые слова: перфорация, эффективность, фонд скважин, призабойная зона пласта.

UDC 622.276

APPROXIMATION OF CAPILLARY CURVES IN TERMS OF COLLECTORS OF WESTERN SIBERIA

R. T. Akhmetov, G. F. Shamsutdinova

(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University» in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The paper deals with the approximation of capillary curves in the conditions of productive reservoirs in Western Siberia. In the approximation as the main function of the selected model Brooks-Corey. By analyzing the capillary curves of the Lovinsky Deposit of Western Siberia, obtained in laboratory conditions, the area of application of the Brooks-Korey formula is established: this model allows to approximate capillary curves with an accuracy sufficient for practical purposes only in collectors with medium or high porosity. In low-permeable manifolds, the approximation accuracy is sharply reduced, and therefore it is necessary to use other, more complex models.

Keywords: perforation, efficiency, well stock, bottom-hole formation zone.

Капиллярные кривые являются функцией параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Они позволяют оценивать величины текущей и остаточной (неснижаемой) водонасыщенности, которая в свою очередь, позволяет рассчитать величину предельной нефтенасыщенности.

На основе кривой капилляриметрии можно оценить распределение поровых каналов по размерам и долевое участие пор разных размеров в процессе фильтрации флюидов через образец породы.

Капиллярные кривые представляют собой графики зависимости текущей водонасыщенности от капиллярного давления.

Информация по капилляриметрии используется для оценки распределения нефти и воды по высоте в пределах переходной зоны, что в комплексе с результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и гидродинамических исследований (ГДИС) позволяет достаточно надежно оценить характер насыщения продуктивных пластов.

В данной работе проведен анализ возможности аппроксимации кривых капиллярного давления моделью Брукса-Корей в условиях продуктивных коллекторов тюменской свиты Западной Сибири.

При анализе нами использованы материалы лабораторных исследований зависимости текущей водонасыщенности образцов керна от величины капиллярного давления, полученные в ООО «КогалымНИПИнефть» для пластов Ю₂-Ю₆Ловинского месторождения.

Путем статистических исследований выяснена область применения модели Брукса-Корей при аппроксимации капиллярных кривых.

В основе капилляриметрического метода лежит положение о том, что при воздействии на водонасыщенный образец определенного внешнего давления вода выдавливается из пор определенного размера. При этом предполагается, что пустотное пространство породы представлено совокупностью капилляров различного радиуса. В процессе вытеснения при самых низких давлениях, действующих на образец, вода выдавливается из капилляров наибольшего сечения, а в дальнейшем, по мере возрастания капиллярного давления происходит все более широкий охват семейства капилляров вплоть до самых мелких, заполненных остаточной водой.

Результатом экспериментальных данных является эмпирическая зависимость текущей водонасыщенности образцов керна от капиллярного давления.

На рисунке 1 представлена кривая капиллярного давления, типичная для терригенных коллекторов Западной Сибири.

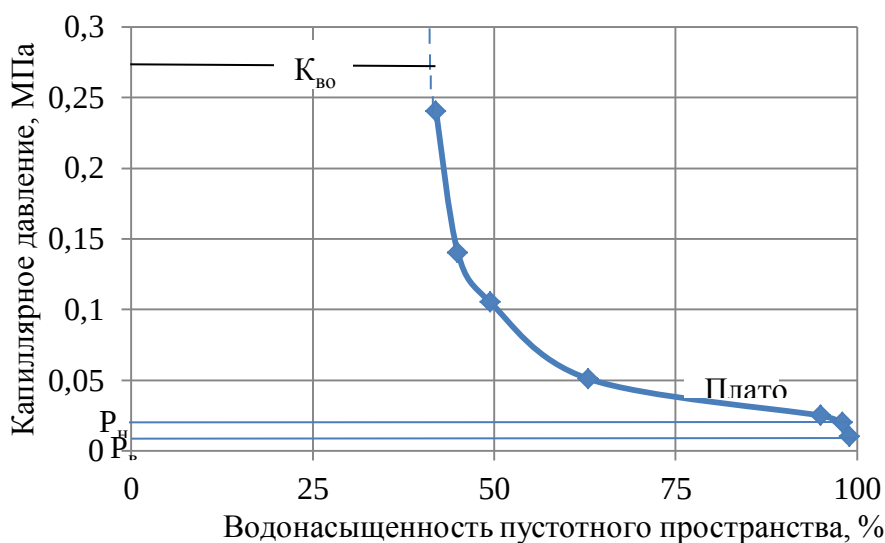


Рис. 1 – Кривая капиллярного давления

Капиллярную кривую можно охарактеризовать давлением вступления вытесняющего агента (P_v), давлением начала вытеснения (P_n), платообразным участком и остаточным (не извлекаемым) насыщением ($K_{во}$).

Давление вступления – это давление, при котором вытесняющий флюид начинает поступать в поровое пространство образца породы.

Давление начала вытеснения обратно пропорционально размерам наибольшего порового канала в породе.

Крутизна платообразного участка характеризует степень отсортированности поровых каналов. Чем круче этот участок, тем хуже отсортированность поровых каналов. Горизонтальный платообразный участок свидетельствует об идеальной отсортированности.

Рассмотрим вопросы аппроксимации эмпирических кривых капиллярных давлений.

Существует большое количество моделей, аппроксимирующих совокупность капиллярных кривых [1-5]. Однако наибольшее распространение получила модель Брукса-Корей, которая описывается следующей формулой:

$$K_v = K_{во} + (1 - K_{во}) \cdot \left(\frac{P_n}{P_k}\right)^\alpha; \quad (1)$$

где K_v – текущая водонасыщенность;

$K_{во}$ – остаточная водонасыщенность;

P_k – капиллярное давление;

P_n – начальное (входное) капиллярное давление

α – показатель кривизны (крутизна) капиллярных кривых.

В соответствии с формулой (1) каждая капиллярная кривая описывается своими конкретными значениями $K_{во}$, P_n и α .

Нами рассмотрена возможность аппроксимации капиллярных кривых моделью Брукса-Корей в условиях пластов коллекторов Ю₂ – Ю₆ тюменской свиты Ловинского месторождения Западной Сибири [5-10].

Экспериментальные данные использованные в настоящей статье получены в ООО «КогалымНИПИнефть».

На образцах керна из пластов Ю₂-Ю₆ Логинского месторождения в лабораторных условиях проведены следующие исследования: пористость, абсолютная проницаемость,

остаточная водонасыщенность и текущая водонасыщенность образцов при различных капиллярных давлениях (0,15; 0,25; 0,50; 1,00; 2,40; 3,40; 4,8 атм.).

На основании экспериментальных данных для каждого образца керна оценим возможность аппроксимации формулой (1), соответствующей модели Брукса-Корей.

Для этого предварительно преобразуем формулу (1) к следующему виду:

$$\frac{K_B - K_{B0}}{1 - K_{B0}} = \left(\frac{P_H}{P_K}\right)^\alpha; \quad (2)$$

Обозначим $K_B^* = \frac{K_B - K_{B0}}{1 - K_{B0}}$, тогда получим:

$$K_B^* = \left(\frac{P_H}{P_K}\right)^\alpha; \quad (3)$$

где K_B^* - относительная водонасыщенность, характеризующая долю подвижной воды в эффективном объеме пустотного пространства.

Теперь определим логарифм относительной водонасыщенности:

$$\ln K_B^* = \alpha \cdot \ln \frac{P_H}{P_K} = \alpha \cdot \ln P_H - \alpha \cdot \ln P_K \quad (4)$$

Таким образом, зависимость K_B^* от P_K в билогарифмической системе координат представляет собой прямую линию.

В соответствии с формулой (4) по угловому коэффициенту прямой можно оценить показатель α , а по свободному члену – начальное капиллярное давление P_H .

Теперь обозначим свободный член уравнения (4) через β и получим выражение для текущей водонасыщенности через коэффициенты α и β .

Поскольку $\beta = \alpha \cdot \ln(P_H)$, то для начального давления получим следующее выражение:

$$P_H = e^{\beta/\alpha}$$

Далее подставим выражение для P_H в формулу (1):

$$K_B = K_{B0} + (1 - K_{B0}) \cdot \left(\frac{e^{\beta/\alpha}}{P_K}\right)^\alpha$$

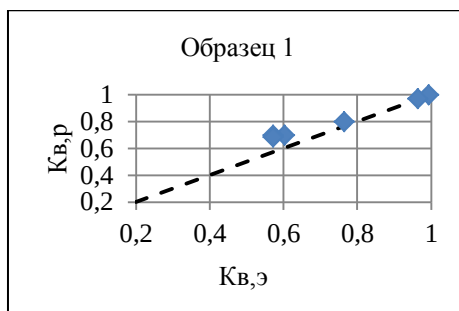
Окончательно, для текущей водонасыщенности получим следующую формулу:

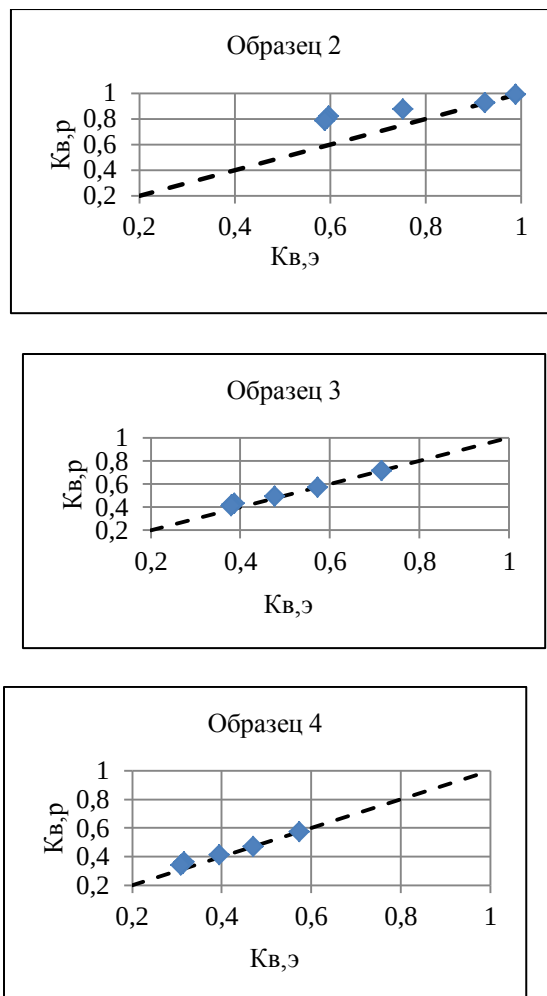
$$K_B = K_{B0} + (1 - K_{B0}) \cdot \left(\frac{\exp \beta}{P_K^\alpha}\right) \quad (5)$$

Путем обработки данных капилляриметрических исследований ряда образцов керна Ловинского месторождения нами получены значения коэффициентов α и β (таблица 1).

	K_{B0}	$K_{пр}$	$K_{по}$	α	β
1	57,2	3,3	16,3	0,1027	-0,1486
2	58,9	20,8	18,5	0,2515	-0,3565
3	37,9	171,3	20,7	0,8041	-1,6641
4	30,9	275	21,3	0,71	-1,888

На рисунке 2 представлены графики сопоставления экспериментальных значений текущей водонасыщенности ($K_{B,э}$) со значениями, полученными путем расчета по прилагаемой формуле ($K_{B,р}$).





На Рис. 2 – Сопоставление экспериментальных ($K_{в,э}$) и расчетных ($K_{в,р}$) значений текущей водонасыщенности при различных значениях капиллярного давления.

Из рассмотрения графиков следует, что модель Брукса-Корей дает хорошее приближение лишь для высокопроницаемых образцов, ($K_{пр} > 0,1$ д) что хорошо согласуется с выводами авторов [11-15].

Что касается низкопроницаемых образцов, расчетные значения водонасыщенности повышенных значениях капиллярного давления достаточно сильно отличается от экспериментальных значений.

Выводы.

Модель Брукса-Корей позволяет аппроксимировать с хорошей точностью капиллярные кривые в коллекторах имеющих среднюю и высокую проницаемость ($K_{пр} > 0,1$ д).

В низкопроницаемых коллекторах точность аппроксимации резко снижается и появляется необходимость в использовании более сложных моделей.

Список использованных источников

1. Brooks R. H., Corey A. T. Hydraulic Properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. № 3. 1964.
2. Adams S. J., Van den Oord R. J. Capillary Pressure and Saturation-Height Functions. Report EP 93-0001, SIPM BV. January 1993.
3. Tiab D., Donah/son E. Theory and Practice of measuring reservoir rock ami fluid transport properties. 1999.

4. Baker Alias. Introduction to Wireline Log Analysis. 1995.
5. Schlumberger. Log Interpretation Principles/Applications. 1989.
6. Мухаметшин, В.Ш. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, А.В. Андреев, Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 122-125.
7. Ахметов, Р.Т. Эмпирическая модель Брукса-Кори и ее связь с Гамма-распределением фильтрационных каналов гранулярных коллекторов / Р.Т. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 41-47.
8. Мухаметшин, В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 47-50.
9. Ахметов, Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 87-89.
10. Ахметов, Р.Т. Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Ч. 1. – 94 с.
11. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.

УДК 622.276.64

ПРИМЕНЕНИЕ АСП ЗАВОДНЕНИЯ, КАК ТРЕТИЧНОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ, С ЦЕЛЬЮ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Ахунов Р.Р.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. В данной статье развивается подход третичного воздействия на пласт трёхкомпонентной смесью АСП: анионное поверхностно-активное вещество, щелочь (сода) и полимер. В работе уделено внимание механизму образования зон с неподвижными запасами нефти, а также предложено решение данной основной задачи при разработке нефтяных месторождений. Рассматриваемый состав известен комплексностью свойств, а также эффективностью в полевых условиях.

Ключевые слова: третичное воздействие, АСП, поверхностно-активное вещество, щёлочь, полимер.

UDC 622.276.64

THE APPLICATION OF ASP FLOODING AS A TERTIARY METHOD OF STIMULATION, WITH THE PURPOSE OF EXTRACTION OF UNCONVENTIONAL OIL

Akhunov R.R.

(Ufa State Petroleum Technology University)

Abstract. This article develops the approach of tertiary impact on the reservoir with a three-component mixture of ASP: anionic surfactant, alkali (soda), and polymer. The attention is paid to the mechanism of formation of zones with immobile oil reserves, and a solution of this main task in

the development of oil fields is proposed. The composition is known for the complex properties, as well as efficiency in the field.

Keywords: tertiary impact, ASP, surfactant, alkali, polymer.

На сегодняшний день, добыча углеводородов занимает одну из основных перспективных областей, которая в свою очередь нуждается в развитии. В настоящей статье, рассмотрена методика для увеличения объёмов добычи нефти, которая в последние года приобретает всё большую актуальность.

На одной из моделей (Рис. 1), иллюстрировано образование языков обводнения, рост водонасыщенности вдоль напластования, и на рисунке 2 образование застойных зон.

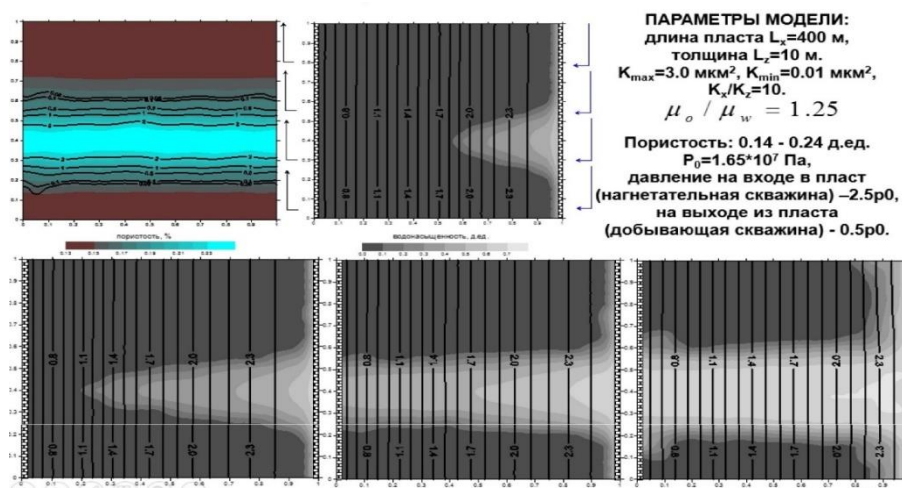


Рис. 1 – Образование языков обводнения вдоль напластования

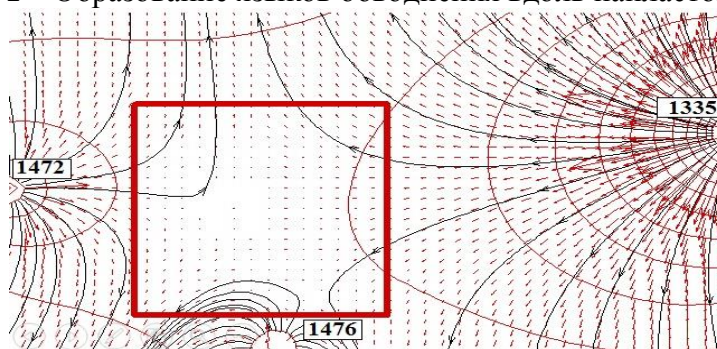


Рис. 2 – Формирование зон с неподвижными запасами нефти

Линии тока огибают область нефтенасыщенных толщ пласта. [3] Таким образом, обоснование одного из реагентов, используемых в данном методе заводнения можно выразить по закону линейной фильтрации Дарси:

$$V = \frac{k \times \Delta P}{\mu \times \Delta L}, \quad (1)$$

где V – скорость фильтрации жидкости; k – проницаемость среды; $\Delta P / \Delta L$ – градиент давления; μ – вязкость жидкости. [1]

Из формулы 1 после простых преобразований видно, необходимо увеличить вязкость нагнетаемой воды – полимеры вполне справятся с данной задачей.

Рассмотрим механизм воздействия данной трехкомпонентной смеси, как третичного метода воздействия на пласт (Рис. 3: а, б, в).



Рис. 3 – Механизм воздействия АСП заводнения: а – анионное ПАВ, б – щелочь, в – полимер

Увеличивается область, вовлечённая дренированием, тем самым возрастают извлекаемые запасы нефти. [6]

В Китае данный метод реализован для нескольких месторождений, основными из них являются: Daqing, Shengli, Karamay, все данные сведены в таблицу 1. [2, 5]

Таблица 1 – Данные по трём месторождениям

Особенности	Daqing	Shengli	Karamay
Пропускная способность, мД	73	1519	156
Наличие пор, д.ед.	0,14	0,29	0,17
Вязкость нефти, сПз	8-12	44	8,6-16,9
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	13,9	14,6	14-21
Расстояние между скважинами, м	74,1-243	206,6	47,8
Обводненность к началу реализации АСП, %	87	92	97
КИН к началу реализации АСП, д.ед.	0,17-0,19	0,122	0,16
Дебит по нефти, м3/сут.	108,9	234,86	92,5
Прирост КИН от методики АСП заводнения, д.ед.	0,29-0,36	0,461	0,34

В одном из отечественных нефтегазодобывающих предприятий, проводились лабораторные фильтрационные эксперименты на керне, отобранном из недр одного из месторождения Западной Сибири. Результаты представлены на рисунке 4.

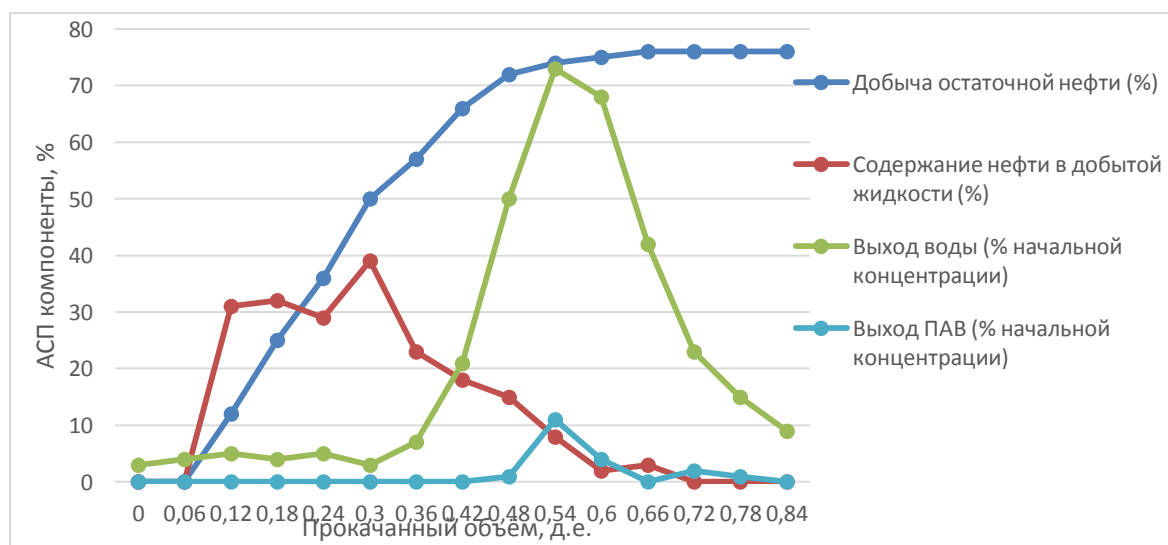


Рис. 4 – Результаты по заводнению керна АСП составом на лабораторной установке.

Результативность данного состава приравнена к 40% дополнительной добычи нефти, что свидетельствует об эффективности данного метода заводнения. [4]

Данный метод зарекомендовал себя среди зарубежных компаний как один из эффективных методов воздействия на пласт, с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти. Ряд лабораторных исследований отечественных специалистов подтвердили эффективность АСП заводнения. В будущем, данная методика возможно приобретёт большую актуальность наряду с нынешней актуальностью системы поддержаний пластового давления во всех отечественных нефтегазодобывающих предприятиях.

Список использованных источников

1. Андреев, В. Е. Методы повышения эффективности разработки залежей высоковязкой нефти / В. Е. Андреев [и др.] // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения – 2013: сборник научных трудов – Уфа: Изд-во Монография – №7 – С. 263–282.
2. Байков, Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи / Н.М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2014: № 6. – С. 32-34.
3. Муслимов, Р.Х. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов // Современные методы повышения нефтеизвлечения – 2005: учебное пособие – Казань: Изд-во ФЭН. – С. 688.
4. Прочухан, К.Ю. Современные методы увеличения нефтеотдачи. Практический отечественный опыт технологии «Щелочь – ПАВ – полимер» (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири/ К.Ю. Прочухан // Нефть. Газ. Новации – 2014: № 10. – С. 50–54.
5. Силин, М.А. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития / М.А. Силин // Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья – 2014: учебное пособие – Москва: Изд-во Национальный институт нефти и газа. Т.2 – 452 с.
6. Abass A. Olajire. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. Energy – 2014: vol. 77, № 6. – P. 963–982.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ДЕЙСТВУЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А.
(Самарский государственный технический университет)

Аннотация. В данной работе рассмотрены вопросы, связанные с работой пласта в зависимости от текущего забойного давления. Был проанализирован фонд скважин ПАО «Оренбургнефть» по пластам А4, Б2, Д1, Д3, Т1. Расчеты проводились по 278 скважинам. Результаты анализа показали, что большинство скважин работают либо в критической зоне, либо потенциально могут давать больше нефти.

Ключевые слова: Критическое давление, Забойного давление, Работа пласта, Нефтяная скважина, Эксплуатация скважин

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE CURRENT BHP IN ACTIVE PRODUCTION WELLS "ORENBURGNEFT"

Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridovs I.A.
(Samara State Technical University)

Abstract. In this paper, we consider issues related to the work of the formation depending on the current bottomhole pressure. The well stock of Orenburgneft was analyzed for the A4, B2, D1, D3, and T1 layers. The calculations were carried out on 278 wells. The results showed that most of the wells are working or in the critical zone, or could potentially produce more oil.

Keywords: Critical pressure, Downhole pressure, Work of formation, Oil well, Well operation.

Основным технологическим параметром, от которого зависят условия работы добывающего оборудования и продуктивного пласта, является величина забойного давления в добывающих скважинах, а значит, и норма отбора нефти.

При снижении забойного давления ниже давления насыщения вокруг скважины образуется зона двухфазного течения "нефть-газ" вследствие выделения из нефти растворенного в ней газа. Из-за выделения газа в свободную фазу происходит постепенное снижение притока нефти к скважине. При этом работа пласта делится на 4-е зоны в зависимости от забойного давления:

- 1) $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ – область щадящей эксплуатации пласта;
- 2) $P_{\text{рац}} < P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ – область рациональной эксплуатации пласта;
- 3) $P_{\text{заб.кр}} < P_{\text{заб}} < P_{\text{рац}}$ – область максимальной добычи нефти из пласта;
- 4) $P_{\text{заб}} < P_{\text{заб.кр}}$ – область недопустимой эксплуатации.

Зона III соответствует максимальной добычи нефти из пласта. Границы каждой зоны определяются по следующим уравнениям:

$$P_{\text{заб.кр}} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} G'_0 \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{пл}}} \text{ [МПа];}$$

$$P_{\text{рац}} = 0,75 P_{\text{нас}} \text{ [МПа],}$$

где G'_0 - газовый фактор продукции скважины, м³/т; $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа; $P_{\text{нас}}$ - давление насыщения, МПа.

По приведенной теории был проанализирован фонд скважин ПАО «Оренбургнефть» по пластам А4, Б2, Д1, Д3, Т1. Расчеты проводились по 278 скважинам. Для анализа были выделены четыре области для каждой отдельной скважины, и по текущему забойному давлению определялось, в какой из областей работает пласт. Результаты расчета представлены на рисунке 1.

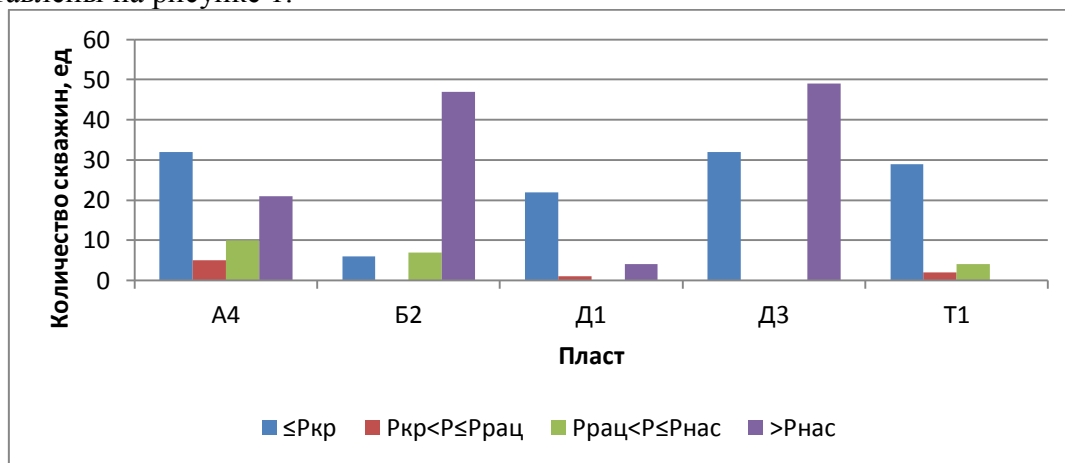


Рис. 1. Распределение скважин по области работы пластов

Максимальная добыча нефти из скважин без значительных (возможно необратимых) последствий на пласт соответствует давлению на забое меньше рационального, но больше или равного критического давления. В результате анализа фонда скважин ПАО

«Оренбургнефть» было выяснено, что из всех рассматриваемых пластов большинство скважин, работающих в диапазоне $P_{\text{рац}} \div P_{\text{заб.кр}}$, принадлежит пласту А4.

Также, исходя из полученного распределения, можно сказать, что на всех рассмотренных пластах есть скважины, которые потенциально могут давать больше нефти. Однако, в зависимости от конкретного случая, необходимо предпринимать различные действия. Например, рассматривая пласт А4, на котором большая часть фонд скважин работает с забойными давлениями меньше критических значений нужно повышать давление, но не больше, чем рациональное.

На пласте Д3 весь фонд скважин работает с давлениями на забое либо больше давления насыщения, либо меньше критического. Во втором случае необходимо произвести также увеличение забойного давления, а в первом – возможно снижение давления ниже рационального, но больше или равного критического.

Совершенно очевидно, что рассмотрение распределения фонда скважин по пластам, дает только общее представление и важно рассматривать каждое отдельное месторождение. Так, например, на пласте Б2 есть месторождения, на которых эксплуатация скважин происходит при забойных давлениях больше давления насыщения. Однако при этом есть месторождения, на которых эксплуатируются скважины и в зонах $P_{\text{рац}} \div P_{\text{нас}}$ и меньше $P_{\text{кр}}$, т.е. потенциально оставшиеся скважины могут эксплуатироваться при давлениях $P_{\text{рац}} \div P_{\text{кр}}$. Такая же картина видна и по остальным пластам. Если же уйти от рассмотрения каждого отдельного пласта или месторождения, то можно совершенно уверенно сказать, что существует большое количество скважин, которые необходимо оптимизировать с возможной максимизации добычи нефти из них (см. Рис. 2).

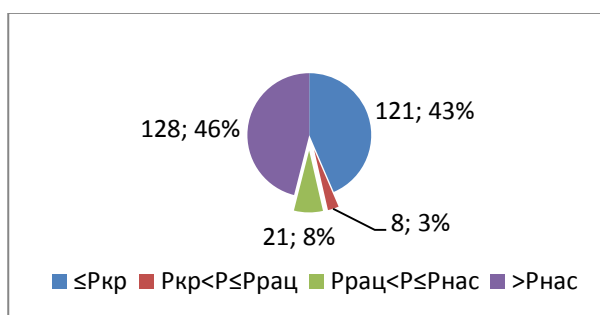


Рис. 2. Общее распределение фонда скважин по областям работы пласта

Стоит заметить, что, согласно рисунку 2, основная часть фонда скважин рассматриваемых месторождений относится к диапазонам работы пласта или $\leq P_{\text{кр}}$ или $> P_{\text{нас}}$, т.е. на фонд скважин, который потенциально может добывать больше нефти приходится 249 единиц или 89%. Подавляющее меньшинство скважин (всего 8 или 3%) работает в зоне максимальной добычи нефти.

Выводы

Забойное давление в добывающих скважинах является принципиальным регулятором эффективности их работы и одним из главных параметров разработки всего месторождения. Бесконтрольное и бездумное снижение забойного давления в добывающих скважинах существенно ниже давления насыщения может привести к трансформации высокоэффективного, например, упруговодонапорного режима дренирования в низкоэффективный режим растворенного газа.

Рассмотрение фонда скважин ПАО «Оренбургнефть» по 13 месторождениям показало, что по пластам А4, Б2, Д1, Д3, Т1 основная часть фонда скважин (89%) относится к диапазонам работы пласта или $\leq P_{\text{кр}}$, или $> P_{\text{нас}}$, а диапазоне максимальной добычи нефти работает подавляюще меньше скважин (3%). Рекомендуются рассмотреть возможность

повышения забойных давлений в скважинах, которые относятся к зоне $\leq P_{кр}$ и понижения давления – для зоны $>P_{нас}$, с целью повышения добычи нефти из них и перевода работы пласта в зону давлений $P_{рац} \div P_{кр}$. Решать, возможны ли такие манипуляции и каким образом их производить необходимо для каждой скважины в индивидуальном порядке.

Список использованных источников

1. Андриасов Р.С. Справочное руководство по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общей редакцией Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов., И.Т. Мищенко, А.И. Петров. – М: Недра, 1984. – 326 с.
2. Аржанов М.Ф. Справочник нефтяника / М.Ф. Аржанов, И.И. Кагарманов, А.П. Мельников. – Самара: учебное пособие ОАО «Самаранефтегаз», 2007. - 364 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С.Бойко. – М: Недра, 1990. – 427 с.
4. Кострубов С.В. Управление УЭЦН / С.В. Кострубов, И.И. Кагарманов, А.С. Тотанов. – Самара: учебное пособие ОАО «Самаранефтегаз», 2009. - 253 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. — М: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. — 448 с.

УДК 553.982.2

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ

Белова С.Д., Коновалов В.В.

(Самарский Государственный Технический Университет)

Аннотация. Поиск новых технических решений для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, особенно на поздних стадиях разработки, является в настоящий момент одной из перспективных задач нефтяной отрасли. В последнее время широко обсуждаются применение комплексной технологии химического воздействия на пласт с использованием ПАВ, щелочи и полимера. В настоящей статье представлены основные проекты реализации ASP-заводнения в России и за рубежом, описана роль ключевых компонентов составов, а также рассмотрены перспективы развития технологии.

Ключевые слова: ASP-заводнение, щелочь, ПАВ, полимер, коэффициент вытеснения, коэффициент охвата.

UDC 553.982.2

ASP FLOODING

Belova S.D., Konovalov V.V.

(Samara State Technical University)

Abstract. The search for new technical solutions to improve the efficiency of oil field development, especially in the late stages of development, is currently one of the promising tasks of the oil industry. Recently, the use of complex technology of chemical impact on the formation using surfactant, alkali and polymer is widely discussed. This article presents the main projects for the implementation of ASP flooding in Russia and abroad, describes the role of the key components of the compositions, as well as the prospects for the development of technology.

Keywords: ASP flooding, alkaline, surfactant, polymer, displacement efficiency, sweep efficiency.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет 25-40%[1].

В настоящее время требуется создание и совершенствование технологий увеличения нефтеотдачи пластов на заводненных нефтяных месторождениях, содержащих значительные остаточные запасы на освоенных и обустроенных объектах[2]. Именно для данных месторождений перспективно применение комплексных химических методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение коэффициентов вытеснения и охвата одновременно[3]. Среди химических методов увеличения нефтеотдачи принято выделять полимерное заводнение, вытеснение нефти водными растворами ПАВ, щелочное заводнение, мицеллярно-полимерное (МПЗ) и щелочь-ПАВ-полимерное заводнение (ASP-заводнение). Промысловые испытания показали, что наибольшая эффективность характерна для МПЗ и ASP-заводнения, за счет способности влиять на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата.

Для ASP-заводнения предложено использование многокомпонентных составов, из которых три компонента являются базовыми - ПАВ, щелочной агент и полимер, а остальные (кислородсодержащие соединения, соли, растворители, со-ПАВ и т.д.) необходимы для придания дополнительных технологических свойств разрабатываемым составам (регулирование стабильности составов, вязкости, деэмульгирующей способности, исключения осадкообразования и т.д.).

Щелочной агент (А - alkali) помогает защитить раствор ASP от двухвалентных ионов, снижает адсорбцию ПАВ на породе и образует при контакте с «активной» нефтью дополнительные поверхностно-активные компоненты, которые приводят к снижению межфазного натяжения. Он также изменяет смачиваемость породы и регулирует соленость. В качестве щелочного агента наиболее часто используют гидроксид и карбонат натрия, силикат натрия, фосфат натрия, гидроксид аммония и т.д.

Применение ПАВ (S - Surfactant) в растворах для ASP-заводнения способствует уменьшению поверхностного натяжения на границе «вода-нефть». Чаще всего используются анионные ПАВ: нефтяные сульфаты, алкиларилсульфонаты, внутренние олефинсульфонаты, алкоксисульфаты, эфирсульфаты[4]. Очень часто, как правило, для придания составу ультранизких межфазных натяжений на границе с нефтью, используют смеси анионных ПАВ с неионными, катионными и цвитерионными ПАВ.

Полимер (Р – polymer) повышает эффективность вытеснения за счет увеличения вязкости состава для ASP. Используются два типа полимеров: полиакриламид, как правило, частично гидролизованный (HPAM), и полисахарид – ксантановую смолу.

Среди различных технологий повышения нефтеотдачи пластов метод ASP-заводнения прошел экспериментальные и пилотные испытания и широко применяется во многих странах мира (Канада, США, Китай, Индия, Россия и др.) более 20 лет[5]. В целом технология ASP-заводнения подходит для месторождений с успешно работающим заводнением на терригенных коллекторах. Обобщенный международный опыт активного применения и исследования ASP-систем показывает повышение КИН от 15% до 26%. В таблице 1 приведены результаты существующих проектов ASP-заводнения нефтяных месторождений.

Таблица 1

Название проекта	Тип коллектора	скв. доб/наг	Начало закачки	Прирост КИН
Daqing Китай (ASP1)	песчаник	9/4	1994	21%
Daqing Китай (ASP2)	песчаник	4/1	1995	25%
Daqing Китай (ASP3)	песчаник	12/4	1996	19%
Daqing Китай (ASP4)	песчаник	4/3	1997	23%
Daqing Китай (ASP5)	песчаник	12/6	1997	20%
Daqing Китай (ASP6)	песчаник	27/17	2000	18%
Shengli Китай	песчаник	10/6	1992	15.5%
Karamay (Китай)	конгломераты	4/1	1995	25%

Название проекта	Тип коллектора	скв. доб/наг	Начало закачки	Прирост КИН
Tanner field (Канада)		-	2000	17%
Taber Glauconitic (Канада)		-	2008	15%
West Kiehl (США)		-	1987	26%
Cambridge (США)		7/-	1993	20%
Sho Vel Tum (США)		-	1998	16,2%
West Moorcroft		-	1991	15%
Lawrence (США)	песчаник	-	2007	21%
«СПД» Западная Сибирь	песчаник	2/5	2013	15%

Несмотря на положительные опытно-промысловые испытания технологии, отмечается и ряд ее недостатков: сравнительно высокие эксплуатационные затраты (высокая стоимость и необходимость большого объема реагентов); адсорбция ПАВ; хроматографическое разделение компонентов состава в процессе фильтрации через породу; снижение приемистости нагнетательных скважин; повышенное солеобразование и возможность образования вязких водонефтяных эмульсии, и как следствие более сложный по сравнению с традиционным процесс подготовки нефти; логистические сложности по доставке реагентов и необходимость дополнительных затрат на формирование инфраструктуры по приготовлению составов на промысле.

Опыт промысловых и лабораторных испытаний технологии ASP- заводнения позволяет выделить несколько основных этапов развития технологии:

- унификация методик исследований для эффективного подбора составов и оценки эффективности ASP-заводнения в лабораторных условиях, совершенствование гидродинамического моделирования заводнения пласта с использованием комплексных реагентов, определение возможности масштабирования полученных результатов на промысловые условия;

- совершенствование технологии применения ПАВ (понимание условий, приводящих к изменению поведения составов при движении по водо- и нефтенасыщенным пластам; выбор типа, состава и объема оторочек до и после подачи реагента с целью уменьшения потерь ПАВ при последующей закачке оторочки ASP-состава, оценка перспектив циклической закачки реагентов и т.д.);

- совершенствование составов (достижение ультранизких значений межфазного натяжения; составы с регулируемой вязкостью; селективные «самоотклоняющиеся» системы; применение смесевых ПАВ, снижение концентрации активных компонентов и применение новых типов ПАВ). В целях минимизации расходов на дорогостоящие компоненты, особый интерес представляют работы, направленные на разработку низкоконтентированных составов. Сохранение технологической эффективности при низких концентрациях ПАВ возможно при тщательном подборе компонентов раствора или/и использованием ПАВ, обладающих более высокой поверхностной активностью. В последнее время опубликовано множество работ, посвященных синтезу и испытаниям новых ПАВ. Например, в работе [6] обсуждается использование димерных анионных ПАВ обладающих высокой эффективностью, за счет низких значений критической концентрации мицеллообразования, возможности достижения ультранизких межфазных натяжений на границе с нефтью и водой и более высокой солюбилизующей способностью. Другим важным направлением совершенствования составов МР является изучение мицеллообразования смесей ПАВ, позволяющих изменять в широких пределах свойства разрабатываемых составов.

Список использованных источников:

1. Р.Х. Муслимов. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – С. 36-37.

2. Максимов В.М. Научная статья на тему «О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи», 2011.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. - С. 135-136.
4. Liu S, Zhang DL, Yan W, Puerto M, Hirasaki GJ, Miller CA. Favorable attributes of ASP flooding. Soc Pet Eng J 2008;13 (1): p. 5-16.
5. Manrique E, Thomas C, Ravikiran R, Izadi M, Lantz M, Romero J, et al. EOR: current status and opportunities. SPE Paper 130113 presented at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, U. S.A., 24-28 April. Society of Petroleum Engineers; 2010. p. 1-21.
6. Холмберг, К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах / К. Холмберг, Б. Йёнссон, Б. Кронберг, Б. Линдман; пер. с англ. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007 — 528 с.

УДК 622.24

ГЛУШЕНИЕ - КАК ОСНОВОПОЛОГАЮЩИЙ ЭТАП КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

М.Ю.Вожакин, Г.К.Чуктуров

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Вопросом публикации является капитальный ремонт скважин, в частности глушение, как наиболее фундаментальный и важный этап. В этой статье мы рассмотрим проблемы, возникающие при глушении газовых и газоконденсатных месторождений на примере Уренгойского месторождения, а также рассмотрим блокирующую композицию.

Ключевые слова: глушение, скважина, газовый конденсат, жидкость, вязкость, образование.

UDC 622.24

JAMMING - AS THE FUNDAMENTAL STAGE OF THE CAPITAL REPAIR OF WELLS

M. Yu.Vogakin, G. K. Chukturev

(FSBEI of HE USPTU)

Abstract. The subject of this publication deals with the overhaul of wells, in particular silencing, as the most fundamental and important stage. In this article, we will consider the problems that arise when killing gas and gas condensate fields on the example of Urengoy field, and also consider blocking composition.

Keywords: Jamming, well, gas condensate, liquid, viscosity, formation.

Чтобы удерживать существующий уровень добычи необходимо проведение сложного капитального ремонта скважин. Рассмотрим этот процесс на примере Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

В большинстве случаев ремонт скважины включает в себя следующие этапы:

1. Передислокация и расстановка бригадного оборудования - 10,3%;
2. Глушение скважины - 2,3%;
3. Извлечение подземного оборудования - 18,5%;
4. Комплекс работ по исследованию тех.состояния скважины - 9,5%;
5. Ремонтно-изоляционные работы - 8,9%;
6. Спуск подземного оборудования - 8,9%;
7. Освоение, вывод скважины на режим и запуск в технологию - 47,5%

Нами проанализированы проведённые технологические операции за последние пять лет и сделан вывод, что глушение и, напрямую связанное с ним освоение, занимают значительную часть времени при производстве работ по ремонту скважины.

При глушении газоконденсатных и нефтяных скважин Уренгойского месторождения с АНПД используется способ глушения скважины без блокирования продуктивного пласта. При глушении газовых и газоконденсатных скважин Уренгойского месторождения с АНПД используется способ глушения скважины с временным блокированием продуктивного пласта. Временное блокирование продуктивного пласта включает закачку определённого объема блокирующей жидкости в интервал продуктивного пласта и последующую продавку этой жидкости в пласт с целью создания временного блокирующего экрана. Оставшийся объем скважины заполняется технологической жидкостью.

Существует несколько технологий применения блокирующей жидкости:

- технология ООО «НПП «РостЭКтехнологии» с использованием блокирующего состава на основе НТЖ-3М, РГС-100 и др.;

- технология ООО «Газпром подземремонт Уренгой» Уренгойского УИРС:

1) с использованием различных рецептур БР-ВВ (блокирующих составов высокой вязкости);

2) насыщение жидкости глушения кольматантами (вермикулитом или мелом).

Технологические жидкости, которые применяют в ООО «Газпром подземремонт Уренгой» по объективным причинам создают превышение гидростатического давления над пластовым в 4-5 раз. Отсюда и начинаются все сложности: поглощение ЖГ; отсутствие циркуляции, уплотнение фильтрационной корки [1,2].

Таблица 1 – Успешность проведения глушения скважин

№ п/п	Категория скважин	Год	Всего технологических операций	Кол-во скв/операций			Успешность без учёта ликвидации поглощения, %	Общая успешность, %
				Первичное глушение	Ликвидация поглощений ЖГ	Повторные глушения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Газовые	2008	58	36	15	7	76,9	82
		2009	43	28	11	4	87,5	90
		2010	47	32	6	9	75,9	80,1
		2011	51	42	7	2	84	86
		2012	47	38	7	2	81,6	95,9
ИТОГО:			246	176	46	24	81,18	86,74
2	Газоконденсатные	2008	6	6	-	-	100	100
		2009	6	4	2	-	100	100
		2010	23	14	5	4	77,7	96
		2011	13	12	-	1	92	92
		2012	13	9	3	1	76,9	100
ИТОГО			61	45	10	6	89,32	97,6

При обработке и анализе операций по глушению скважин УНГКМ за последние пять лет прослеживается тенденция улучшения успешности технологических операций по глушению на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах. Но заметно, что больше всего сложностей возникают на газовых скважинах (таблица 1).

Причиной поглощения блокирующих составов и рабочих жидкостей при глушении скважин являются:

- неудовлетворительное состояние цементного камня за эксплуатационной колонной и наличии заколонных перетоков;
- отсутствие информации или неверные данные о состоянии цементного камня за эксплуатационной колонной и наличии заколонных перетоков
- отсутствие или неверные данные о техническом состоянии скважины и колонн
- высокий коэффициент пористости, и раздренированность продуктивных пластов

В связи с уменьшением пластового давления и большой раздренированностью ПЗП необходима разработка новых рецептов многокомпонентных блокирующих составов с более высокими блокирующими качествами а также с минимальным удельным весом, обеспечивающих минимальное репрессивное воздействие на ПЗП и позволяющих использовать прежние блокирующие составы [4,5,6,7].

Необходимо совершенствование технического обеспечения при производстве работ по глушению скважин, позволяющее максимально продуктивно использовать применяющиеся технологии и жидкости глушения [7,8].

Именно качественное выполнение ремонта скважин и вывод их на максимально продолжительный межремонтный период, является приоритетным, а поскольку этап глушения напрямую влияет на дальнейшую продолжительность ремонта, состояние продуктивного пласта и дальнейшую, послеремонтную работоспособность скважины, необходимо продолжать аналитическую и исследовательскую работу в данном направлении.

Список использованных источников

1. Ограничение притока воды в скважинах / Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Есипенко А.И. // Под редакцией профессора Г.В. Конесева. - Санкт-Петербург: ООО «Недра», 2005. – 127с.
2. Нефтегазовое дело / Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н.- В 6 томах: учебное пособие / Санкт-Петербург, 2012. Том 2 Бурение нефтяных и газовых скважин.
3. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин / Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтярь Т.Д., Логинова М.Е., Чудновская А.В., Шмагель М.А. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 1 (111). С. 61-68.
4. Патент на изобретение **RUS 2271378 06.01.2004** Реагент комплексного действия для технологических жидкостей, применяемых в бурении и капитальном ремонте скважин [Электронный ресурс] / Валитов Р.А., Конесев Г.В., Докичев В.А., Мулюков Р.А., Юнусов М.С., Исмаков Р.А., Ежов М.Б., Янгиров Ф.Н., Соловьев А.Я., Байбулатова Н.З., Конесев С.Г., Шакиров Р.Р., Полякова Р.К., Алимбеков Р.И., Конесев В.Г., Власова Л.И.
5. Патент на изобретение **RUS 2260112 18.05.2004** Жидкость для глушения скважин [Электронный ресурс] / Исмаков Р.А., Ахметов А.А., Дудов А.Н., Конесев Г.В., Докичев В.А., Киряков Г.А., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Юнусов М.С., Биглова Р.З., Байбулатова Н.З., Петров Д.В., Соловьев А.Я., Конесев В.Г., Докичев Т.В.
6. Патент на изобретение **RUS 2262587 15.06.2004** Жидкость для глушения скважин [Электронный ресурс] / Дудов А.Н., Ахметов А.А., Валитов Р.А., Конесев Г.В., Докичев В.А., Киряков Г.А., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Юнусов М.С., Конесев В.Г., Петров Д.В., Соловьев А.Я., Греков А.Н., Полякова Р.К., Яцынич Е.А.
7. Патент на изобретение **RUS 2262589 17.06.2004** Жидкость для глушения скважин [Электронный ресурс] / Ахметов А.А., Дудов А.Н., Валитов Р.А., Конесев Г.В., Докичев В.А., Киряков Г.А., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Юнусов М.С., Биглова Р.З., Петров Д.В., Соловьев А.Я., Греков А.Н., Полякова Р.К., Талипов Р.Ф.

8. Чудновская А.В., Дихтярь Т.Д., Янгиров Ф.Н. / Исследование устойчивости инвертных эмульсий на основе растительных масел // Повышение качества строительства скважин II Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти Мавлютова М.Р. Сборник научных трудов. 2010. С. 259-261.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ НЕДОСТАТКОВ ДЕЙСТВУЮЩИХ СХЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ»**

Н. А. Ворсина Э. М., Шарафутдинов
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье представлен анализ существующих схем сбора и подготовки нефти, выявлены технологические недостатки, предложено их непосредственное решение, а также его обоснование относительно организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции на территории Сугмутского месторождения. Приведена информация по наименованию технического оборудования, используемого на данном объекте разработки, его рабочие параметры и узлы.

Ключевые слова: сепаратор, нефть, газ, металлоемкость, скважина

UDC 622.276

**DISADVANTAGES ANALYSIS AND ITS SOLUTION OF FUNCTIONING WELL PRODUCTS COLLECTION AND PREPARATION SCHEMES ON SUGMUTSKIY FIELD
«GAZPROMNEFT» LTD.**

N. A. Vorsina E. M., Sharafutdinov
*(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. In this article analysis of functioning well products collection and preparation schemes is introduced, also technological disadvantages are identified, its solution is proposed and its basis concerning infield products collection, preparation and counting system organization is suggested. The denomination information of technical equipment that is used in the producing object and its working parameters and units are provided.

Keywords: separator, oil, gas, metal consumption, well

На территории Сугмутского месторождения в качестве технологической системы сбора и подготовки скважинной продукции осуществляется применение высоконапорной однотрубной системы, позволяющей прекратить сооружение участковых пунктов сбора, а также перенести мероприятия по сепарации нефти на центральные пункты сбора [1]. В результате достигается возможность использования максимальной концентрации технологического оборудования, увеличение и централизация пунктов сбора [2]. Впоследствии уменьшается металлоемкость нефтегазосборной системы трубопроводов, наиболее полно вовлекается в работу естественная пластовая энергия и отпадает необходимость в сооружении насосных и компрессорных станций на территории промысла, а также становится возможным увеличение числа ступеней сепарации и обеспечить утилизацию попутного нефтяного газа с начального этапа разработки месторождений [3].

Согласно анализу работы применяемой технологической схемы было выявлено, что недостатком системы является то, что по причине высокого объемного газового фактора в смеси (достигает 90%) в нефтегазосборном трубопроводе происходят существенные пульсации давления, а также массовый расход жидкости и газа. Это понижает надежность

трубопроводов, становится причиной их разрушения по причине значительного количества циклов нагружения и разгрузки металла труб и крайне негативно влияет на работу сепараторов и контрольно-измерительной аппаратуры [4].

Для разрешения данной проблемы институтом «Гипровостокнефть»

(г. Самара) спроектирована напорная система сбора нефти и газа, целью которой является наибольшее укрупнение и централизация объектов разделения продукции скважин и подготовки нефти и газа к дальнейшему магистральному транспорту именно в условиях отсутствия высоких показателей давлений на устье скважин при данных пластовых давлениях. Данная система нефте- и газосбора использует однетрубный метод транспортировки нефти и газа до участковых сепарационных установок, которые могут располагаться на расстоянии до 7 км от скважин, а также транспорт газонасыщенных однофазных нефтей до ЦСП на расстояние до 100 км и более [5].

Кроме того, разработанной системой предусматривается использование энергии пласта или напора, создаваемого насосами глубинного типа, для транспортирования газа, полученного на первой ступени сепарации на значительные расстояния без использования компрессоров. Устьевое давление скважин поддерживается в пределах 1.0 - 1.5 МПа. Продукция добывающих нефтяных скважин следует до групповых замерных установок (АГЗУ), где осуществляется периодический замер дебитов скважин [6]. Далее эта продукция по одному трубопроводу поступает в сепараторы первой ступени, которые сгруппированы на участковых сепарационных пунктах. После процесса сепарации первой ступени в условиях давления от 0.5 до 0.6 МПа газ посредством давления в сепараторе следует к потребителям, а нефть с остатком растворенного в нем газа – на центральный сборный пункт [7]. На данном пункте осуществляются конечная сепарация нефти и газа, подготовка нефти к выдаче потребителю, переработка газа всех ступеней сепарации и подготовка сточных вод к закачке в пласты [8].

Подводя итог данной статьи, мы приходим к следующему выводу: высоконапорная однетрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с высокими пластовыми давлениями и требует особого внимания к выбору режимов перекачки, обеспечивающих малые потери напора и малые пульсации давления [9].

В случае, когда пластовые давления не обеспечивают высоких значений устьевых давлений на скважинах (как в условиях разработки данного месторождения), то рациональным является использование приведенной ранее напорной системы сбора нефти и газа, которая учитывает данный недостаток и служит решением поставленной проблемы.

Список использованных источников

1. Геологическая зональность и условия формирования Сугмутского месторождения нефти [Текст] / АО Геоинформмарк. Сер. Геология – М.: – 1994. – 90с.
2. Сафин, С.Г. Особенности геологического строения и разработки Сугмутского месторождения [Текст]: учебник / С.Г.Сафин – М.: Нефтепромысловое дело. – 2000. – 88с.
3. Гильманова Я.Р., Фаттахов И.Г., Степанова Р.Р., Кадыров Р.Р. Технико-экономическая эффективность применения кремнийорганического продукта для ограничения притока воды // В сборнике: Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах. Министерство образования и науки РФ; ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в Октябрьском. –2014. – С. 36-40.
4. Фаттахов И.Г., Степанова Р.Р., Грезина О.А., Герасимова А.В. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны [Текст] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина, А.В. Герасимова. // Научное обозрение. – 2014. – № 8-1. – С. 76-88.
5. Нафикова Р.А., Баязитова Л.Р. Реконструкция ДНС "Стаханово" для повышения эффективности сбора и транспорта нефти в НГДУ "Туймазанефть" // В сборнике: 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. – 2016. – С. 222-228.

6. Самигуллина Л.З. Межотраслевая полисемия в терминосистемах (на материале терминосистем нефтегазового дела и строительства) / Л.З. Самигуллина, Э.Ф. Самигуллина // Филологические науки. Вопросы теории и практики. – 2017. – № 4-2 (70). – С. 155-158.

7. Samigullina L. Z. Some Aspects of Cognitive and Ideographic Characteristics as a Means of Professional Terminological System Description // European Research Studies. – 2015. – Т. 18. – №. 4. – С. 197-210

8. Галлямов И.И., Кулешова Л.С. Программа работ по диагностированию запорной арматуры нефтегазопроводов // В сборнике: Методы и средства технической диагностики. Сборник научных статей. Йошкар-Ола. – 2006. – С. 141-144.

9. Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С., Мусин А.И. О методе экспресс-обработки неограниченного массива непрерывно поступающих промысловых данных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 3. – С. 26-28.

УДК 622.276

ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ СКВАЖИН ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Ворсина, Г.Ф. Шамсутдинова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. На сегодняшний день современное нефтегазодобывающее управление (НГДУ) располагает хозяйством разного вида, например: многочисленные сооружения основного производственного назначения, обеспечивающие добычу, сбор и подготовку нефти к транспортированию, сбор, очистку и утилизацию нефтяного газа, подготовку к закачке в пласт пластовых, сточных и пресных вод, а также вспомогательные сооружения и службы: энергохозяйство, связь, механические мастерские, транспорт и т.д. Выбор системы сбора зависит от площади и конфигурации месторождения, числа продуктивных пластов и их характеристик, числа скважин и их расположения на месторождении, а также принятой технологии обработки добываемой продукции.

Ключевые слова: система промыслового сбора, замерная установка, дожимная насосная станция, количество нефти, объем закачки.

UDC 622.276

REQUIREMENTS TO THE OIL COLLECTION AND TREATMENT SYSTEM OF FEDOROVSKOYE FIELD WELLS

N.A. Vorsina, G. F. Shamsutdinova

*(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. Today, the modern oil and gas extraction management includes farming of different types, for example: numerous structures of the main production purpose, that the production, collection and preparation of oil for transport, collection, treatment and disposal of petroleum gas, preparation for injection into the reservoir formation, wastewater, and freshwater, as well as supporting facilities and service: electrical, communication, mechanical workshops, transport, etc. The choice of collection system depends on the size and configuration of fields, number of productive strata and their characteristics, number of wells and their location on the field, as well as the accepted technology of processing of the produced product.

Keywords: system of the commercial collection, metering, booster pump station, the amount of oil, the volume of injection.

Обеспечение бесперебойной работы НГДУ для выполнения планов добычи нефти и газа за определенный период является основной целью, для выполнения которой необходимо, чтобы сложный комплекс сооружений и служб соответствовал современному уровню развития техники, технологии сбора и подготовки нефти, газа и воды к транспортированию их [1]. Система промыслового сбора (СПС) и транспортирования нефти, газа и воды – это разветвленная смесь трубопроводов, проложенных на площадях месторождений подземно, надземно, подводно или наводно. Бурение скважин планируется в основном на обустроенной части месторождения.

Для разных по площади месторождений сеть трубопроводов бывает различной [2]. Так, например, на Федоровском месторождении Западной Сибири реализована однетрубная герметизированная система сбора.

Продукция скважин подустевым давлением подается на групповые замерные установки (ЗУ), где осуществляется замер дебита скважин по жидкости, определяются масса нефти, объем газа, поступает на дожимную насосную станцию (ДНС) [3]. На месторождении в основном принята технология сепарации с применением входного сепаратора в соответствии с РД 39-1048070-320 88 «Руководство по применению технологии сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами» [4].

Технология предназначена для сепарации нефти с газовым фактором до 1500 м³/сут на первой ступени ДНС и КСП и очистки газа от капельной нефти до содержания не более 0.1 г/м³. Предварительная подготовка продукции скважин Федоровского месторождения производится на одиннадцати ДНС.

Загрузка ДНС и УПСВ на дату анализа в целом по месторождению составляет 93% от установленных мощностей. Максимально загружены ДНС-9 на 114%, ДНС-7 на 110%. Установленных мощностей на оставшихся девяти ДНС достаточно для приема и обработки продукции скважин. Для обеспечения предварительной подготовки продукции скважин необходимо увеличение мощностей ДНС до максимального объема добычи жидкости 554.0 тыс. м³/сут планируемого в 2023 году.

С ДНС частично обводненная нефть для товарной подготовки в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» подается на Федоровский Центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦППН) производительностью 16.5 млн. т/год. С Федоровского ЦППН нефть поступает на Федоровскую КСУ и далее в систему магистральных нефтепроводов. Газ утилизируется компрессорными станциями на ГПЗ, СГРЭС-1,2 и, частично, используется на собственные нужды. Уровень использования попутного нефтяного газа на расчетный период достигает 95%. Вода, отделившаяся в отстойниках, электродегидраторах и технологических резервуарах, проходит подготовку в очистных резервуарах и откачивается на КНС [4].

Для учета количества нефти, добываемой на месторождении, на площадках ДНС установлены оперативные узлы учета [5-7], включающие в себя рабочие и резервные расходомеры, приборы контроля температуры, плотности, содержания воды и газа в жидкости и т.д. в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа». По состоянию на расчетный период для закачки воды на месторождении работает двадцать КНС, оснащенных 136 насосами типа ЦНС, из которых в работе 72 насоса, в резерве 59 насосов, пять в ремонте. Показатели работы кустовых насосных станций приведены в таблице 1. Для учета объемов закачки воды весь фонд нагнетательных скважин оборудован расходомерами типа СВУ-25 и СВУ-50. На КНС установлены расходомеры типа УРСВ и СВУ-200.

Таблица 1 Показатели работы кустовых насосных станций

КНС, сква- жина	Тип насоса	Насосы, шт		Производительность КНС, м ³ /сут		
		количество в		проект	факт на конец года	коэффициент использован ия
		работе	резерве			
1А	ЦНС630х1485	5	4	102000.0	83547.484	0.82
2	ЦНС180х1422	0	2		2866.677	
	ЦНС630х1485	2	1		31261.194	
Итого КНС-2		2	3	1	34127.871	0.88
4	ЦНС180х1422	4	4	31200.0	30080.871	0.96
5	ЦНС180х1422	5	1	31200.0	21622.903	0.69
6	ЦНС300х1540	4	3	51600.0	45387.452	0.88
7	ЦНС240х1525	2	2		7851.516	
	ЦНС630х1485	3	1		50200.581	
Итого КНС-7		5	3	0	58052.097	0.90
8	ЦНС300х1540	4	5	77400.0	45572.387	0.59
9	ЦНС240х1300	3	2	26000.0	22046.968	0.85
10	ЦНС240х1525	1	2	15600.0	7917.452	0.51
11	ЦНС240х1525	5	3	41600.0	29617.290	0.71
12	ЦНС180х1422	3	1	15600.0	12696.419	0.81
13	ЦНС180х1422	3	4	31200.0	18684.742	0.60
14	ЦНС240х1525	4	5	46800.0	34794.226	0.74
15	ЦНС180х1422	3	1	15600.0	12896.871	0.83
16	ЦНС180х1422	1	1		3085.774	
	SULZER	1	0		4913.968	
Итого КНС-16		2	1	15600.0	7999.742	0.51
17	ЦНС180х1900	2	0		7528.097	
	ЦНС180х1422	1	1		6350.032	
Итого КНС-17		3	1	15600.0	13878.129	0.89
17А	ЦНС180х1422	4	8	42900.0	30552.484	0.71
18	ЦНС180х1422	3	1	15600.0	14288.258	0.92
19	ЦНС180х1422	5	4	35100.0	23037.806	0.66
20	ЦНС180х1422	4	3	31200.0	25432.484	0.82
ВСЕГО по КНС		72	59	745400.0	572233.935	0.77

- проектная производительность всех насосных агрегатов КНС с учетом резерва составляет 745.4 тыс. м³/сут (272.1 млн. м³/год);

Анализ показателей работы насосного оборудования КНС показал:

- среднее давление на входе насосных агрегатов – 12.4 МПа;
- среднее давление на приеме насосных агрегатов – 0.31 МПа;
- коэффициент эксплуатации насосного оборудования – 0.5;
- коэффициент технического использования насосных агрегатов – 0.77.

Для обеспечения максимального объема закачки воды 229.449 млн. м³/год планируемого в 2018 году, достаточно установленного на КНС насосного оборудования.

Таким образом, требования к системе сбора и подготовки нефти с каждым днем становится все строже и строже. Это обусловлено тем, что на рынке стоимость готовой по ГОСТ товарной нефти зависит от качества подготовки к продаже данного сырья углеводорода. Следовательно, возрастает потребность улучшить систему сбора и подготовки продукции скважин, что обуславливает индивидуальный подход при разработке проектов обустройства месторождений.

Список использованной литературы

1. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды [Текст]: учебник / Г.С. Лутошкин. – Изд. 3-е. стер. Перепечатка со 2-го изд. 1979 г. – М.: Альянс, 2016. – 319 с.
2. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Коротаев, Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа [Текст]: учебник / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1984. – 487 с.
4. Справочник по добыче нефти [Текст] / под ред. К.Р. Уразакова. – СПб.: Недра, 2006. – 448 с.: ил.
5. Муравьев, В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник/ В.М. Муравьев. – М.: Недра, 1973. – 384 с.
6. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении [Текст] / И.Г. Фаттахов, А.Х. Габзалилова, В.Р. Зайлалова, А.Н. Миннивалеев, К.Ю. Горынцева, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-25. – С. 5573-5576.
7. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

УДК 622.625.28

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕКТАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ

К.Ф. Габдрахманова, Г.Р. Измайлова

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимского государственного технического нефтяного университета» в г. Октябрьском)

Аннотация. В работе проведено теоретическое исследование использования геотермальных ресурсов: тепловой энергии Земли в промышленных целях, проанализирован существующий опыт использования геотермальной энергии в России и за рубежом. Предлагается использовать фонд законсервированных скважин в качестве источников геотермальной энергии для снижения энергетических затрат и негативного воздействия на окружающую среду в России.

Ключевые слова: геотермальная энергия, потенциал геотермальной энергии, законсервированные скважины, тепло- и электроснабжение, геотермальная станция, экономический эффект.

UDC 622.625.28

REDUCTION IN ENERGY CONSUMPTION FOR OIL PRODUCTION FACILITIES USING GEOTHERMAL ENERGY

K.F.Gabdrakhmanova, G.R.Izmailova

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. In this paper, a theoretical study of the use of geothermal resources: land use of thermal energy for industrial purposes, analyzed the existing experience in the use of geothermal energy in Russia and abroad. Based on the analysis of publications on this issue are encouraged to use the fund abandoned wells as geothermal energy to reduce energy costs and the negative impact on the environment in Russia.

Keywords: geothermal energy, potential of geothermal energy, abandoned wells, electricity and heating, geothermal station, the economic effect.

Введение. Одним из перспективных направлений в области возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является геотермальная энергия, так как ее запасы имеются практически по всей планете и они постоянны и удобны для использования в отличие от солнечной и ветровой энергии, которые отличаются прерывистым характером поступления.

Цель работы. Анализ возможности и целесообразности извлечения и использования геотермальной энергии из законсервированных скважин нефтяных и газовых месторождений.

Материал и результаты исследований. Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, важной проблемой является – повышение энергоэффективности и охраны окружающей среды. Решить такие глобальные задачи можно только сообща, объединяя усилия бизнеса, государства и науки (научно-технических центров, научно-исследовательских институтов и вузов).

Анализ литературных данных позволил сделать следующие выводы: проблемы и способы снижения энергетических затрат на нефтедобывающих объектах исследуются и решаются двумя основными способами:

1) автоматизация технологических процессов на объектах добычи нефти и регулирование режима добычи, а также усовершенствование технических характеристик используемых двигателей, насосов и других технических узлов [1, 2];

2) использование малых, в том числе мобильных электростанций или электростанций малой мощности работающих на разных видах топлива: попутный нефтяной газ (ПНГ), природный газ, нефть, мазут, дизельное топливо [2, 3].

Перечисленные методы не позволяют эффективно решить проблему, так как они лишь переводят затраты ресурсов из одной статьи в другую и являются экологически небезопасными, т.к. влекут за собой загрязнение ОС посредством выбросов в атмосферу от сжигания топлива, образования немалого объема отходов и сточных вод, требующих обезвреживания и утилизации. Рассмотрев данную проблему, мы предлагаем следующее решение: использовать имеющийся на месторождении фонд скважин, заброшенных, неэксплуатируемых или законсервированных в качестве источников геотермальной энергии. Интересно, что в других странах, например в Китае [4] и США [5], исследователи уже несколько лет занимаются решением этой задачи. Можно предположить, что это связано с тем, что таким образом можно значительно снизить затраты на разведку, строительство и обустройство скважин. Следует отметить тот факт, что в мире есть несколько геотермальных станций, построенных в сейсмически неактивных регионах, где отсутствуют температурные аномалии в геологических средах. Примером могут служить геотермальные станции в Германии и Франции [6], которым на сегодняшний день уже более 20 лет они успешно функционируют. Очень показателен опыт г.Кретей во Франции, где продуктивная наклонно пробуренная скважина глубиной 1800 м с температурой на устье 77 °С, расходом - 270 м³, давлением 0.6 МПа обеспечивает работу тепловой станции мощностью 10 МВт (8,6 Гкал/ч). Более того во Франции на 2007 год эксплуатировалось 30 геотермальных систем теплоснабжения и в результате было замещено 130 тыс.т у.т. (условного топлива) [7]. Для геотермальных месторождений данного региона характерна высокая минерализация и коррозионная активность теплоносителя, поэтому все трубопроводы и остальные конструктивные детали выполнены из нержавеющей стали. Себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на этих станциях составляет 35 евро/МВт·ч (1770 руб./Гкал).

В однородной толще горизонтально залегающих пород температура по вертикали изменяется по закону [8]:

$$T(z) = T_0 + G(z - z_0), \quad (1)$$

где T_0 – температура нейтрального слоя (z_0), G – геотермический градиент, К/м. В зависимости от региона для России характерны геотермические градиенты 0,02-0,05 °С/м. Таким образом, на забое скважины в зависимости от глубины, температура может достигать различных значений. Например, для Западно-Сибирского региона глубина скважин

начинается от 2000 м, температура на забое от 40 °С соответственно. Ниже нейтрального слоя температура постоянна по времени и возрастает с глубиной. Удельная мощность этого потока для континентальной коры в среднем составляет 56 мВт/м². Передача тепла в горных породах осуществляется посредством теплопроводности. Характерное расстояние теплопроводности можно оценить по формуле [9]

$$l(t) \approx \sqrt{at}, \quad (2)$$

где a – температуропроводность горных пород, t – время. Температуропроводность горных пород мала, она меняется в пределах 10^{-7} – 10^{-6} м²/с. Например, характерное расстояние при $a = 1$ мм²/с за 1 час составит 6 см, за 10 часов около 20 см. Пользуясь такой оценкой можно говорить, что за время t изменение температуры за счет процесса теплопроводности произошло на расстояниях порядка $l(t)$.

На основании литературных данных мы также сделали вывод о том, что потенциал геотермальной энергии, заключенный в законсервированных скважинах месторождений нашей страны, очень велик. Так, по данным НППЦ «Недра» на территории РФ только геологоразведочных скважин на нефть и газ (скважин опорно-параметрического и поисково-разведочного бурения) насчитывается более 130 000. По экспертным оценкам за период разведки и эксплуатации недр глубоким бурением на нефть и газ было пробурено около 1 500 000 скважин, в том числе "геологоразведочных" (опорных, параметрических, поисковых, разведочных) и эксплуатационных.

Вывод. В направлении применения ВИЭ и в том числе геотермальной энергии Россия значительно отстает от развитых стран и поэтому проблема весьма актуальна и значима. Предполагаемые результаты от реализации данной программы позволят распространить разработанные технологии извлечения геотермальной энергии практически по территории всей России, где имеются законсервированные нефтяные и газовые, а также возможно и другие разведочные или поисковые скважины.

Список использованных источников

1. Николаев Н.М. ОАО «РИТЭК» - за экологическую безопасность. Журнал «Элита Татарстана» / <http://www.elitat.ru/index.php?rubrika=48&st=2114&type=3&lang=1>. Дата публикации 18.04.2012.
2. Евдокимов Я.Ю. Эксплуатация нефтяных скважин винтовыми насосами. - Труды XIII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» / <http://past.tpu.ru/files/nu/ignd/sec11-09.pdf>.
3. Месторождения на заключительной стадии разработки. Пути решения проблемы высоких энергозатрат. - "Oil@Gas Journal. Russia" / <http://www.ogjruussia.com/science/mestorozhdeniya-na-zaklyuchitelnoy-stadii-razrabotki/> - октябрь, 2013 г.
4. John W. Lund, Derek H. Freeston, Tonya L. Boyd. Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review / *Geothermics*, Vol.40, Is.3, September, 2011, P.159–180.
5. Wen-Long Cheng, Tong-Tong Li, Yong-Le Nian, Chang-Long Wang. Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells / *Energy*. Vol.59, №15, September, 2013, P.248–254.
6. Бутузов В.А. Примеры реализованных проектов геотермального теплоснабжения в Германии и Франции / http://www.rosteplo.ru/tech_stat/stat_shablon.php?id=2693.
7. Обследование и ликвидация экологически опасных скважин на нефть и газ нераспределенного фонда недр, пробуренных за счет государственных средств <http://www.nedra.ru/rus/activity/terminate.php>.
8. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками / Изд-во Башк. ун-та, Уфа, 1998. –115 с.

9. Рамазанов А.Ш. Температурное поле при одномерной нестационарной фильтрации жидкости / В сб.: Физико - химическая гидродинамика. – Уфа, 1983, с. 122-127.

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА МАЛОБАЛЫКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*А.Х.Габзалилова, З.А.Гарифуллина, Л.Р. Баязитова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Эффективность разработки Малобалыкского месторождения во многом зависит от успешности геолого-технических мероприятий. За период с 2006 по 2016 гг успешность проведения ГРП составила 60,%. Отклонения по штукам и дополнительной добыче связано с низкой эффективностью ГРП, сильными темпами падения добычи нефти и обводнением скважин, перераспределением кандидатов на другие месторождения общества.

Ключевые слова: ГРП, операция, успешность, добыча, ГТМ.

UDC 622.276

EFFICIENCY OF THE APPLICATION OF EMISSIONS AT THE SMALLBALYK DEPOSIT

*R.A. Nafikova , L.R. Bayazitova
(Branch of “Ufa State Petroleum Technological University”
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The effectiveness of the Malobalykskoye field development largely depends on the success of geological and technical measures. For the period from 2006 to 2016, the success of the hydraulic fracturing was 60,%. Variations in pieces and additional production are due to low efficiency of hydraulic fracturing, strong rates of decline in oil production and watering of wells, redistribution of candidates for other fields of the company.

Keywords: hydraulic fracturing, operation, success, production, GTM.

Добыча нефти от ГТМ за период 2006-2016 гг составила 60 % (Рис. 1)

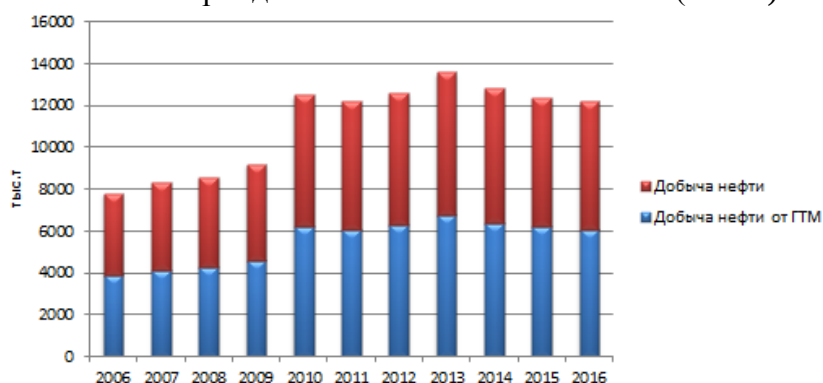


Рис. 1 – Сравнительная динамика по годам общей и дополнительнойот ГТМ добычи нефти

Одним из наиболее эффективных ГТМ является гидроразрыв пласта. За последние десять лет, следует сделать вывод, что в период с 2006 по 2016 гг. проведено 48 операций ГРП, из которых только на 29 скважинах операции ГРП прошли успешно. 60,4% изприрост дополнительной добычи нефти соответствует либо выше планового показателя. Остальные 19 проведенных ГРП неуспешны в связи: с низким пластовым давлением, низкими

фильтрационно емкостными свойствами, неподтверждением характера насыщения, развитием трещины в водонасыщенные пласты, кольматацией призабойной зоны пласта[4,5,6]. Тем не менее Юганскнефтегаз, в случае получения эффекта увеличения нефтеотдачи после гидроразрыва пласта с учетом фильтрационных свойств, выполняет рефрак (повторный ГРП). На рисунке изображена динамика показателей скважины после проведения повторной операции на Ачимовском пласте[7,8,9,10].

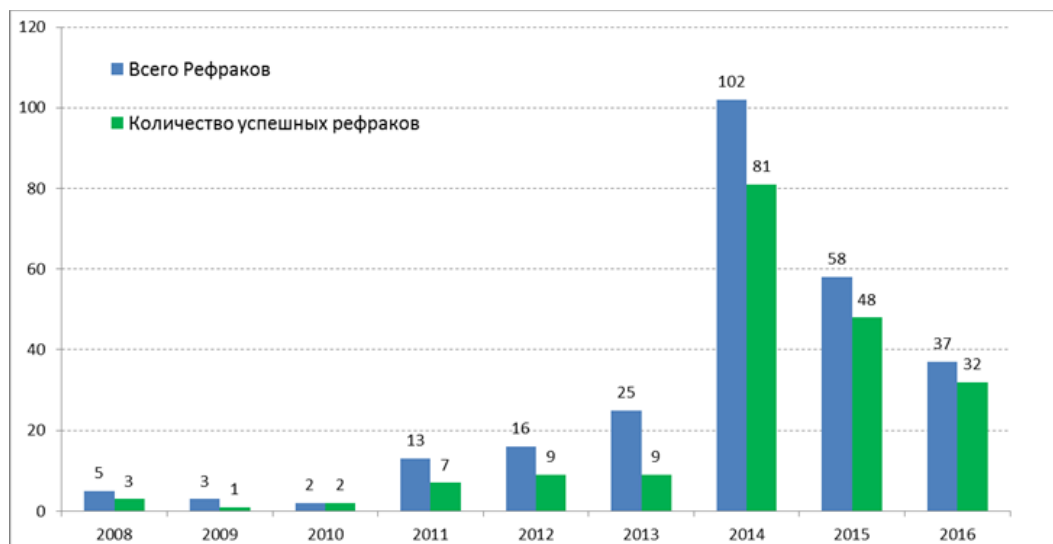


Рис. 2 – Анализ проведенных рефраков на АЧ₁₋₃

В период с 2008 по 2016 гг. на объекте АЧ₁₋₃ на 261 скважинах проведены повторные ГРП (рефраки), из них 192 операции прошли успешно, что составляет 74% от всех рефраков. Безуспешность остальных рефраков объясняется следующим образом: в 45 скважинах были неверные исходные данные для дизайна; в 24 скважинах не достигнуто достаточного давления для разрыва[11, 12, 13,]. Средний прирост нефти составил 17,7 т/сут, средняя обводненность – 58 %[14,15].

Гидравлический разрыв пласта остаётся на вершине востребованных методов применения геолого-технических мероприятий, так как именно ГРП эффективно прорабатывает призабойную зону пласта от кольматации[16,17]. Данная операция которая может существенно не только повысить приток интенсификации нефти несмотря на состояние эксплуатационного фонда с характерной изношенностью, но и снизить затраты на бурение новых скважин и их эксплуатацию[18].

Список использованных источников

1. Габзалилова А.Х., Янтурин Р.А., Хузина Л.Б. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 5. С. 4-8.
2. Янтурин Р.А., Габзалилова А.Х., Янтурин А.Ш. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 2. С. 28-31.
3. Гарифуллина З.А., Дихтярь Т.Д., Степанова Р.Р. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями. Международное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. 2014. № 1 (12). С. 127-133.
4. Хламушкин И.К., Гарифуллина З.А., Габзалилова А.Х., Хуснутдинова Р.Р. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по

интенсификации. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 1 (95). С. 21-25

5. Kuleshova,

L.S.

On the aspect of application of liquid thermal insulation for preventing wellhead equipment from freezing [Text] / L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova, R.R. Kadyrov // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 260-264.

6. Kuleshova, L.S. The investigation of non-stationary water-flood using statistical approaches [Text] / L.S. Kuleshova, I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov // European Science and Technology: materials digest of the international research and practice conference / a team of authors. – Wiesbaden: Bildungszentrum Roden, 2012. – Vol. I. – P. 182-186.

7. Fattakhov, I.G. The method of wellhead thermal insulation in injection wells [Electronic resources] / I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, L.S. Kuleshova // Electronic scientific journal “Oil and Gas Business”. – 2012. – № 1. – P. 117-120. – Access mode: <http://www.ogbus.ru>.

8. Фаттахов, И.Г. Методы теплоизоляции устья нагнетательных скважин [Электронный ресурс] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 112-116. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

9. Фаттахов, И.Г. Вопрос макрорегулирования ограничения добычи воды на примере циклического заводнения [Текст] / И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова, И.Ф. Фарухшин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 3. – С. 28-30.

10. Кадыров, Р.Р. Применение электропрогрева для предупреждения замерзания устья нагнетательных скважин [Текст] / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 4. – С. 32-35.

11. Кулешова, Л.С. Исследование модели установки по предупреждению замерзания нагнетательных скважин путем передачи тепла грунта из зоны ниже границ примерзания [Текст] / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов // Достижения и перспективы естественных и технических наук: сборник материалов I Международной научно-практической конференции / ред. кол. И.Б. Красина [и др.]. – Ставрополь: Центр научного знания «Логос», 2012. – С. 210-213.

12. Кулешова, Л.С. Перспективы использования достижений в области нанотехнологий в нефтегазовой отрасли народного хозяйства / Л.С. Кулешова, И.И. Галлямов // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 3. – С. 187-191.

13. Пат. № 2408780 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Способ изоляции вод и интенсификации притока нефти в карбонатных пластах [Электронный ресурс] / Кадыров Р.Р., Калмыков В.П., Кормишин Е.Г., Кулешова Л.С., Сахапова А.К., Фаттахов И.Г.; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – заявл. 16.02.10; опубл. 10.01.2011, Бюл. № 1. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_R

14. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.

15. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.

16. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // 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. 96-100.

17. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Ф. Габсабиров

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, магистрант)

И.М. Бакиров

(ТатНИПИнефть, Заместитель директора по научной работе в области разработки нефтяных месторождений и развития информационных технологий, д.т.н)

Аннотация. В данной статье рассматривается метод поддержания пластового давления на кизеловском горизонте Бавлинского месторождения путем внутриконтурной площадной системой заводнения пластовой водой. При этом методе воду нагнетают в нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности.

Ключевые слова: заводнение, призабойная зона, водонасыщение, внутриконтурная система заводнения.

UDC 622.276

EFFICIENCY OF FILLING OF BAVLINSKY DEPOSIT

I.F. Gabsabirov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU, graduate student)

I.M. Bakirov

(TatNIPIneft, Deputy Director for Research in the Field of Oil Field Development and Information Technology Development, DR-ING)

Abstract. In this article, a method is considered for maintaining reservoir pressure on the Kizelov horizon of the Bavlinsky deposit by means of an in-line area flooding system with formation water. In this method, water is injected into injection wells located within the oil-bearing contour.

Keywords: waterflooding, bottomhole zone, water saturation, in-circuit flooding system.

Промысловая и опытно промышленная эксплуатация карбонатных отложений нижнего карбона месторождений Татарстана показывает, что в результате отбора продукции из залежи, в последней снижается пластовое давление. Это, в свою очередь, влечет за собой уменьшение дебитов скважин, вначале постепенное, а затем значительное. Установлено, что фильтрационно-емкостные свойства коллектора в районе добывающих скважин резко изменяется при определенном критическом давлении[3].

При снижении пластового давления ниже критического, в коллекторе от призабойной зоны вглубь залежи начинают происходить смыкания трещин, тем самым кратно уменьшая дебит скважин, а то и полностью прекращая приток.

Ухудшение трещинной проницаемости имеет негативные последствия. Как правило, этот процесс необратимый. Возникает необходимость восстановить или создать искусственно сеть трещин, обеспечивающих равномерный приток[4,5,6].

Для поддержания пластового давления на кизеловском горизонте Бавлинского месторождения проектом предлагается внутриконтурная площадная система заводнения пластовой водой. При этом методе воду нагнетают в нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Проектом предлагается равномерно расположить кусты, с которых первой бурится вертикальная водозаборная скважина до водонасыщенных девонских отложений. Затем бурятся 4 наклонно-направленные нагнетательные скважины, которые осваиваются и вводятся под закачку с опережением отбора. Бурение водозаборных и нагнетательных скважин с одного куста позволяет сократить расходы на магистральные водоводы высокого давления и перекачивать воду без ее охлаждения, т.е. использовать преимущества изотермического заводнения. Закачка пластовой воды, как вытесняющего агента, должна быть чередующейся[2,6].

Компенсация отбора закачкой составляет 81%.

Закачку воды необходимо производить по колонне НКТ, имеющей защитное покрытие, а межтрубное пространство заполнять нейтральной жидкостью. Нефтепромысловое оборудование рекомендуется выполнять в антикоррозионном исполнении.

Закачка воды по кизеловскому горизонту ведется с 1985 года. До 1985 года производилась в районе единичных скважин, поэтому процессом заводнения горизонт был охвачен очень слабо. За весь период разработки закачано 8116,59 тыс.м³ воды.

На 1.01.2017 года количество нагнетательных скважин составило 61 шт. Средняя приемистость одной скважины составляет 45,78 м³/сут.

На устье нагнетательных скважин поддерживается давление порядка 6,0-7,0 МПа.

Как показывает анализ графика разработки кизеловского горизонта Бавлинского месторождения за период с 2010 г. по 2017 г., максимальный объем закачки наблюдается в 2017 году и составляет 575,59 тыс.м³, минимальный объем закачки наблюдается в 2014 году и составляет 161,108 тыс.м³. Большие объемы закачки связаны с необходимостью поддержания пластового давления и вводом в разработку новых нагнетательных скважин и, тем самым, ростом фонда нагнетательных скважин, а также совершенствованием системы разработки.

Список использованных источников

1. Владимиров, И.В. Применение нестационарного заводнения в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова / Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»; Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 50-52.

2. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти [Текст] / 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. Гомзиков, В.К. Исследование влияния основных геологических и технологических факторов на конечную нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме [Текст] / В.К. Гомзиков, Н.А. Молотова, А.А. Румянцева // ВНИИ: труды. – М., 1976. – Вып. 58. – С. 16-30.

4. Ефремов, Е.П. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов [Текст] / Е.П. Ефремов, А.Н. Янин, Э.М. Халимов // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 8. – С. 32-37. 3. Иванова, М.М. Динамика добычи нефти из залежей [Текст] / М.М. Иванова. – М.: Недра, 1976.

5. Крейг, Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении [Текст]: пер. с англ. / Ф. Крейг. – М.: Недра, 1974.

6. Методы повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Ф. Свещев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 10. – С. 29-31. 6. Борисов, Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности [Текст] / Ю.П. Борисов, В.В. Воинов, З.К. Рябинина. – М.: Недра, 1976.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПГДА-М С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Гаврилов Д.И., Хромых Л.Н.

(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет»)

Аннотация. В данной статье рассматриваем применение метода ПГДА-М с целью увеличения нефтеотдачи, его устройство и сущность. Выделяем область применения, преимущества генератора перед другими МУН. Анализируем экономическую эффективность, указываем рекомендации к применению. В конце делаем выводы по проделанной работе.

Ключевые слова: программируемый генератор давления акустический - многорежимный, нефтеотдача.

UDC 622.276

APPLICATION OF PGDA-M WITH PURPOSE OF INCREASE OF OIL-RELEASE

Gavrilov D.I., Khromykh L. N.

(Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Samara State Technical University")

Abstract. In this article, we consider the application of the PGDA-M method to increase oil recovery, its structure and essence. We distinguish the field of application, the advantages of the generator in front of other EOR. We analyze the economic efficiency, indicate recommendations for use. In the end, we draw conclusions on the work done.

Keywords: programmable acoustic pressure generator - multi-mode, oil recovery.

ПГДА-М является самым мощным генератором в России, имеющим наибольшую массу топлива до 126 кг. Заряды состоят из баллистического топлива, которое не детонирует от ударов, не деформируется даже при нагреве до температуры + 90 °С. ПГДА-М предназначен для применения в глубинах до 5000 метров.

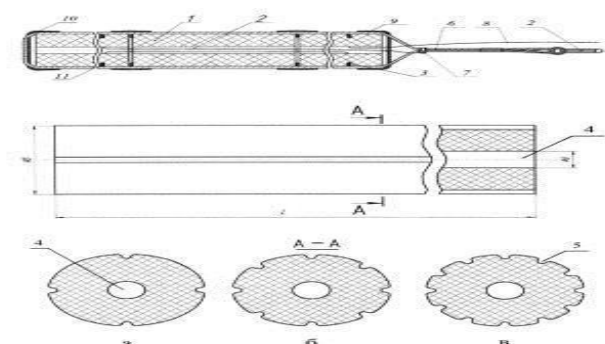


Рис. 1. Устройство ПГДА-М

Устройство спускается в скважину на геофизическом кабеле 2 и состоит из зарядов 1, выполненных в виде отдельных шашек с центральным каналом 4, соединенных между

крышкой 9 и поддоном 10 с тросом 6. На наружной боковой поверхности зарядов 1 выполнены взаимно перпендикулярно продольные пазы 5, при их количестве кратном четырем (кратность увеличивает площадь горения – оптимально 4 паза – увеличение на 10%) . Позицией 7 на показан хомут/зажим для гибкого элемента.

В процессе сгорания зарядов ЗПГДА-М возникает быстрый, временной фронт роста давления. При горении там жидкость под давлением образующихся газов вытесняется в пласт, расширяет естественные трещины, поровые каналы и создает новые трещины. Остаточный продукт горения генератора – азот в свободном состоянии, это обеспечивает экологическую безопасность применяемого метода.

Максимальная протяженность остаточной трещины при сжигании 100 кг топлива в течение 5 с составляет 15—18 м при ее раскрытии у стенки скважины 5—7 м. При горении одного твердотопливного заряда ЗПГДА-М в полости его канала образуются акустические (тангенциальные) волны с частотой ~ 4...20 кГц и амплитудой ~ 0,3...1 МПа с выделением энергии до 1500 кДж.

Условие образования микротрещин выражается формулой:

$$\frac{P_c - P_{пл}}{P_{бг}} >> \frac{E_2/E_1}{\left(\frac{E_2}{E_1}\right) - 1} \quad (1)$$

P_c - скважинное давление

$P_{пл}$ - пластовое давление

$P_{бг}$ - боковое горное давление

E_1 и E_2 -модули Юнга горных пород соответственно при нагрузке и разгрузке.

Существуют критерии подбора скважин кандидатов, на которых может применяться данный метод.

№	Критерии	Показатели
1	Тип скважин	Без ограничений
2	Несоответствие между потенциальной возможностью пласта и фактическими показателями работы скважины	Предпочтительно при снижении дебита на 30% и более. Наличие скин-эффекта в ПЗП., определенный по ГДИС.
3	Литологический состав пласта	Терригенный, карбонатный
4	Эффективная толщина нерасчлененного пласта	≥ 0,5 м
5	КИН по пласту от начального (проектного)	Предпочтительно не более 70%
6	Проницаемость пласта	Более 1мД
7	Максимальная температура на забое	+ 90 °С (до +120 °С при ограниченном времени нахождения)
8	Глубина залегания пласта	0,2...5 км
9	Пластовое давление в скважине по отношению к начальному	Желательно не менее 50 % и не ниже давления насыщения
10	Толщина экранов, отделяющих обрабатываемый пласт от водо- и газо-насыщенных пластов	предпочтительно не менее 5 м
11	Обводненность продукции	До 80%
12	Состояние эксплуатационной колонны	Отсутствие деформаций, смещения и других нарушений
13	Шаблонирование эксплуатационной колонны	D - не менее 118 мм
14	Интервал удовлетворительного сцепления цементного кольца с эксплуатационной колонной	5-10 м от перфорации
15	Наличие заколонных перетоков в скважине	Исключается
16	Плотность перфорации	Не менее 13 отв./м, предпочтительно более 30 отв/м
17	Максимальный угол наклона скважины	Не более 50°

Рис. 2. Критерии подбора скважин

Рекомендации по данному методу:

- наилучшие результаты – для известняков и доломитов;
- обработке следует подвергать участки пласта с большой пористостью и трещиноватостью, меньшей глинистостью, ухудшенной проницаемостью;

- суммарная плотность перфорации должна быть в пределах 30-40 отв/м;
- перед обработкой скважина должна быть промыта, очищена промыта, заполнена нефтью или водой, обработанной ПАВ;
- через 15-20 сут произвести обработку ПАВом, соляной кислотой или ее азрированным раствором.

При обработке призабойной зоны пласта генераторами ПГДА-М, воздействие определяется следующими факторами:

- механический - приводит к образованию микротрещин;
- тепловой - ведет к расплавлению АСПО;
- акустический – увеличивает проницаемости удаленных зон пласта;
- вибрационный - приводит к изменению фильтрационных характеристик;

В конечном итоге образуется разветвленная система микротрещин. Снижается степень неоднородности пласта, происходит рост (или восстановление) дебита скважины. В случаях с нагнетательным фондом, увеличивается приемистость скважин.

Преимущества данного метода представлены на картинке ниже:

Общая	Преимущество перед СКО	Преимущество перед другими генераторами
Увеличение добычи нефти на старом и новом фонде скважин	Имеется возможность выбора интервала воздействия	Возгорание происходит одновременно сверху и снизу
Продолжительность эффекта более 180 сут	Уменьшение резкого обводнения в случае наличия близрасположенного конуса воды	
Снижение затрат на КРС	Выравнивание неоднородности по проницаемости	Нет смещения генератора относительно интервала перфорации
Снятие скин-эффекта от воздействия бурового раствора при вводе новых сважин	Перераспределение профиля притока	
	Отсутствие продуктов реакции	
	Время проведения работ на скважине меньше	

Рис. 3. Преимущества метода ПГДА-М.

По технико-экономической эффективности можно судить по анализу восьми скважин компании «Оренбургнефть»:

После проведения работ стоит отметить, что средний прирост дебита равен 11,4 т/сут, а доп. добыча – 3 тыс. тонн.

По экономической эффективности: полученная прибыль 8 скважин будет равна 153 млн руб, при начальных инвестициях в 26 млн. руб, то есть прибыль от проекта порядка 600%

Вероятность что чистый доход проекта будет равен 0 – всего 7 %, а срок окупаемости вложений – меньше года.

Итогом ко всей работе может служить следующее: Применение ПГДА-М ведет к:

- реанимации старых и малодебитных скважин
- повышению нефтеотдачи на вводимых в эксплуатацию новых пластов и месторождений
- становится низкой себестоимость обработок скважин при достаточно длительном эффекте;
- данную технологию можно использовать и для различного состава пород, глубин, температур.

Список использованных источников

1. А. Г. Петрушин ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ: учебное пособие /А. Г. Петрушин; ФГБОУ ВПО «Урал. гос. горный ун-т». – Екатеринбург: Изд-во

УГТУ, 2015. – 222 с. с. 132-136.

2. В.В. Попов, Учебное пособие Прострелочно-взрывные работы в скважинах / В.В. Попов; М-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск:

ЮРГТУ, 2006. - 212 с. с. 107-114.

3. <http://sgk-region.ru/ru/>

4. <http://www.fkpppz.ru/production/pgda-for-oil>

5. <https://www.youtube.com/watch?v=eSUHk-s85vU>

УДК 622.276

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ КОНСТРУКЦИИ С ЖИДКОСТЬЮ

Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Аннотация. Обсуждается современное состояние взаимодействия конструкции с жидкостью транспортируемой по ней. Показано, что результаты технической диагностики могут быть использованы как априорная информация для более глубокой оценки технического состояния такого объекта.

Ключевые слова: динамические взаимодействия, концентрация напряжений, дополнительное намагничивание ферромагнитного материала.

UDC 622.276

CO-OPERATION DESIGN WITH LIQUID

Gallyamov I. I., L.F. Yusupova

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. Discussed modern state interaction construction with liquid which transported on her. Demonstrate that technical diagnostics results may be as a priori information for more deep estimation technical state this object.

Keywords: dynamical interaction, strains concentration, additional magnetization of ferromagnetic material.

Исследование динамического взаимодействия конструкции с жидкостью сводится обычно к исследованию уравнений движения жидкости и деформируемого твердого тела с соответствующими граничными и начальными условиями. Как отмечается в литературе [1] в общем случае решение такой системы уравнений связано со значительными математическими трудностями и с практической точки зрения вряд ли целесообразно. Поэтому обширные классы задач, в частности, изучение колебаний конструкций, взаимодействующих с жидкостью, часто сводят к исследованию прочности и надежности конструкции, не рассматривая влияние конструкции на характеристики потока и пренебрегая обратной связью - влиянием динамики потока на колебания конструкции. Знание последнего могло бы быть полезным в технической диагностике сосудов, трубопроводов, систем технического водоснабжения.

Наиболее распространенной системой исходных допущений, принимаемой при решении задач гидроупругости является:

1) рассматриваются малые колебания системы инструкция-жидкость, в связи с чем используются линеаризованные уравнения механики жидкости и колебаний конструкций;

2) жидкость считалась идеальной, часто несжимаемой, поверхностные волны при определении гидродинамического давления (и присоединенных масс жидкости) не учитываются;

3) при определении давления воды на массивные и жесткие сооружения последние рассматриваются как недеформируемые (с учетом последовательности оснований, опорных закреплений и т.п.);

при исследовании колебаний упругих конструкций часто принимается гипотеза об идентичности собственных форм в пустоте и в жидкости, что сводит задачу гидроупругости к существенно более простой задаче гидродинамики;

4) конструкции обычно рассматриваются в рамках каких-либо приближенных одномерных или двумерных моделей (стержни, пластины, оболочки).

Колебания осциллятора в пустоте описываются уравнением [1, 2]:

$$m\ddot{y} + ry = -m\ddot{Y}_0. \quad (1)$$

При взаимодействии с жидкостью уравнение (1) принимает вид

$$m\ddot{y} + ry = -m\ddot{Y}_0 + P_0 + P_e \quad (2)$$

где P_0 , P_e - величины гидродинамического давления, связанные с движением (основания Y_0 и упругим смещением соответственно, которые при учете только инерционной составляющей давления приобретают вид

$$P_0 = -\mu_0\ddot{Y}_0; \quad P_e = -\mu_0\ddot{y}, \quad (3)$$

где μ_0 - присоединенная масса жидкости.

С учетом (3) уравнение приобретает вид

$$(m + \mu_0)\ddot{y} + ry = -(m + \mu_0)\ddot{Y}_0. \quad (4)$$

Частота собственных колебаний системы равна

$$\tilde{\omega}_0 = \left(\frac{r}{m + \mu_0} \right)^{\frac{1}{2}} = \omega_0 \left(1 + \frac{\mu_0}{m} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (5)$$

где $\omega_0 = \left(\frac{r}{m} \right)^{\frac{1}{2}}.$

Решение уравнения имеет вид

$$y(t) = -\frac{1}{\tilde{\omega}_0} \int_0^t \ddot{Y}_0(\tau) \sin \tilde{\omega}_0(t - \tau) d\tau, \quad (6)$$

$$\frac{dy(t)}{d\tau} = -\frac{1}{\omega_0} \ddot{Y}_0(\tau) \sin \tilde{\omega}_0(t - \tau), \quad (7)$$

$$\ddot{Y}_0(\tau) = \frac{\tilde{\omega}_0}{\sin \tilde{\omega}_0(t - \tau)} \cdot \frac{1}{\frac{dy(t)}{d\tau}}, \quad (8)$$

смысл величины $\ddot{Y}_0(\tau)$ - ускорение, с которым вибрирует основание, оно может быть измерено. Эта величина есть не что иное как виброускорение основания;

$\frac{dy(t)}{d\tau}$ - виброскорость основания.

Для рассматриваемой конструкции в случае малых колебаний эта величина-константа. Следовательно,

$$\ddot{Y}_0(\tau) \approx \frac{\tilde{\omega}_0}{\sin \tilde{\omega}_0(t-\tau)} = \frac{\omega_0 \left(1 + \frac{\mu_0}{m}\right)^{\frac{1}{2}}}{\sin \left[\omega_0 \left(1 + \frac{\mu_0}{m}\right)^{\frac{1}{2}} (t-\tau) \right]}. \quad (9)$$

Таким образом, решение задачи, обратной (6) позволяет оценить действие сторонних источников на основание конструкции.

Взаимодействие конструкции с жидкостью приводит к дополнительным напряжениям. Концентраторами таких напряжений являются дефекты, чаще всего коррозионного происхождения [2]. Для ферромагнитного материала, каковыми являются в частности трубопроводы. Этот процесс сопровождается дополнительным намагничиванием [3-5], исследование которого позволяет определить критические дефекты. Превентивные мероприятия осуществленные по результатам такого обследования дают возможность обеспечить надежную эксплуатацию в частности внутрипромысловых трубопроводов. Таковы современные тенденции в неразрушающем контроле трубопроводов и оборудования.

Список использованных источников

1. Галлямов И.И. Повышение надежности нефтепромыслового оборудования на стадии эксплуатации. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 206 с.
2. Галлямов И.И. Теоретические основы и некоторые приложения механики сплошных электромагнитных сред: монография / И.И. Галлямов, Л.Ф. Юсупова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 128 с.
3. Валеев М.Х., Лаптев А.А., Галлямов И.И., Галлямов А.И., Надыршин Р.Ф. Способ обнаружения дефектов внутрипромысловых трубопроводов. Патент на изобретение RUS 2301941 12.01.2006.
4. Галлямов И.И., Гимазетдинова Н.В., Савочкин В.И. Намагничивание металла трубы полосовым постоянным магнитом // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №12. – С.49-51.
5. Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф. Нелинейное намагничивание упругого ферромагнетика // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - № 4. - С. 43-46.

УДК 622.79.72

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ИНГИБИТОРА ИНСАН

И.Д. Ганиева, Р.А. Майский

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В статье исследованы экологические проблемы влияния нефтяной промышленности, вред окружающей среде при закачке химических реагентов. Рассмотрены основные пути уменьшения её пагубного воздействия.

Ключевые слова: Окружающая среда, экологическая проблема, ингибитор, солеотложение, реагент.

UDC 622.79.72

INCREASING OF ENVIRONMENTAL SAFETY IN USING INHIBITOR INSAN

I.D. Ganieva, R.A. Maiski

Abstract. There are environmental problems of oil industry influence, environmental damage in injection chemical reagents researched in the article. The main ways of reducing its harmful effects are considered.

Keywords: Environment, ecological problem, inhibitor, scaling, reagent.

Из-за высокой лабильности нефти и газа нефтяная промышленность отрицательно влияет на окружающую природную среду. Хотя на сегодняшний день многие нефтяные месторождения России находятся в частной собственности, а объем добычи нефти снизился по причине истощения основных разрабатываемых месторождений, экологические проблемы не теряют своей актуальности.

В ПАО «НК «Роснефть» на 10 лет утверждена Программа повышения экологической эффективности. Программа содержит регламенты по основным организационно-техническим мероприятиям, осуществление которых направлено на достижение поставленных целей в области обеспечения экологической безопасности [3].

В Компании успешно функционирует интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, соответствующая требованиям международных стандартов, устанавливающих требования к системам экологического менеджмента и регламентирующих требования к функционированию систем менеджмента охраны труда и производственной безопасности. Эта система является частью системы управления Компании и включает добровольное страхование ответственности за причинение вреда окружающей среде [8,9].

В целях охраны окружающей среды нефтяные компании проводят различные мероприятия: методом закачки в пласт утилизируют в поглощающие горизонты недр отходы бурения; выполняют мероприятия по искусственному воспроизводству водных биоресурсов для возмещения ущерба водным биологическим ресурсам, проводят производственный экологический контроль и экологический мониторинг лицензионных участков; снижают объемы водопотребления и водоотведения, снижают сброс загрязняющих веществ в водные объекты, для обеспечения комплексной экологической безопасности деятельности предприятий осуществляется рекультивация нарушенных земель, шламовых амбаров по договорам с заказчиками бурения и обращение с отходами согласно видам и классам опасности – заключаются договоры со специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии [3,4].

Солеотложения – это образования солей, способствующие закупорке каналов перфорации, колонн НКТ, поверхности оборудования, что ведет к засорению скважины, сокращению притока пластового флюида; все это - убытки в виде потерянной продукции. Также соли образуются в порах призабойной зоны пласта, поэтому снижается их пористость и проницаемость [1].

Принятие мер предупреждения образования солей – самый эффективный метод борьбы с ними. Сегодня разрабатываются и применяются способы предупреждения солеотложений, которые можно разделить на две группы: безреагентные и химические. Технологичным и эффективным способом является закачка в скважины ингибиторов - специальных химических реагентов.

Во время проведения закачки ингибитора ИНСАН используются химические реагенты, попадание которых в окружающую среду приносит ей значительный вред. Такими реагентами являются – метанол, моноэтаноламин, использование которых особенно влияет на почву, атмосферу и водную среду. По степени воздействия на живые организмы эти вещества относятся к 3, 2 классу опасности соответственно. Исходя из концентрации, наиболее вреден раствор метанола. Его ПДК составляет 1 мг/м³ воздуха, 3 мг/л воды. ПДК метанола в почве не разработана, поэтому должен проводиться пересчет по водной вытяжке

из почвы данных (в мг/кг почвы) на содержание в почвенном растворе (в мг/л раствора). Содержание метанола в почвенном растворе (мг/л) рекомендуется сравнивать с санитарной нормой для водоемов [10].

На нефтепромысловых объектах, где применяется ингибитор, должны быть обеспечены следующие мероприятия по профилактике состояния воды: полный возврат промывочных сточных вод в нефтяные пласты, герметичность системы сбора и подготовки нефти; оснащение скважин устройствами, которые предотвращают излив воды из пласта в случае разрыва напорного водовода; обследование нефтяных скважин, мест разгрузки, хранения ингибитора с целью локализации разливов растворов; изоляция водоносных горизонтов от продуктивных пластов при проходке и эксплуатации нефтяных горизонтов; организация систематического контроля за содержанием ингибитора в сточных, природных водах, а также в воздухе рабочей зоны путем отбора проб, анализа [2,6,7].

При применении ингибитора необходимо предусматривать: проверку колонн на герметичность эксплуатационных и нагнетательных скважин не реже одного раза в год; использование в системе заводнения нефтяных пластов сточных вод, образовавшихся при промывке тары, в которой поставляется ингибитор; уничтожение отходов (сжигание) на специально подготовленной площадке или в специальных устройствах; запрещение сброса препарата, его растворов в водоемы, канализационные системы, на почву [5]. В случае разлива реагента его убирают, посыпая место разлива песком, с последующим удалением в специально отведенное место. После окончания работ закачки реагентов в скважину оборудование и коммуникации следует тщательно промыть водой. При соблюдении требований экологической безопасности, своевременном проведении природоохранных мероприятий на объектах эксплуатации, проектируемые процессы не нанесут ущерба окружающей среде прилегающих к объектам территорий [8,9,10].

Список использованных источников

1. Жолобова Г.Н. Повышение эффективности процесса обессоливания нефти//диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук/ Институт проблем транспорта энергоресурсов. Уфа, 2010
2. Гайсин М.Ш., Ефименко Е.Л. История развития техники сбора нефти // 63-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Сборник материалов конференции. 2012. С. 298.
3. Ефименко Е.Л., Филиппов В.Н., Яиков Д.В. Роль науки и техники в развитии предприятий нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса Башкирии // Российская государственность: тенденции устойчивого развития. История и современность. 2012. С. 81-84.
4. Рябухина М.В., Филиппова А.В., Майский Р.А. Экологический потенциал и депонирование углерода лесными участками Байтуганского нефтяного месторождения Оренбургской области // Вестник Нижневартковского государственного университета. 2017. № 4. С. 105-110.
5. Хамидуллина Г.А., Майский Р.А. Использование геомеханического моделирования при утилизации отходов бурения технологией инъекции // Экологические проблемы нефтедобычи-2015. Материалы V Международной конференции с элементами научной школы для молодежи. 2015. С. 69-72.
6. Гатина Р.И., Майский Р.А. Мероприятия по сокращению водопотребления на объектах нефтегазового комплекса как фактор энергосбережения // Трубопроводный транспорт - 2016. Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. 2016. С. 348-350.
7. Хамидуллина Г.А., Майский Р.А. Применение технологии инъекции при утилизации буровых отходов с учетом геомеханической модели пласта // Вестник молодого ученого УГНТУ. 2016. № 1. С. 10-14.

8. Кузнецова Е.В., Муллаянова Л.И. Инновационные стратегии в нефтяном бизнесе // Менеджмент и маркетинг в различных сферах деятельности. Сборник научных трудов. Под общей редакцией У.Г. Зиннурова. Уфа, 2017. С. 95-97.

9. Кузнецова Е.В., Муллаянова Л.И. Инжиниринг в нефтегазовой отрасли // Менеджмент и маркетинг в различных сферах деятельности. Сборник научных трудов. Под общей редакцией У.Г. Зиннурова. Уфа, 2017. С. 98-100.

10. Латыпова Э.Р., Григорьева Ю.Л., Майский Р.А. Разработка модели для определения оптимальной концентрации метанола при заданных параметрах // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы Международной молодежной научной конференции. Ответственный редактор Ямалетдинова К.Ш.. 2016. С. 247.

УДК 622.276.63

**ИССЛЕДОВАНИЕ БАКТЕРИЦИДНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТА
ЖИДКОФАЗНОГО ОКИСЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Гафаров Ш.А., Урунов С.Е.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. На промыслах для интенсификации работы скважин широкое распространение получили солянокислотные обработки ПЗС. Наряду с соляной кислотой используются и другие кислоты и кислотные составы. К таким кислотным составам относится продукт жидкофазного окисления углеводородного сырья, представляющий собой смесь монокарбоновых кислот и органических растворителей. В статье приводятся результаты исследований по изучению бактерицидных свойств указанного продукта. Отмечается, что продукт жидкофазного окисления углеводородного сырья обладает повышенной бактерицидной активностью.

Ключевые слова: бактерицидный, продукт, интенсификация, сульфат-восстанавливающие бактерии, подавляющая способность

UDC 622.276.63

**INVESTIGATION OF THE BACTERICIDAL PROPERTIES OF THE PRODUCT
OF LOW-PHASE OXIDATION OF HYDROCARBON FEEDSTOCK**

Gafarov S.A., Urunov S.E.

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University»)

Abstract. Hydrochloric acid treatments of bottomhole zones have become widely used in the fields to intensify the performance of wells. Along with hydrochloric acid, other acids and acidic compounds are used. An example of such acid compositions is the liquid-phase oxidation product of hydrocarbon feedstock, which is a mixture of monocarboxylic acids and organic solvents. The article presents the results of studies on the bactericidal properties of this product. It is noted that the liquid-phase oxidation product of hydrocarbon feedstock has an increased bactericidal activity.

Keywords: bactericidal, product, intensification, sulphate-reducing bacteria, suppressive capacity

Известно, что наряду с использованием соляной кислоты в технологиях воздействия на ПЗС применяются и другие виды кислот (сульфаминовая, уксусная, серная) [1,2]; одним из таких нетрадиционных кислотных растворов является продукт жидкофазного окисления углеводородного сырья (далее продукт), состоящий из смеси монокарбоновых кислот (муравьиная, уксусная, пропионовая) и органических растворителей (метилэтилкетон, ацетон, этилацетат) [3]. Плотность проб продукта колеблется в пределах 1012...1020 кг/м³, вязкость

при 20 °С изменяется от 2,04 до 2,84 мПа*с, рН-0,25...1,3. Температура замерзания составляет минус 18...26 °С. Продукт хорошо растворим в воде в любом состоянии.

Процесс получения продукта освоен нефтехимической промышленностью. Он может быть получен на газобензиновом заводе и непосредственно в промысловых условиях: в местах первичной подготовки нефти, газа, конденсата. Сырьем для получения продукта служит широкая фракция попутно добываемого с нефтью газа, а также конденсат газоконденсатных месторождений.

Рассматриваемый продукт имеет ряд преимуществ перед растворами соляной кислоты: скорость нейтрализации продукта значительно ниже скорости нейтрализации 15% раствора HCl с карбонатной породой, растворы продукта (активные и нейтрализованные) на границе с нефтью имеют низкие значения коэффициента поверхностного натяжения, обладают значительно лучшими стабилизирующими свойствами.

С целью установления других полезных возможностей продукта при использовании его в технологиях воздействия на ПЗС были изучены бактерицидные свойства продукта.

Ряд негативных явлений при добыче нефти связаны с действиями сульфат-восстанавливающих бактерий (СВБ). К ним относятся: закупорка призабойной зоны нагнетательных скважин продуктами жизнедеятельности бактерий; интенсивная микробиологическая коррозия нефтепромыслового оборудования; биохимическое разрушение химических реагентов, применяемых для увеличения нефтеотдачи. Кроме того, СВБ ухудшают качество добываемой нефти, затрудняют ее транспортировку и переработку.

Исследования бактерицидных свойств продукта проводили по методике [5]. В опытах использовался продукт с исходной кислотностью 55% массовых, включающий муравьиную кислоту (10%), уксусную (36%), пропионовую (9%) и органические растворители – метилэтилкетон (8%), ацетон (14%), этилацетат (23%) и остальное – вода.

Для сравнения подавляющей способности СВБ продуктом, опыты велись и с использованием бактерицида, широко используемого на промыслах – акролеина. В экспериментах применяли СВБ нагнетательных скважин нефтепромыслов Татарстана.

Результаты опытов по определению степени подавления СВБ указанными реагентами приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительные данные по степени подавления СВБ реагентами

Концентрация реагента в воде, % мас.	Степень подавления СВБ, %	
	Раствором продукта	Раствором акролеина
0,001	89	0
0,0025	90	0
0,0050	100	0
0,01	100	36
0,05	100	63
0,1	100	81

Результаты исследований показали, что смеси монокарбоновых кислот и растворителей обладают повышенной бактерицидной активностью. При этом практически полное подавление сульфат-восстанавливающих бактерий обеспечивается уже при низких концентрациях реагента – 0,005% мас.

Таким образом, растворы реагента могут быть рекомендованы к использованию в нефтедобыче в качестве эффективного средства борьбы с сульфат-восстанавливающими бактериями.

Список использованных источников

1. Амиян, В.А. Основные результаты обрботок скважин сульфаминовой кислотой в объединении Пермнефть [Текст] / В.А. Амиян, В.С. Уголев, В.П. Шавлинов, П.М. Южанинов // Нефтяное хозяйство – 1974, № 3. – С. 55-57
2. Комисаров, А.И. Обработка высокотемпературных карбонатных коллекторов серной кислотой [Текст] / А.И. Комисаров, В.А. Яровой, Р.М. Хачатуров // Повышение эффективности методов воздействия на карбонатные пласты – 1980: сборник научных трудов СевкавННПН нефть. – Грозный: – вып. 32 – С. 12-18
3. Гафаров, Ш.А. Опыт использования монокарбоновых кислот для интенсификации добычи нефти [Текст] / Ш.А. Гафаров, А.В. Лысенков, А.Ш. Гафаров, А.В. Акимкин // Нефтяное хозяйство, № 2 – 2018. – С. 68-71
4. Мухаметшин, М.М. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем на месторождениях сероводородосодержащих нефтей [Текст] / М.М. Мухаметшин, М.К. Рогачев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 127с.
5. Методика оценки защитного слоя реагента, подавляющего микробиологическую коррозию [Текст] / ВНИИСПТнефть Уфа, 1997. – 27с.

УДК 622.276.63

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАННЫХ ВЫВОДА СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ В КАЧЕСТВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Грибенников О.А.

*(Самарский государственный технический университет, старший преподаватель кафедры
ПуЭНУГМ)*

Мельников А. А.

*(Самарский государственный технический университет, студент 4 –ого курса
нефтетехнологического факультета, группы 7)*

Аннотация. В данной работе рассматриваются перспективы определения фильтрационных свойств пласта посредством интерпретации математической модели вывода скважины на режим (ВНР), оборудованной установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Производится сравнение эффективности способов анализа и расчета коллекторских свойств пласта при применении математической модели и при проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Ключевые слова: Вывод скважины на режим, УЭЦН, математическая модель, коллекторские свойства пласта.

UDC 622.276.63

PROSPECTS FOR USING DATA OF BRINGING THE WELL ON TO STABLE PRODUCTION AS WELL TESTING

Gribennikov O. A.

*(Samara State Technical University, senior lector of chair Oil and Gas Field Development
and Operation)*

Melnickov A. A.

*(Samara State Technical University, student 4 courses, Petroleum Engineering Faculty, 7
groups)*

Abstract. In this paper, we consider a prospects of finding filtration characteristics of bench by interpretation of math model of bringing the well on to stable productions, which has a electric – centrifugal pump. Comparison of efficiency way of analysis and calculation filtration characteristics with using math model of bringing the well on to stable productions and using hydrodynamic investigation of well was carried.

Keywords: Bringing the well on to stable productions, electric – centrifugal pump, math model, filtration characteristics of bench.

Нефтяная и газовая промышленности развиваются не так интенсивно, как это происходило в прошлом десятилетии. Причиной этому является заметное изменение структуры запасов нефти и газа и переводом основного фонда скважин на механизированный способ добычи, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных и крупных месторождений, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Не только технологический подход влияет на степень выработки запасов, важную роль играет информация о фильтрационных свойствах пласта. Достижение планируемого увеличения добываемой продукции требует наиболее полного извлечения углеводородного сырья, использования новых технологий по нефтеотдаче пластов и интенсификации добычи нефти, что невозможно без повышения информационного обеспечения проектирования разработки и контроля за ее осуществлением.

Одним из способов получения исходной информации являются гидродинамические исследования скважин и пластов. Отличительной особенностью данных исследований является то, что они отражают непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и дают усредненную информацию по значительной части пласта. Самым распространенным видом исследований скважин, оборудованных УЭЦН, является снятие кривых восстановления давления (КВД) после остановки скважины и их дальнейшая интерпретация [1, 2].

Одним из главных недостатков метода КВД является то, что на период проведения исследования приходится выводить из работы добывающие скважины на длительный срок (обычно на срок до 7-10 суток) и терять при этом в добыче нефти.

В данной работе мы предлагаем рассмотреть такую технологическую операцию, как вывод скважины на режим в качестве средства мониторинга фильтрационных свойств пласта. Как и ГДИС, процесс вывода на режим является гидродинамической задачей, которая заключается в нестационарной работе, как самой скважины, так и пласта. Существуют математические модели [3, 4, 5], описывающие совокупность гидродинамических процессов, которые происходят в скважине при выводе на режим, а также учитывающие совместную работу пласта, скважины и насоса. То есть по данным вывода скважины на режим существует возможность определения коллекторских свойств пласта.

Если рассмотреть конкретные цифры, то существуют значительные перспективы такого подхода. Так по статистическим данным за последние пять лет количество гидродинамических исследований скважин, произведенных добывающей компанией АО «Самаранефтегаз» в ЦДНГ 4 с 2013 по настоящее время, составило порядка 106 исследований (КВД, КВУ), в то же время выводов скважин на режим было порядка 1070 (см. рис.1).

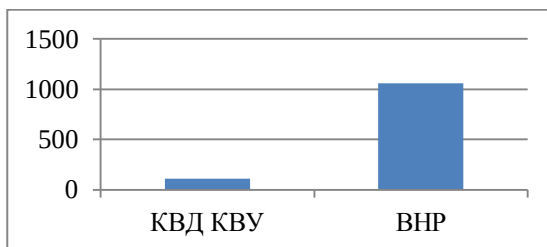


Рис.1 - Диаграмма распределения ГДИС и ВНР за последние пять лет

На рисунке видно невооруженным глазом, что разница в количестве ВНР и ГДИС значительны. Также стоит провести сравнение применения математической модели определения коллекторских свойств пласта при ВНР и ГДИС. Ниже приведена таблица, где представлены преимущества и недостатки сравниваемых методов.

Таблица 1 - Сравнение ГДИС и ВНР

Фактор	ГДИС	ВНР
Проводится на непрерывно работающей скважине	-	-
пластовое давление;	+	+
коэффициент гидропроводности (проницаемости);	+	+
коэффициент пьезопроводности;	+	+
скин-фактор;	+	+
коэффициент продуктивности	+	+
отсутствие создания дополнительных условий для проведения исследования	-	+
Параметры продуктивного пласта для фильтрующихся флюидов	+	-

По данным таблицы 1 видно, что определение коллекторских свойств при ВНР имеют свои достоинства в отсутствии создания дополнительных условий для проведения данного исследования, а именно:

- не применяется дополнительное оборудование для исследования;
- возможность исключить привлечение подрядной организации для производства данного исследования.
- увеличение охвата исследований фонда скважин

Сам процесс исследования имеет достаточно простой алгоритм:

1) Имеется какая-либо карта ВНР;

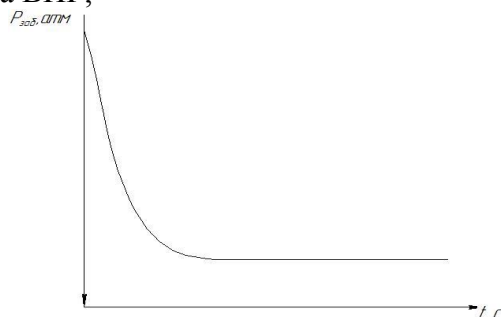


Рис.2 - Изменение забойного давления во время ВНР скважины

2) По данной карты ВНР производим пересчет динамического уровня а забойное давление по формуле 1, затем производим построение графика забойного давления (пример на рис. 2):

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж.г.}} \cdot g \cdot (H_{\text{вдп}} - H_{\text{д}}) \quad (1)$$

Где: $P_{\text{заб}}$ - забойное давление, атм; $\rho_{\text{ж.г.}}$ - плотность жидкости глушения, кг/см³; g - ускорение свободного падения, м/с²; $H_{\text{вдп}}$ - глубина верхних дыр перфорации, м; $H_{\text{д}}$ - динамический уровень, м.

3) Проводится аппроксимация по заданному типу уравнения $P_{\text{заб}}(t)$ методом наименьших квадратов;

4) Анализ полученного, посредством аппроксимации уравнения;

- 5) Определение коллекторских свойств;
 - 6) Перевод полученных результатов на пластовый флюид.
- Заключение

В данной работе был рассмотрен способ определения коллекторских свойств пласта, с использованием данных при таком технологическом процессе как вывод скважины на режим. Был произведен анализ, в результате которого стало ясно, что данный способ определения коллекторских свойств пласта имеет большую перспективу в будущем. Был приведен краткий алгоритм предполагаемой работы в будущем.

Список использованных источников

1. Earlougher, R.C. Jr. Advances in Well Test Analysis.// Monograph Series, Richardson 1977., Texas: SPE, 5.
2. Gringarten, A.C. From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis// SPE Reservoir Evaluation and Engineering 2008,11 (1): 41-62.
3. Баландин Л.Н, Математическая модель процесса вывода на режим скважины, оборудованной УЭЦН/ Баландин Л.Н, Астафьев В.И, Грибенников О.А// SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2014. SPE-171306-RU.
4. Ведерникова Ю.А. Вопросы моделирования взаимного влияния скважин/ Ю.А.Ведерникова, И.Г.Соловьев // Вестник кибернетики.— Тюмень: ИПОС СО РАН, 2004, вып. 3. – С. 156-161.
5. Мальцев Н.В. Прогнозирование изменения параметров работы скважины при выводе на режим // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 8. – С. 72 – 75.

УДК 622.276.63

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН ПЛАСТА А₄ БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

Грибенников О. А.

(Самарский государственный технический университет, ст. преподаватель каф. РиЭНиГМ)

Шумахер М. Ю.

(Самарский государственный технический университет, студент 4 курса, НТФ, 6 группы)

Рудь О. Н.

(Самарский государственный технический университет, студент 4 курса, НТФ, 6 группы)

Аннотация. В данной статье рассмотрены способы оптимизации работы скважины на примере пласта А₄ Бобровского месторождения, находящегося в Оренбургской области. Расчеты проводились по 35 скважинам. Результаты показали, что 20% скважин нуждаются в оптимизации насосного оборудования, так как они работают вне оптимального режима либо на границе оптимальной рабочей области. По 3 скважинам произведен подробный расчет параметров оптимизации.

Ключевые слова: Скважина, эксплуатация, оптимизация, насосное оборудование, напорная характеристика.

UDC 622.276.63

ANALYSIS OF THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP UNITS OF LAYER A₄ "BOBROVSKOE" DEPOSIT "ORENBURGNEFT"

Gribennikov O. A.

(Samara State Technical University, senior lector of chair Oil and Gas Field Development and Operation)

Shumakher M. Yu.

(Samara State Technical University, student 4 course, Petroleum Engineering Department, 6 group)

Rudi O. N.

(Samara State Technical University, student 4 course, Petroleum Engineering Department, 6 group)

Abstract. In this article methods of optimization of oil wells are considered through the example of layer A₄ "Bobrovskoe" deposit, which is situated in the Orenburg region. The calculations were carried out on 35 wells. The results showed that 20% of the wells need the optimization of the pumping equipment as their work is either out of the optimal performance or at the edge of the optimal work area. The detailed calculations of optimization characteristics are carried out on 3 oil wells.

Keywords: Well, exploitation, optimization, pumping equipment, head-capacity curve.

Оптимальной работой характеризуются скважины с коэффициентом подачи 0,75-1,25. Наибольший интерес представляют скважины, коэффициент подачи которых лежит за этими границами. Для первоначальной оценки эффективности работы пласта было построено распределение добывающего фонда скважин по коэффициентам подачи насоса (рис. 1).



Рис.1 - Распределение скважин по коэффициенту подачи насоса

Таким образом, вне оптимального режима работают 7 скважин. Для дальнейшего подробного рассмотрения и оптимизации были выбраны 3 скважины: № 227, № 814, № 2003.

Для того, чтобы определить в каком режиме работает система пласт- скважина, необходимо построить согласованный график напорных характеристик скважины и насоса. Пример графика представлен на рисунке 2. Пересечение напорных характеристик скважины и насоса (точка А) показывает, с каким дебитом и с каким напором будет работать система “пласт – скважина - насос”. Если точка А выходит за рабочую область насоса, то необходимо проводить оптимизацию работы скважины.

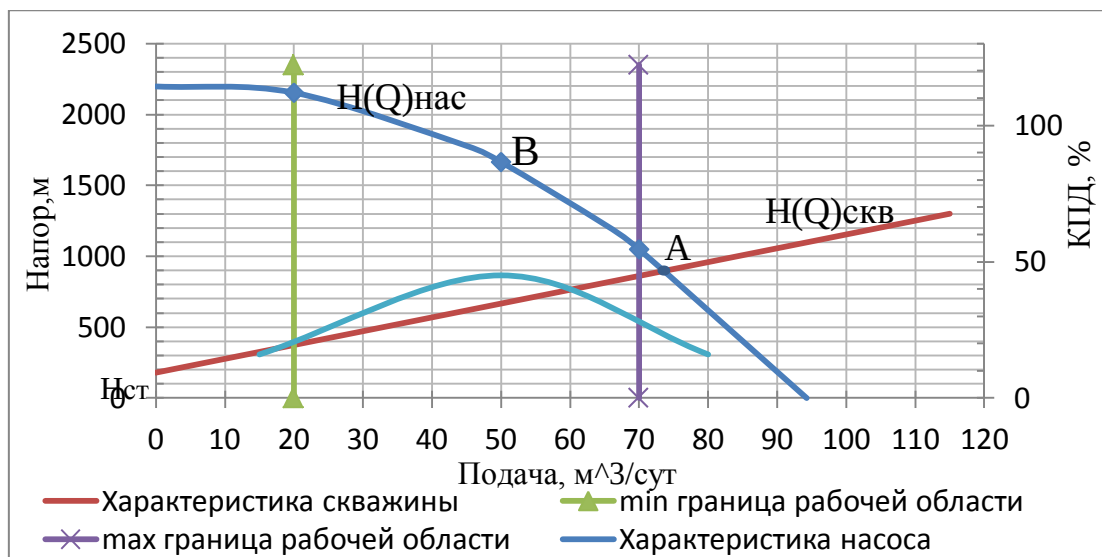


Рис.2 - Согласованный график напорных характеристик скважины и насоса

В процессе длительной эксплуатации высокопроизводительных скважин некоторые параметры пласта, например, пластовое давление в зоне отбора, проницаемость призабойной зоны, обводненность продукции скважины могут существенно изменяться, что приводит к изменению притока (дебита) из пласта в скважину. В связи с этим возникает необходимость регулировать отборы из скважины с целью повышения эффективности работы системы «пласт – скважина – насос». Для изменения производительности УЭЦН применяются следующие методы:

1) Установка штуцера. На выбранном месторождении газовый фактор не велик, поэтому была использована следующая формула для подбора диаметра штуцера:

$$d = \sqrt{\frac{Q}{0,785 \cdot \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta P_{шт.}}}},$$

где Q - расход жидкости, $м^3/с$; $\mu = 0,7 - 0,9$ - коэффициент расхода, зависящий от плотности жидкости; $\Delta P_{шт.}$ - противодавление на штуцере, атм.

2) Изменение частоты питающего напряжения на станции управления УЭЦН. Установить насколько необходимо снизить частоту питающего напряжения для установления оптимального режима работы скважин можно по следующей зависимости:

$$\frac{Q}{Q_t} = \frac{\omega}{\omega_t}, \text{ где}$$

Q и Q_t - необходимая и текущая подача насоса, $м^3/сут$; ω и ω_t - необходимая и текущая частота питающего напряжения.

3) Если ни один из вышеперечисленных методов не является эффективным, то необходимо убрать лишние ступени насоса или сменить насос.

Для построения согласованных напорных характеристик выбранных скважин (№ 227, № 814, № 2003) и их насосов были перестроены напорные характеристики насоса с воды на пластовую жидкость с учётом пересчётных коэффициентов:

$$Q_v = K_{Qv} Q_b; H_v = K_{Hv} H_b; K_{Qv} = \frac{Re_{ц}}{363 + Re_{ц}}; Re_{ц} = \frac{\rho(\omega Q_{в.опт}^2)^{\frac{1}{3}}}{\mu}; K_{Hv} = 1 - 5,15 \sqrt{\frac{Q_b}{Q_{в.опт} Re_{ц}}};$$

где Q_v , H_v , – подача и напор насоса на вязкой жидкости; Q_b , H_b – подача и напор насоса на соответственном режиме водяной характеристики; $Q_{в.опт}$ – подача насоса в $м^3/с$ при работе на воде в оптимальном режиме; ω – угловая частота вращения вала насоса, $1/с$; μ – средняя динамическая вязкость среды в насосе, $Па \cdot с$; ρ – средняя плотность среды в насосе, $кг/м^3$.

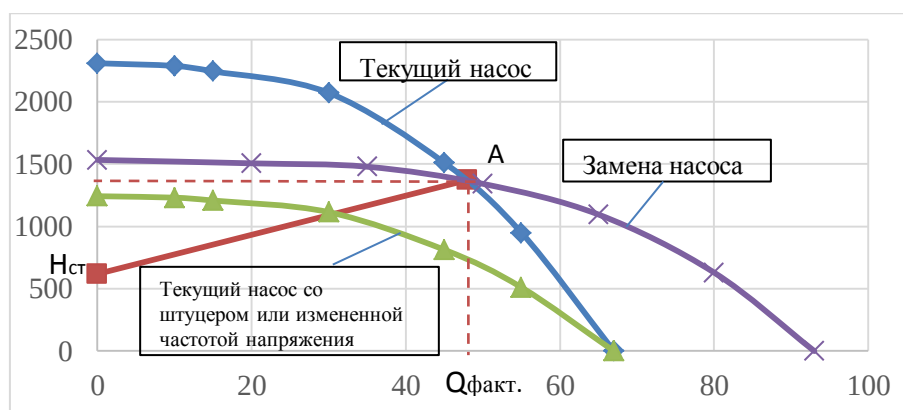


Рис.3 - Согласованные характеристики насоса и скважины №2003 после оптимизации

На скважине № 2003 возможны все 3 способа регулирования. Для оптимизации работы насоса ЭЦНД5-30-2100 необходимо ограничить его напор и подачу установкой штуцера диаметром $d=4,693$ мм или изменить частоту питающего напряжения с 54,5 Гц на 34,0625 Гц. Или оставить такой же дебит у системы с заменой насоса с ЭЦНД5-30-2100 на ЭЦНД5-50-1350. Напорные характеристики с внедрением всех методов представлены на рис. 3.

Закключение

Были произведены расчет оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН, построение согласованных напорных характеристик насоса и скважины с учётом пересчётных коэффициентов с воды на пластовую жидкость. По предварительной оценке все три скважины работали вне оптимального режима, но после пересчета напорных характеристик на пластовую жидкость скважины № 227 и № 814 стали попадать в зону оптимальной работы, однако настолько близко к границе рабочей области, что им также рекомендуется оптимизация. Скважина № 2003 выходит за область рабочей зоны и однозначно требует оптимизации.

Список использованных источников:

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. - М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.- 448 с.
2. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. - 616 с.
3. Гиматулинов Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматулинова/ Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. — М.: Недра, 1983. — 510 с.
5. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами/ - М.:ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. — 448 с.

УДК 622.276.5

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПОЛИМЕР-СИЛИКАТНОГО РЕАГЕНТА «КОМ-С» НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КУМКОЛЬ

А.С. Гумерова

(НПЦ «Комплекс-Ойл», ведущий инженер)

Л.Е. Ленченкова, Р.Н. Якубов, Д.А. Илаш
(ФГБОУ ВПО «Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет»)

Аннотация. В статье обосновывается методика разработки нового полимер-силикатного реагента «Ком-С» и композиции на его основе для внутрискважиной водоизоляции. Предложен механизм образования геля при взаимодействии реагента «Ком-С» с соляной кислотой. Приводятся результаты внедрения состава на двух скважинах месторождения «Кумколь».

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, внутрискважинная водоизоляция, полимерные составы, силикатные составы, реагент «Ком-С».

UDC 622.276.5

**DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF POLYMER-SILICATE «KOM-C»
REAGENT AT KUMKOL FIELD**

A.S. Gumerova

(SPC «Complex-Oil», lead engineer)

L.E. Lenchenkova, R.N. Yakubov, D.A. Ilash

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technical University»)

Abstract. The article explains the methodology for the development of a new polymer-silicate reagent and composition on its basis for in-situ waterproofing. The mechanism of gel formation during the interaction of «Kom-C» reagent with hydrochloric acid is proposed. The results of the implementation of the composition of the two wells at Kumkol.

Keywords: repair and insulating works, in-situ waterproofing, polymeric compositions, silicate composition, «Kom-C» reagent.

Большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся обводненным и малодобитным фондом скважин. Известно, что при достижении обводненности добываемой продукции скважины более 98%, эксплуатация ее становится экономически не целесообразна и часть запасов нефти остаётся не отобранной из пласта. С целью увеличения рентабельности разработки месторождений и довыработки запасов применяется большое множество водоизолирующих составов и реагентов [1,2].

Одной из наиболее изученных и внедряемых технологий для изоляции водопритокков является закачка водорастворимых полимеров на основе акриловых кислот. Особенность акриловых полимеров создает возможность образования закупоривающей массы при взаимодействии с минерализованной водой [3].

На основе гипана разработано большое количество эффективных осадкообразующих композиций, реализация которых ограничено рядом недостатков:

- отсутствие устойчивости в условиях высоких температур (более 70С), так как происходит ускоренное структурирование и осадок имеет вид рыхлого геля, который является не удовлетворительным по структурно-механическим свойствам;

- ограничение применения при малой минерализации пластовых и закачиваемых вод (при концентрации солей менее 160 г/л), что связано с неполной коагуляцией гипана и преждевременной деструкцией образовавшегося осадка;

- вынос осадка реагента из пласта при освоении и эксплуатации скважин из-за не достаточного сцепления осадка с породой;

- повышенная исходная вязкость (300-350мПа*с) и, как следствие, недостаточно высокая проникающая способность;

- невозможность регулирования образования изоляционного экрана во времени;

- высокая стоимость [4-5].

В настоящее время актуальна разработка новых высокоэффективных недорогих реагентов класса гидролизованного акрилонитрила.

Для обоснования нового реагента («Ком-С») предложено использование силиката натрия в качестве компонента при получении водорастворимых акриловых полимеров. Продукт гидролиза полиакрилонитрила (ПАН), содержащий силикаты щелочных металлов, представляет самостоятельный интерес как реагент для водоизоляционных технологий. В этой связи определение основных параметров синтеза водорастворимого акрилового полимера на основе ПАН и характеристик полученных полимерных продуктов являлось целью работы. Гидролиз ПАН силикатом натрия эффективно проходит при следующих условиях: температура не ниже 95С, отношения силиката натрия к ПАН более 15, продолжительность процесса 24 часа.

Соответственно, полученный новый реагент представляет собой сополимер акриламида и акриловой кислоты (акрилата натрия), содержащий силикатную составляющую в виде некоторого количества звеньев имидоэфира кремниевой кислоты.

На основе нового реагента разработана гелеобразующая композиция для ограничения водопритоков и оптимальные концентрации компонентов (реагента «Ком-С» и соляной кислоты). Для получения геля с требуемым временем гелеобразования при диапазоне температур пласта (20-70С) рекомендовано использовать следующие соотношения масс. %: соляной кислоты - 3, Ком-С – 10, вода – остальное [6].

Все полученные гели на основе реагента Ком-С являются устойчивыми к размыву пресной водой и 12 % соляной кислотой. Полное разрушение геля любого состава происходит при взаимодействии с 15%-ным раствором щелочи (NaOH), структура разрушается до прозрачного раствора (золя) уже в процессе перемешивания.

При снижении pH реагента «Ком-С» путем добавления соляной кислоты происходит замещение ионов натрия ПАН на положительно заряженные функциональные группы глобул Si-O-H⁺, что приводит к формированию структурно связанных глобул силиката. Взаимодействие глобул между собой осуществляется не только посредством димеров, которые играют роль связующих мостиков, как в силикатных гелях, но и благодаря образующимся полимерным нитям. Следовательно, наблюдается образование прочного и эластичного геля, армированного полимерными нитями [7]. Схематически это можно представить моделью, приведенной на рисунке 1.

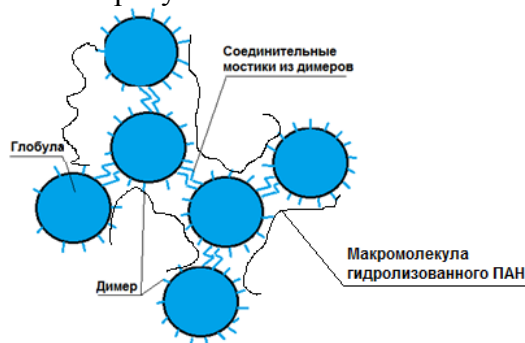


Рис. 1 – Фрагмент макромолекулы полимер-силикатного геля (двумерное изображение)

Областью применения гелеобразующей технологии на основе реагента «Ком-С» являются неоднородные обводненные карбонатные и терригенные коллекторы с температурой до 70С, мощностью не менее 1 м, с проницаемостью 0,03 мкм³ и выше. Скважина должна находиться в техническом состоянии, позволяющем производить операции по изоляции интервалов притока воды или профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

В марте 2015 года композиция на основе реагента «Ком-С» успешно прошла опытно-промышленные испытания на двух скважинах (1296 и 2244) месторождения Кумколь АО «Тургай-Петролеум» Республики Казахстан. Особенностью геологического строения

месторождения Кумколь является послойная и зональная неоднородность по проницаемости. Для регулирования охвата неоднородных пластов и снижения темпов обводнения на месторождении применяется большое количество методов, значительная часть которых основана на использовании различных химических реагентов, таких как цементные растворы на углеводородной основе БТРУО-Микро (ЗАО «Химико-Сервис»), ПДС (ТОО «Ориент-Терра») и АКОР-БН (ООО «Нитпо»). По результатам проведенных РИР выявлена недостаточная эффективность.

Технологические показатели работы по скв. 1296 скв. 2244 при реализации технологии ограничения водопритоков на основе реагента «Ком-С» показали увеличение дебитов по нефти на 2,1-3,1 т/сут и снижение обводненности скважинной продукции на 5-6%.

Проведенные экспериментальные и опытно-промысловые испытания показали, что реагент «Ком-С» при взаимодействии с соляной кислотой образует прочный гель. Это даёт возможность применения нового реагента при малой минерализации пластовых и закачиваемых вод, что отличает его от гипана и расширяет область применения композиций с использованием гидролизованного полиакрилонитрила.

Список использованных источников

1. Петров Н.А. Ограничение притока воды в скважинах / Н.А. Петров, А.В. Коренько, Ф.Н. Янгиров, А.И. Есипенко. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 130 с.
2. Кадыров Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 424 с.
3. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. – М.: Недра, 1999. – 394 с.
4. Рогачёв М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 295 с.
5. Зозуля Г.П. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, М.Г. Гейхман и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – 138с.
6. Колесов С.В. Получение реагента на основе отходов полиакрилонитрила для нефтеотдачи / С.В. Колесов, Е.А. Глухов, А.В. Чезлова, А.С. Козлова, А.А. Чезлова // Химические реактивы, реагенты и процессы малотонажной химии – Реактив. - 2014. - С.217-218.
7. Гумерова А.С. Совершенствование технологии внутрискважиной изоляции силикатно-полимерными составами в условиях неоднородных коллекторов / Гумерова А.С., Ленченкова Л.Е., Чезлов А.А., Чезлова А.А. // Доклады VI Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва. – 2017. – С.87-88.

УДК 622

РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ, ЛИКВИДАЦИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОНЫ

Е.Л. Гусейнова

*(Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в
г. Октябрьском, доцент)*

Э.М. Гусейнов

(ООО «РН-Ванкор», оператор ДНГ)

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы, связанные с проведением ремонтно-восстановительных работ и ликвидацией негерметичности эксплуатационной колонны.

Описываются различные методы РИР. Приводятся недостатки различных методов. Предлагается технология проведения ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны с применением пеноцемента.

Ключевые слова: ремонтно-восстановительные работы, ремонтно-изоляционные работы, ремонтно-изоляционное цементирование, пеноцемент.

UDC 622

REPAIR-RENOVATION WORKS, LIQUIDATION OF THE INHERMATICITY OF THE OPERATING COLUMN

E.L. Guseynova

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate professor)

E.M. Guseynov

(ООО «RN-Vankor», the operator DNG)

Abstract. The article deals with the issues related to repair and restoration works and liquidation of leakage of the production column. Various methods of RIR are described. The shortcomings of various methods are presented. The technology of liquidation of leaks in the production column using foam cements is proposed.

Keywords: repair and restoration works, repair and insulation works, repair and insulation cementing, foam cement.

Большая часть нефтяных месторождений России в настоящее время находится на поздней стадии разработки, поэтому для добываемой продукции характерна высокая и постоянно увеличивающаяся обводненность. Наличие негерметичности эксплуатационной колонны является одной из причин высокой обводненности [1, 2, 3, 6].

Основными причинами возникновения негерметичности эксплуатационных колонн являются: старение фонда скважин; низкое качество первичного цементирования при заключительных работах бурения скважин; коррозионные процессы в местах контакта колонны с водоносными горизонтами; разгерметизация в муфтовых соединениях, особенно в интервалах интенсивного набора кривизны; глушение скважин при давлениях, выше давлений опрессовки; коррозия металла и другие технологические причины. Во время испытания скважины нарушение целостности эксплуатационной колонны перфорацией и разрушение труб при воздействии на них нагрузок, также могут явиться причиной возникновения негерметичности колонны. К негерметичности эксплуатационных колонн может привести проседание уровня земли, что способствует возникновению перетоков пластовых сильно минерализованных вод, нефти и газа в другие горизонты. При этом создаются экологические проблемы, и наносится вред недрам земли [4].

Применение различных технологий с использованием технических средств и тампонажных составов позволяет устранить негерметичность эксплуатационных колонн. Технологии имеют как преимущества, так и недостатки, и применяются в определенной области.

Одним из основных видов капитального ремонта скважин являются ремонтно-восстановительные работы (РВР), позволяющие устранить негерметичность эксплуатационных колонн. РВР включают: ликвидацию негерметичности эксплуатационных колонн и межпластовых перетоков, доподъем цементного кольца за кондуктором или колонной, ликвидацию нефтегазопроявлений между колоннами и кондуктором. Они могут проводиться в нагнетательных скважинах для устранения негерметичности эксплуатационных колонн, в зависимости от различного сочетания уровня цементного кольца за колонной для наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной.

Проблема негерметичности эксплуатационных колонн является актуальной для

Ванкорского месторождения ООО «РН-Ванкор». В подавляющем большинстве случаев, негерметичность характеризуется резким ростом обводненности скважиной продукции (до 100%) и увеличением давления на приеме ЭЦН.

Методы ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) делятся на две категории:

- закачка тампонажных смесей и ремонтно-исправительное цементирование;
- установка отсекающего оборудования (пакер, компоновки, дорн).

Ремонтно-исправительным цементированием является процесс приложения гидравлического давления для задавливания или выжимания цементного раствора в интервал перфорации, канал, трещину, пустоту и отфильтровывания воды из цементного раствора для образования твердеющей массы, которая обеспечивает гидравлическую изоляцию. Существуют различные методы тампонирувания. Выбор метода напрямую зависит от вида нарушения герметичности эксплуатационной колонны. Негерметичность может быть обусловлена наличием сквозных дефектов, характеризующихся значительной приемистостью, а также возникать в резьбовых соединениях, что сопровождается малыми утечками.

Для проведения успешного цементирования необходимо знание следующих параметров: места нахождения негерметичности; приемистости; температуры в районе НЭК, оказывающей влияние на время загустевания цементного раствора.

Негерметичность эксплуатационной колонны, находящаяся выше интервала перфорации продуктивного пласта, может быть установлена с использованием метода термометрии по аномалии перепада температур выше и ниже места нахождения негерметичности. Также негерметичность эксплуатационной колонны может быть определена при помощи дебитомера или расходомера, которым определяется наличие притока в неперфорированных интервалах скважины [4].

Основным способом ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн на Ванкорском месторождении является ремонтно-исправительное цементирование.

Анализируя опыт проведения подобных работ, можно сделать вывод, что не всегда удается обеспечить герметичность колонны после разбуривания цементного моста. Поэтому возникает необходимость проведения повторной закачки цементного раствора для обеспечения догерметизации нарушений колонны.

Для ликвидации негерметичности адаптера хвостовика БГС на скважинах Мишкинского месторождения ОАО «Удмуртнефть» в 2013-2014 была использована двухпакерная компоновка 2ПРОК-СИАГ производства ООО НПФ «Пакер», особенность, которой, состояла в применении пакеров различных диаметров. Применение данной технологии по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны было эффективным, но не гарантировало полной изоляции интервалов-источников обводнения [5].

Также устранение негерметичности эксплуатационной колонны может быть произведено установкой металлического пластыря. В интервалах установки пластыря нередко наблюдается отсутствие цементного кольца, поэтому рекомендуется произвести наращивание цементного кольца через негерметичные отверстия в эксплуатационной колонне. Применение пластырей может использоваться для догерметизации интервалов негерметичности эксплуатационной колонны после проведения цементирования заколонного пространства.

На практике ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны может быть произведена при помощи спуска дополнительной колонны.

Недостатком ремонтно-изоляционных работ является недостаточное воздействие на значительную часть толщины пласта, в скважинах, имеющих в наличии сильно дренированные пласты, поскольку обычные цементные растворы, закачиваемые в скважину, проникают в большинстве случаев в высокопроницаемые прослои или дренажные каналы.

Увеличению зоны проникновения в пласт будет способствовать применение для РИР пеноцементного раствора, который при закачивании его в пласт закупоривает высокопроницаемые прослои. Закупоривание происходит вследствие прилипания пузырьков к поверхности водопроводящих каналов и возникновения при этом начального давления сдвига, поскольку пена является вязко-пластичной упругой системой, которая обладает структурно-механическими свойствами.

Пеноцемент представляет собой смесь цементного раствора, пенообразователя и газа азота. Отличие пеноцементного раствора от обычного состоит в добавлении в него 1-1,5% ПАВ и до 40 м³ воздуха или азота на 1000 кг сухого цемента. Применяются ионогенные (сульфанол, ДС-РАС) и неионогенные (де-сольван, ОП-10 и др.) поверхностно-активные вещества.

К преимуществам данной технологии относятся: низкая плотность (до 0,5 г/см³); высокая прочность; высокая эластичность и устойчивость к циклическим нагрузкам (температура, давление и перфорация); отсутствие большого количества химических добавок; низкая проницаемость; низкая теплопроводность; низкая водоотдача; улучшенная адгезия к породе и колонне; отсутствие свободной воды, образующейся при схватывании цемента. Исключается вероятность образования микрозазоров и трещин в цементном камне, поскольку вспененный цемент эластичнее обычного.

К недостаткам можно отнести: сложность проведения работ; потребность в специальном оборудовании; применение дополнительных мер безопасности из-за использования сжимаемого азота.

Данная технология применялась на месторождениях, разрабатываемых предприятиями ООО «СамараНИПИнефть» и ОАО «Оренбургнефть». Имеется опыт применения за рубежом в Мексиканском заливе, Мексике, Норвегии, Великобритании и на территории США. Производителем является компания Halliburton International GmbH.

Список использованных источников

1. Гусейнова, Е.Л. Технология бурения многоствольных скважин [Текст] / Е.Л. Гусейнова, Э.М. Гусейнов // 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. 1. – С. 239-242.
2. Гусейнова, Е.Л. Применение технологии RAPID при бурении многоствольных скважин [Текст] / Е.Л. Гусейнова, Э.М. Гусейнов // 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. 1. – С. 242-245.
3. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – №2. – С. 14-17.
4. Оценка энергозатрат на вибрационные процессы, происходящие в системе «бурильная колонна-долото-забой» [Текст] / Т.Н. Минивалеев, Х.Н. Ягафарова, Р.Я. Абдюкова, А.Н. Минивалеев, А.Н. Минивалеева, А.А. Мерзляков // 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. 1. – С. 262-265.
5. Негерметичность - эксплуатационная колонна [Электронный ресурс] / URL: <http://www.ngpedia.ru/id182390p1.html> (дата обращения 27.02.2018)
6. Романенко И.А. Текущее состояние и перспективы РИР в ОАО «Удмуртнефть» // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» 2016. № 8 [Электронный ресурс] URL: <http://glavteh.ru/пир-овп-удмуртнефть> / (дата обращения: 27.02.2018).

7. Шангареев, Р.Р. Краткий анализ профессиональных рисков при выполнении спуско-подъемных операций в бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Р.Р.Шангареев, А.Р. Хайдаров // 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. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 201-204.

УДК 622.276.63

**АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.Ю. Гуторов, Т.Ф. Шайхутдинов
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассматриваются особенности проведения обработок призабойной зоны на скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения. Анализируется эффективность применения данных работ. Предлагаются методы, повышающие результативность их применения.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны, кислотная обработка, обводненность нефти, увеличение дебита, нефтяная скважина.

UDC 622.276.63

**ANALYSIS OF CARRYING OUT TECHNOLOGIES FOR TREATMENT OF A
NEAR-WELLBORE ZONE ON THE TEVLINSKO-RUSSKINSKOYE OILFIELD**

A.Yu. Gutorov, T.F. Shaikhutdinov
(Branch of Ufa State Petroleum Technological
University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. Tevlinsko-Russkinskoye oil field bottom-hole formation zone treatment peculiarities are considered in the article. The effectiveness of the application of these works is analyzed. Methods are proposed that increase the effectiveness of their application.

Keywords: bottom-hole formation zone treatment, acid treatment, water cut, production rate enhancement, oil well.

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта относится к одним из основных методов увеличения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин. К главным отличительным характеристикам ОПЗ можно отнести высокую эффективность и доступность на производстве [1].

На Тевлинско-Русскинском месторождении нашли широкое применение ОПЗ на основе химических реагентов-кислот (СКО, КСПЭО, Алдинол-20, Элтинокс), технология воздействия кислотными составами с последующей очисткой ПЗП НПП «Гелий» [2]. Состав Алдинол-20 представляет собой смесь многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ и соляной кислоты. Кислотный состав КСПЭО представляет собой смесь соляной кислоты и модификаторов МК-Р и МК-Н [3]. Модификатор МК-Р представляет собой смесь растворителя и поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 0,9 г/см³ [4]. Модификатор МК-Н представляет собой смесь поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 1,05 г/см³ [5].

За последние пять лет (2009 - 2013 гг.) на Тевлинско-Русскинском месторождении проведено 325 обработок призабойной зоны пласта, в том числе 20 обработок на скважинах неработающего (бездействующего, консервационного) фонда [6]. Дополнительная добыча от ОПЗ составила 239,2 тыс. т, удельная эффективность 736 тонн на 1 скважиную-операцию.

В период 2009-2013 гг. наблюдалось снижение количества обработок, а, начиная с 2012 года, наблюдается резкое увеличение количества ОПЗ: 2009 г. – 70, 2010 г. – 61, 2011 г. – 48, 2012 г. – 63, 2013 – 83. Резкое снижение объема кислотных обработок происходит по причине отказа от технологий КСПЭО и снижение объемов внедрения технологии Гелий [7]. Прекращение применения технологии КСПЭО связано с низкой эффективностью в сравнении с другими технологиями (Алдинол-20 и Гелий) [8]. В период 2012-2013 гг. происходит увеличение обработок апробированной технологией Алдинол-20 [9].

Успешность проведения ОПЗ несколько увеличилась в конце рассматриваемого периода, однако заметно снизилась дополнительная добыча нефти после проведения ОПЗ, как видно из таблицы.

Таблица – Успешность проведения ОПЗ и количество дополнительной добычи нефти на Тевлинско-Русскинском месторождении за период 2009-2013 гг.

Год	Количество скважин, шт.		Дополнительная добыча нефти, тыс.т.	Успешность ОПЗ
	С приростом добычи нефти	Прирост не получен		
2009	54	16	60,3	77%
2010	52	9	53,5	85%
2011	35	13	50,5	73%
2012	39	63	38,7	62%
2013	68	83	33,4	82%

Высокая удельная эффективность в период 2009-2013 гг. обусловлена высоким объемом внедрения технологий Гелий – 54-34 обр./год. В 2012-2013 гг. объем внедрения технологии ограничен в пользу технологии Алдинол-20 (объем ОАЗ технологией Гелий в 2012 г. – 10, в 2013 г. – 15 скв./опер.) [10]. Высокая эффективность технологии Гелий перед остальными – это обязательное освоение скважины после ОПЗ методом свабирования [11].

Основными причинами не достижения эффекта после ОПЗ являются низкие фильтрационно-емкостные свойства пласта, а также низкая компенсация отборов закачкой или слабая гидродинамическая связь с нагнетательной скважиной [12]. В дальнейшем при подборе скважин под ОПЗ необходимо учитывать данный отрицательный факт и на подобных скважинах не проводить мероприятия с кислотными составами [13].

Основными причинами недостижения планового прироста дебита нефти являются:

- недостижение планируемого прироста по жидкости вследствие низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
- низкая компенсация отбора или слабая гидродинамическая связь с нагнетательной скважиной;
- проведение ОПЗ с целью недопущения дальнейшего падения дебитов, для поддержания базового уровня добычи после недавно проведенного ГРП;
- высокая обводненность продукции перед ОПЗ.

Таким образом, необходимо рассмотреть проведение освоения после ОПЗ методом свабирования [14]. Проведение кислотных обработок в добывающих скважинах с обводненной продукцией, как правило, способствует большему увеличению обводнённости скважинной жидкости.

Список использованных источников

1. Геологический отчёт ООО «Лукойл-Западная Сибирь» за 2013 г. [Текст] / ОАО «Лукойл-Западная Сибирь» – Тюмень, 2013. – 310 с.
2. Дополнение к проекту разработки Тевлинско-Русскинского месторождения [Текст] / ОАО «Лукойл-Западная Сибирь» – Тюмень, 2014. – 187 с.

3. Гуторов, А.Ю. К вопросу об эффективности управления разработкой нефтегазовых месторождений на основе интеллектуальных скважинных систем управления [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2017. – № 8. – С. 10-16.
4. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // *Нефтепромысловое дело*. – 2016. – № 7. – С. 17-22.
5. Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // *Каротажник*. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
6. Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // *Каротажник*. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.
7. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2015. – № 1. – С. 35-42.
8. Гуторов, А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // *Нефтепромысловое дело*. – 2014. – № 2. – С. 23-27.
9. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.
10. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Газовая промышленность*. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.
11. Гуторов, А.Ю. Возможности применения термоимплюзионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 4. – С. 8-11.
12. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.
13. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов соляно-кислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтегазовое дело*. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.
14. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаро- воздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 24 с.

УДК 622.279.8

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ АМАНГЕЛЬДЫ**

Дарибаев Ю.А., Мананбаев Б.Ж., Дарибаев Н.Ю.

(Таразский государственный университет им. М.Х. Дулати, кафедра «Нефтегазовое дело»)

Аннотация. В работе представлен анализ гидратообразования на газоконденсатном месторождении Амангельды и мероприятия по предупреждению и борьбе с гидратообразованием в процессе эксплуатации скважин.

Ключевые слова: скважина, метанол, газ, конденсат, добыча, гидратообразование.

UDC 622.279.8

PREVENTION AND SUPPRESSION OF THE HYDRATE FORMATION WHEN OPERATING WELLS AT AMANGELDY

Yu Daribayev.A. B Of Manapbaeva.Zh., Daribaev.Yu

(Tarazov state University. M. Han.Dulat, Department of "Oil and gas business»)

Abstract. The paper presents an analysis of hydrate formation at the gas condensate field of Amangeldy and measures to prevent and combat hydrate formation during the operation of wells.

Keywords: well, methanol, gas, condensate, extraction, hydrate formation.

Мероприятия по борьбе с отложениями гидратов в подземном и наземном оборудовании ведутся по двум направлениям: удаление уже образовавшихся отложений и предотвращение их образования.

От скважин до установки подготовки газа добываемая продукция транспортируется по выкидным линиям. Учитывая большую протяженность линий (до 3.25 км) и наличие свободной влаги, при снижении температуры ниже равновесных температур гидратообразования в выкидных линиях создаются благоприятные условия для образования гидратов.

В качестве исходной информации рассматривались отчеты по авторскому надзору за реализацией проекта разработки месторождения Амангельды и промысловые данные [1,2]. Для защиты промыслового оборудования от выпадения гидратных отложений в зимнее время, при снижении температуры ниже равновесной, вводился ингибитор гидратообразования - метиловый спирт CH_3OH (метанол) впрыскиванием в газовый поток. Состояние работ по предотвращению гидратов проанализировано в хронологическом порядке.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации на блоке входного манифольда в месте подключения скважин 103 и 113 (04.12.2003 г.) отмечено образование гидратов при понижении температуры на устье до 19 °С и 25 °С, соответственно, сопровождающееся повышением давления.

Несмотря на то, что указанные температуры несколько выше равновесных, при движении газа по выкидным линиям происходит дальнейшее снижение температуры и создаются благоприятные условия для гидратообразования. Длина выкидных линий составляет 1750 м для скважины 103 и 3020 м для скважины 113. 2003г. ингибирование не проводилось.

В 2004 г. защита промыслового оборудования от выпадения гидратных отложений на месторождении не проводилась [2]. Тем не менее, для изучения проблемы гидратообразования в подземном оборудовании проанализированы результаты ремонтов скважин (ПРС).

Согласно проведенному анализу выявлено, что осложнений, связанных с образованием гидратов за исследуемый период не обнаружено. Результаты проведенной работы представлены в таблице 2.

Как видно из представленного материала, проблема образования гидратов по выкидным линиям в зимнее время существует. За исследуемый период выявлено 9 случаев их обнаружения. Ликвидация гидратов успешно решается методом снижения давления.

Необходимо отметить, что с 7 октября на скважинах 105, 106 и 111 величина устьевых температур начала снижаться и в среднем в октябре-ноябре составила 12-16 °С. В конце декабря на скважине 105 температура снизилась до 2-6°С, на 106 скважине до 3-6°С и на скважине 111 до 4-6°С.

Таблица 2. Ликвидация гидратных пробок в системе сбора в 2004 г.

№ п/п	№ скв.	Горизонт	Протяжённость шлейфа, м	Q _{газ} , тыс.м ³ /сут	T _{уст} , °C	P _{уст} , МПа	Дата обнаружения гидратов	Описание работ по ликвидации гидратов
1	107	QV1	2950	64,3	27	5,2	13.11.04	продувка шлейфа
2	107		2950	64,8	28	5,1	12.12.04	
3	113		2443	50,1	26	5,1	12.12.04	
4	111		891	7,0	10	5,0	20.12.04	
5	102		3250	39,9	22	5,1	21.12.04	
6	110		1468	27,8	22	5,1	21.12.04	
7	107		2950	65,7	26	5,0	23.12.04	
8	113		2443	50,6	25	5,0	23.12.04	
9	110		1468	28,6	18	5,0	24.12.04	

С целью определения возможности выпадения гидратов на этих скважинах в зимний период времени определена равновесная температура гидратообразования. Согласно проведенному расчету для представленного состава газа и давления температура начала гидратообразования составляет 18,6 °C.

Исходя из величин устьевых температур на низкодебитных скважинах в зимний период времени и равновесной температуры гидратообразования, можно предположить, что выпадение гидратов на устье скважин неизбежно. Во избежание образования гидратов из-за неравномерности подачи метанола, его нормативный расход устанавливают на 10-15 % выше расчетного, что для нашего случая составит 2,9 литров в сутки.

Ввод метанола при дозировке от 20 л/сут до 450 л/сут осуществлялся в выкидные линии всех скважин за исключением высокодебитной скважины 109, на которой температура даже в зимнее время не опускалась ниже 30 °C и низкодебитных скважин 105, 106 и 111. Расчётный нормативный расход метанола для подачи его в поток газоконденсатной смеси низкодебитных скважин составляет 2,9 литров в сутки [3-5].

2009 году с целью определения условий гидратообразования в стволе и на устье скважин, были применены расчетные методы в компьютерной программе HYSIS, позволяющие с достаточной степенью точности прогнозировать образование гидратов в зависимости от изменения термодинамических условий в процессе эксплуатации скважин [6,7].

При выполнении технологических расчетов в стволе и в шлейфах скважин приняты следующие исходные данные: состав газа; полное водонасыщение газа при пластовых условиях; давление на забое скважины - 8,1 МПа; температура пластовая - 60-65 °C; глубина скважины - 2220 м (в среднем); диаметр НКТ - 73 и 60 мм; давление на устье скважины - 5,4-7,3 МПа; температура на устье - 32 °C; протяженность шлейфов - от 2100 м до 3771 м; диаметр шлейфа - 80 и 100 мм.

По результатам расчетов при давлении на забое скважин в 8,1 МПа образование гидратов не прогнозируется, т.к. равновесная температура гидратообразования составляет плюс 18,47°C, что значительно ниже фактической температуры на забое.

При давлении 5,4 МПа, соответствующему давлению на устье скважины, образование гидратов возможно при снижении температуры потока ниже 16,05°C. Таким образом, учитывая, что фактические температуры на устьях скважин по промысловым данным составляют в среднем 23 °C, работа скважин осуществляется в безгидратном режиме.

Для контроля и своевременного применения мероприятий по предупреждению гидратообразования на месторождении Амангельды организован замер устьевого давления и температуры газа, а также температуры по шлейфам скважин на блоке входного манифольда с регистрацией в суточных рапортах. В соответствии с принятыми проектными решениями, где при снижении температуры ниже равновесной для защиты шлейфов от выпадения гидратных отложений в зимнее время необходимо осуществлять ввод ингибитора с удельным расходом 3,8 л (при плотности метанола 0,789) на 1000 м³ газа. Фактический суточный расход ингибитора гидратообразования (метанола) составляет от 20 л до 450 л на каждую скважину. С наступлением холодного периода года гидратообразование происходит на выкидных линиях скважин 101, 102, 103, 106, 107, 113, 114, 122.

В период 2004-2012гг. с целью предупреждения гидратообразования проводились профилактические продувки шлейфов от гидратных образований и скопившейся влаги скважин на факел, пропарки обратного клапана, сброс давления для разгидрачивания.

Проблема гидратообразования для газоконденсатного месторождения Амангельды остается актуальной, особенно в холодный период года. При остановках скважин необходимо продувать шлейфы с целью предотвращения накопления влаги.

С целью предупреждения образования осложнений связанных с отложением гидратов и, учитывая токсичность применяемого метанола, необходимо разработать инструкцию по применению метанола с обоснованием расхода с учетом фактических режимов работы скважин.

Список использованных источников

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Амангельды. Герштанский О.С., Миннибаева С.Б., Кушера Л.Е. и др. ЗАО «НИПИнефтегаз», Актау, 2001.
2. Проект промышленной разработки месторождения Амангельды. Герштанский О.С., Апакаев Ж.А., Чагай В.Г., Пуписова Л.В. и др. АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2007.
3. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденные постановлением Правительства РК от 10.02. 2011 г. № 123.
4. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева. МГП, ВНИИгаз.- Москва: Недра, 1980.
5. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. – Печора: Печорское время, 2002.
6. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – Москва: Недра, 2002.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин. - Москва: Недра, 1984.

УДК 665+662

УЛУЧШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ МЕТОДОМ КОМПАУНДИРОВАНИЯ СЫРЬЯ

Ибрагимов Н., Сафаев М.

(ТашГТУ МВУССО РУз, НИИЭиООС ГК РУз ЭиООС)

Аннотация. Рассмотрены современные методы получения широкой фракции легких углеводородных фракций пиролизом широкой палитры органической части твердых бытовых отходов. Определены и уточнены технологические и инженерные моменты получения и применение пироконденсата в качестве второго компонента компаундирования

в схеме переработки нефтяного сырья по топливной схеме на примере получения дизельного топлива.

Ключевые слова: инженерное решение, технология переработка альтернативных сырьевых ресурсов, возобновляемые энергоресурсы, дизельное топливо, компаунд сырья, пиролиз, пироконденсат.

UDC 665 + 662

**IMPROVEMENT OF ENVIRONMENTAL AND OPERATIONAL
CHARACTERISTICS OF OIL PROCESSING PRODUCTS
METHOD OF COMPOUNDING RAW MATERIALS**

Ibragimov N., Safaev M.

(TashGTU MVISSO RUz, NIIEiOS of the Civil Code of the Republic of Uzbekistan EEOS)

Abstract. Modern methods for obtaining a wide fraction of light hydrocarbon fractions by pyrolysis of a wide range of organic parts of solid domestic wastes are considered. The technological and general engineering moments are determined and refined, the preparation and use of pyro-condensate as the second component of compounding in the scheme for processing crude oil by the fuel scheme, for example, the production of diesel fuel.

Keywords: engineering solution, technology processing of alternative raw materials resources, renewable energy resources, diesel fuel, compound of raw materials, pyrolysis, pyro-condensate.

Одним из путей снижения потребления дорожающих природных углеводородных энергоресурсов при промышленном производстве, автомобильном транспорте и в энергетике в настоящее время является использование альтернативных топлив, полученных из возобновляемых и вторичных сырьевых ресурсов различного происхождения.

Известно, что уже во многих странах мира существует законодательно-оформленное целое направление утилизации отходов - производство альтернативных топлив различных консистенциях. На таких топливах, без ущерба для экологии, работают множество предприятий, вырабатывающих тепло и электроэнергию, предприятий металлургии, а также автомобильной промышленности.

Следует отметить, что сегодня во многих достаточно развитых странах существуют предприятия, использующие альтернативные виды топлив различной природы которых, покрывают значительную часть являются энергоносителем. При этом, природный газ в промышленности и топлива для ДВС нефтяного происхождения имеет место только как резервное топливо.

В данной научно-технологической информации рассматриваются инженерно-технологические возможности вовлечения в хозяйственный оборот продуктов переработки образующихся отходов (на примере ТБО) в виде альтернативное топливо и пути их решения. Различные типы альтернативное топливо, замещая ископаемые виды топлива, тем самым решают две важнейшие задачи: сохранность (экономия) природных ресурсов и утилизация части образующихся в процессе потребления и использования товаров и услуг отходов и остатков.

Для беспрепятственной реализации технологии переработки вторичных сырьевых ресурсов с получением на их базе товаров народного и промышленного потребления необходимо решить ряд инженерных вопросов, отличающиеся от применения природного сырья.

Кроме того при этом, продукты, получаемые из вторичных и альтернативно возобновляемых ресурсов должны являться товарами со всеми необходимыми атрибутами. Прямое использование продуктов переработки вторичных сырьевых ресурсов в качестве товарной продукции нелегко, поскольку при таких случаях необходимо регламентировать

все параметры продукции и разработать соответствующие технологии с непростыми инженерными оформлениями технологических узлов. Использование компаунд продукции в таких случаях позволяет оформлять несложные технологические схемы. Из всего многообразия отходов, в современных условиях на наш взгляд наиболее целесообразно и экономически оправданно использование в качестве основы для производства альтернативных топлив: ТБО, отработанных железнодорожных шпал и изношенных автопокрышек. Это также обусловлено их большими количествами и повсеместностью распространения.

Метод и технология получения альтернативного топлива, получаемое из отходов (хвостов) сортировки твердых бытовых отходов, т.н. RDF (Refuse Derived Fuel); Возможно совместное применение также и других видов альтернативных и вторичных сырьевых ресурсов для получения фракций топлив имеющих жидкое и пастообразное состояние, получаемых из нефтешламов, использованных растворителей, остатков красок или отработанного масла, вплоть до обезвоженных илов очистных сооружений, с подходящими теплотворными характеристиками.

В данной научно-технологической информации представляется результаты исследование получения топливных фракций с применением компаунд сырья, в качестве которой использованы широкие фракции пироконденсата, продукта пиролиза органической части широкой палитры бытовых отходов, потенциал которой исчисляются несколькими сотнями тоннами во всех сферах человеческой деятельности.

Как уже отмечены выше органическая часть бытовых отходов при термохимическими деструкционным режиме без присутствия кислорода даёт пирогаз – (до 10-12% масс от потенциала), пироконденсат (до 24-28% масс от потенциала), до 35% масс твердые углеродных остатков и в небольших количествах деструкционной воды. Пироконденсат, полученной при среднетемпературном пиролизе смеси широкой палитры твердых бытовых отходов имеет интервал кипения $48\div 430^{\circ}\text{C}$ с преобладанием узких фракций выкипающие выше 250°C .

Однако добавление до 10% от массы сырья пиролиза мелкие геометрические фракции ангренистых углей значительно облегчает пироконденсат и интервал кипения последнего находится в промежутке $40\text{--}390^{\circ}\text{C}$, где в отличии от первого варианта преобладают дизельные фракции с наличием в составе оксигенатов, что объясняется проявление крекирующих и гидрооблагораживающих каталитических свойств неорганической части ангренистых углей, содержание которых достигает до 48% масс в составе углей и состояние в основном из представителей VIII группы периодической системы химических элементов.

Нами изучены основные физико-химические показатели дизельной фракции, полученные компаундированием составляющих из числа традиционной и альтернативной фракции.

Как видно из таблицы компаунд дизельной фракции углеводородных смесей различного происхождения соответствуют требованиям, предъявляемым к дизельному топливу, что стимулирует реализации технологии пиролизической переработки органической части ТБО и с последующего использования пироконденсата компаундированием начиная в технологической схеме переработки нефти.

Таблица-1. Некоторые физико-химические показатели дизельного топлива традиционного и компаунд происхождения

№	Физико-химические показатели	Образцы дизельного топлива			
		ДТ-традиционного происхождения	Компаунд состав топлив		
			ДТ-90+ АТ-10	ДТ-80+ АТ-20	ДТ-70+ АТ-30
1	Плотность при 20 °С, кг/м ³	830	832	835	839
2	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	3,80	3,94	4,09	4,41
3	Теплотворная способность, низшая, МДж/кг	42,50	42,27	42,03	41,56
4	Цетановое число	45	46	47	48
5	Температура самовоспламенения, °С	250	245	240	230
6	Стехиометрическое соотношение по воздуху	1:14,30	1:14,24	1:14,16	1:13,98
7	Содержание С; Н; О, % по массе	87,0 12,6 0,4	86,5 12,6 0,9	86,1 12,5 1,4	85,1 12,5 2,4
8	Общее содержание серы, % по массе	0,20	0,19	0,12	0,08
9	Коксуемость 10 %-го остатка, % по массе	0,2	0,3	0,3	0,4

Список использованных источников

1. Терентьев Г.А., Тюков В.М., Смаль Ф.В. Моторные топлива из альтернативных сырьевых ресурсов. М.: Химия, 1989.
2. Кузнецов Б.Н. Новые подходы в химической переработке углей // Соросовский Образовательный Журнал. 1996. № 6. С. 50-58.
3. Кузнецов Б.Н. Катализ химических превращений угля и биомассы. Новосибирск: Наука, 1990.
4. Караханов Э.А. Синтез-газ как альтернатива нефти. 1. Процесс Фишера-Тропша и оксо-синтез // Соросовский Образовательный Журнал. 1997. № 6. С. 69.
5. Современные дизели: повышение топливной экономичности и длительной прочности / Ф.И.Абрамчук, А.П.Марченко, Н.Ф. Разлейцев и др. Под ред. А.Ф. Шеховцова. - К.:Тэхника, 1992. - 272 с.
6. Лышевский А.С. Процессы распыливания топлива дизельными форсунками. - М.: Машгиз, 1963. - 180 с.
7. A. P. Marchenko and V. G. Semenov Alternative biofuel from rape oil derivatives (Chemistry and Technology of Fuels and Oils, Vol. 37, No. 3, 2001).
8. Abdullayev, D., Abdullaev SH, Safayev M. Halimov C. International Scientific and Practical Conference "WORLD SCIENCE" № 4(4), Vol.1, December 2015 Proceedings of the IInd International Scientific and Practical Conference "Science and Education - Our Future (November 22-23, 2015, Ajman, UAE)" 26-31. Energy efficient processing technology secondary resources oil and domestic origin.
9. Анваров А.Б., Сафаев М.М. Тошматов Б.Б. Легкие топливные фракции из биорастительной массы Сборник трудов международной научно-технической конференции "Актуальные проблемы инновационных технологий в развитии химической, нефте-газовой и пищевой промышленности, ташкент-2016, 26-27 мая.153-155.
10. Содиков С.А., Сафаев М.М. Катализаторовы и каталитические системы в нефтепереработке. Сборник трудов международной научно-технической конференции "Актуальные проблемы инновационных технологий в развитии химической, нефте-газовой и пищевой промышленности, ташкент-2016, 26-27 мая.235-237.

УДК 622.276
**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА
ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО
ДАВЛЕНИЯ**

Иванов Д. В.

(ПАО «МакОйл», главный инженер)

Чижов А.П.

*(ГАНУ «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики
Башкортостан», ведущий научный сотрудник)*

Аннотация. Значительная часть остаточных, трудноизвлекаемых запасов углеводородов России содержится в карбонатных коллекторах. Применение кислотного воздействия на карбонатные коллектора позволяет повысить эффективность эксплуатации этих залежей. Однако достаточно большое количество залежей эксплуатируется с недостаточно эффективной системой заводнения, что приводит к снижению пластового давления в призабойной зоне добывающих скважин. Применение стандартной солянокислотной обработки добывающих скважин в данных условиях зачастую оказывается неэффективно. В этой связи и были проведены исследования, направленные на увеличение эффективности методов интенсификации добычи нефти при эксплуатации залежей карбонатных коллекторов, что, безусловно, является актуальной задачей.

Ключевые слова: карбонаты, кислота, воздействие на коллектор, эффективность.

UDC 622.276
**IMPROVEMENT OF TECHNOLOGY OF INTENSIFICATION OF INFLUENCE
FROM CARBONATE COLLECTORS IN CONDITIONS OF LOW PRESSURE**

Ivanov D.V.

(PJSC "McOil", Chief Engineer)

Chizhov A.P.

*(GANU "Institute of Oil and Gas Technologies and New Materials of the Republic of
Bashkortostan", leading researcher)*

Abstract. A significant part of the residual, hard-to-recover hydrocarbon reserves in Russia is found in carbonate reservoirs. The use of acidic effect on carbonate reservoirs allows to increase the efficiency of exploitation of these deposits. However, a fairly large number of deposits are operated with an inefficient water flooding system, which leads to a decrease in reservoir pressure in the bottomhole zone of production wells. The use of standard hydrochloric acid treatment of production wells under these conditions is often ineffective. In this connection, studies have been carried out aimed at increasing the effectiveness of methods for intensifying oil production in the operation of carbonate reservoir deposits, which is certainly an urgent task.

Keywords: carbonates, acid, effects on the collector, efficiency.

В последние годы много внимания уделяется совершенствованию методов воздействия на остаточные и трудноизвлекаемые запасы нефти. Необходимость совершенствования объясняется усложнением геолого-промысловых условий применения этих методов. Предлагаемый в этой статье способ воздействия на карбонатный коллектор со сложным строением пустотного пространства рассчитан на применение в условиях низкого пластового давления обрабатываемых интервалов.

Процессы, происходящие в пористой среде карбонатных коллекторов на микроуровне, существенно влияют на эффективность вытеснения нефти из неё [5, 9]. Капиллярные явления с одной стороны препятствуют вытеснению нефти из плотных блоков матрицы, с другой — обеспечивают реализацию механизма обратной противоточной

пропитки. Вытеснение нефти из капилляров осуществляется благодаря высокой степени гидрофильности поверхности минерального скелета породы и повышенного давления в высокопроводящих каналах [4, 6, 10]. Силы, формирующие слой связанной воды, обеспечивают вытеснение нефти водой из узких каналов пустотного пространства так как вода перемещается вглубь плотных нефтенасыщенных блоков из высокопроводящих трещин и каналов, а нефть движется на встречу, перемещаясь в эти каналы. Эти представления о механизме движения воды подтверждаются исследованиями многих авторов [5, 8, 9]. Для постоянства этих процессов необходима подпитка водонасыщенной части пластовой системы за счет неинтенсивного нагнетания воды в карбонатный коллектор. Дополнительным благоприятным фактором является нестационарность режима нагнетания.

На основе изложенных представлений о механизме вытеснения нефти из пористого пространства карбонатных коллекторов разработана технология солянокислотного воздействия на призабойную зону продуктивных пластов, в том числе и содержащих высоковязкую нефть. При разработке метода учитывалось, что обрабатываемые скважины эксплуатируют зоны с низкими пластовыми давлениями. В общем, весь технологический процесс метода интенсификации состоит из этапов подготовки скважины к обработке, циклической закачки в призабойную зону кислотного раствора, его выдержки для реагирования и извлечения продуктов реакции свабированием.

Все закачки выполняют малопроизводительным насосом с расходом 20-80 м³/сут. В качестве буферного рабочего агента (для доведения и продавки в пласт раствора кислоты) применяются пресная вода или товарная нефть [1, 2].

По предложенному методу интенсификации обработана скважина № 8488 Курмышского месторождения. Карбонатный продуктивный пласт перфорирован на глубинах 1120-1127 м. и 1129-1137 м. Вскрытый коллектор относится к порово-трещинному типу [3]. Плотность существующей перфорации обрабатываемого интервала составляет 10 отверстий на погонный метр скважины. Скважина выведена из эксплуатации при текущем дебите 1,9 м³/сутки.

В скважине провели подготовительные работы: промыли скважину пресной водой, обновили перфорацию продуктивного пласта до 20 отверстий на погонный метр продуктивного пласта, закачали в скважину пресную воду объемом 435 м³ до установления давления на устье скважины 6 МПа.

Обработку 12%-ным кислотным раствором скважины провели согласно технологической схеме в 4 этапа. Объёмы кислотного раствора составили 2, 3, 7,5, 15 м³, соответственно. Закачку кислоты проводили в циклическом режиме. После каждого этапа выполняли технологическую выдержку для реагирования в течение 3 ч. После выдержки провели извлечение продуктов реакции и загрязняющих веществ свабированием.

В результате обработки по предложенному способу прирост дебита составил 3,5-5 м³/сут с продолжительностью эффекта более 7-ми месяцев. При выполнении традиционных обработок призабойной зоны скважины в аналогичных условиях прирост дебита скважины составлял 1-2 м³/сут и продолжительностью не более 1-2-х месяцев.

Таким образом, применение предложенного способа кислотного воздействия позволяет повысить эффективность обработки пласта и существенно увеличить продуктивность скважины в условиях низкого забойного давления. Эффективность воздействия в 2-3 раза выше по сравнению с обработкой, выполненной по «традиционному» способу, а продолжительность — в 3-4 раза дольше.

Список использованных источников

1. Заявление о выдаче патента РФ на изобретение № 2013147717, 28.10.2013. Ишкинцев Д. А., Иванов Д. В., Заббаров Р. Г. Способ обработки призабойной зоны скважины с низким пластовым давлением.

2. Иванов Д. В., Чижев А. П. Методы интенсификации добычи нефти // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Вып. 3 (8). Уфа: ООО «Монография», 2014. С. 136-139.
3. Иванов Д. В., Чижев А. П. Одновременно-раздельная эксплуатация мелких залежей в условиях месторождений Мелекесской впадины // Уфа, Изд-во ИПТЭР, 2013. Вып. 4 (94), С. 5-11.
4. Котенев Ю.А., Чибисов А.В. К вопросу о распределении остаточной нефти в пустотах гидрофильных и гидрофобных коллекторов месторождений на поздней стадии разработки // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. 3 (93). С. 5-10.
5. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
6. Обоснование комплексирования физико-химических и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи на Вать-Ёганском месторождении / В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. Вып. 3 (81). С. 5-11.
7. Совершенствование солянокислотного воздействия на карбонатные коллекторы и прогнозирование его результатов / В. Е. Андреев, А. П. Чижев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. Вып. 2 (76). С. 5-11.
8. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазовых пластах. М.: Недра, 1984. 215 с.
9. Хисамутдинов Н.И., Владимиров И.В., Казакова Т.Г. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки. СПб.: Недра, 2007. 232 с.
10. Чижев А. П., Смирнов В. Б. Инженерная геология [Электронный ресурс]: электронный учебно-методический комплекс. Уфа: ГОУ ВПО УГНТУ, 2010. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). URL. <http://www.elearning.rusoil.net>.

УДК 622.276.5

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ПОДЗЕМНЫХ ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВОВ НА ГРАЧЁВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В
ПЕРИОД 1965-1984 ГГ.**

Р.В. Игнатов, Э.И. Такиуллина

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В данной статье на основе исторического метода исследования изучается технология проведения интенсификации добычи углеводородов с применением подземных ядерных взрывов, отработанная в ходе экспериментов серии «Бутан» на Грачёвском месторождении, расположенным в Республике Башкортостан Российской Федерации.

Ключевые слова: подземный ядерный взрыв, интенсификация, Грачевское месторождение, эксперимент "Бутан", боевая скважина, труба обрушения.

UDC 622.276.5

**INTENSIFICATION OF EXTRACTION OF HYDROCARBONS WITH THE USE
OF UNDERGROUND NUCLEAR EXPLOSIONS AT THE GRACHEVSKY DEPOSIT IN
THE PERIOD 1965-1984**

R. V. Ignatov, E. I. Takiullina

(Ufa state petroleum technical University)

Abstract. on the basis of the historical research method, this article examines the technology of intensification of hydrocarbon production using underground nuclear explosions, which was

developed during the experiments of the butan series at the Grachevsky field located in the Republic of Bashkortostan of the Russian Federation.

Keywords: underground nuclear explosion, intensification, Grachevskoe field experiment "Bhutan", military borehole, pipe collapse.

30 марта 1965 года в 8 часов утра впервые в мире были реализованы опытно-промышленные работы с использованием подземного ядерного взрыва в соответствии с секретной Государственной программой СССР №7 «Ядерные взрывы для народного хозяйства» по инициативе Министерства нефтяной промышленности СССР. Это произошло с целью повышения нефтедобычи на функционирующем Грачевском месторождении промысла «Ишимбайнефть». Эксперименту присвоили название «Бутан» [2].

Грачевское нефтяное месторождение располагается в Мелеузовском районе, в 15-ти км к северу от г. Мелеуза и в 44-х км к югу от г. Ишимбая Республики Башкортостан Российской Федерации. Оно выполнено мощной толщей осадочных пород от рифейского до верхнепалеозойского возраста. Верхняя часть продуктивных залежей состоит из пермокаменноугольных отложений, содержащих промышленные скопления нефти. Между нефтеносной и водоносной частями залегает непроницаемая зона толщиной о 20 метров и более, кровля которой принимается за условный водонефтяной контакт, глубина которого равна 1500 м. Комплекс ГИС позволил определить среднюю пористость, которая равна 17,1%, а проницаемость - 0.067 мкм^2 [3].

Всего под Мелеузом совершено 5 подземных ядерных взрывов: 30 марта 1965 года («Бутан-1», скважина 617; «Бутан-2», скважина 618), 10 июня 1965 года («Бутан-3», скважина 622), 16 июня 1980 года («Бутан-4», скважина 1) и 25 июня 1980 года («Бутан-5», скважина 3). Глубина установки ядерных блоков составляла соответственно 1340, 1375, 1350, 1400 и 1390 метров, а мощность взрывов в тротиловом эквиваленте – 2,3; 2,3; 7,8; 3,2 и 3,2 килотонны [8].

Для того, чтобы осуществить эксперимент требовалось пробурить двухкилометровую скважину, спустить в нее атомный боезаряд и зацементировать, чтобы исключить выброс радиации наружу. При взрыве выделение огромной энергии, менее чем за миллионную долю секунды заряд и материал прилегающих к нему конструкций превращаются в горячую плотную плазму. Этот расширяющийся шар с громадным давлением обрушивается на окружающую горную породу, превращая её в сжатый, но в меньшей степени раскаленный газ. По мере остывания расплавленной породы в пласте образуется полость диаметром приблизительно 30 метров. Вследствие постепенного падения температуры, а также утечек газа и конденсации паров, давление в полости существенно уменьшается. В результате чего свод под давлением вышележащих пород обрушивается и образуется так называемая «труба обрушения». Труба имеет форму, близкую к цилиндрической, её диаметр примерно равен диаметру первоначальной полости взрыва [7], а все высокорadioактивные остатки стекают на её дно. Затем эту линзу расплава накрывают расплавленные породы, все радиоактивные элементы остаются в ней, при этом толщина экрана достигает 10 метров [5]. Таким образом, взрыв полностью исключает попадание радиоактивных продуктов на поверхность.

Скважины, пробуренные в такую зону, будут нормально - или даже высокодебитными и обеспечат рентабельную добычу углеводородов [4]. Создателем технологии для Грачевского месторождения являлся Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени Ивана Михайловича Губкина.

Также стоит отметить, что требования к мирным ядерным зарядам отличаются от требований к боевым: более высокие требования по доле оставшихся несгоревшими плутония и трития. Проведенная в российских федеральных ядерных центрах ВНИИ экспериментальной физики, входящем в состав госкорпорации «Росатом», и ВНИИ технической физики имени академика Е.И. Забабахина колоссальная работа позволила

сконструировать чистые промышленные заряды, в которых основная часть энергии выделяется в термоядерных реакциях (>90%) [6].

«При соблюдении технологии проведения операции безнадёжные месторождения обретали вторую жизнь», - объясняет начальник лаборатории гидрогеологии и подземной гидродинамики ВНИПИПромтехнологии, Николай Приходько. Эксперимент «Бутан» был признан успешным [2].

Промышленную эксплуатацию месторождений, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, в крупных масштабах можно производить с помощью серии ядерных взрывов. При этом расположение боевых скважин на площади месторождения должно производиться по определенной сетке, обеспечивающей смыкание зон трещиноватости, образуемых соседними зарядами. Таким образом весь продуктивный пласт превратится в интенсивно трещиноватую структуру с регулярными узлами «труб обрушения», в купола которых пробурят продукционные скважины [4].

В период с 1965 по 1988 годы в интересах ВСНХ СССР было осуществлено 124 мирных ядерных взрыва. Из них два («Глобус-1» в Ивановской области и «Кратон-3» в Якутии) закончились авариями, при которых случился выброс продуктов радиоактивного распада. В Якутии скважину не цементировали и газы вырвались на поверхность. Эта трагедия подорвала доверие к атомщикам [5].

В 2006 году Отдел инспекций радиационной безопасности Республики Башкортостан обратился в Арбитражный суд РБ с заявлением о привлечении ОАО «АНК «Башнефть» к административной ответственности за проведение работ по добыче углеводородов на объектах применения атомной энергии без лицензии Ростехнадзора.

ОАО «АНК «Башнефть» с составленным в отношении него протоколом не согласилось, указывая, что в соответствии с лицензией, на право пользования недрами Уфа 11862 НЭ, компании разрешается разрабатывать Грачёвское месторождение, эксплуатация которого происходит согласно проекту разработки. А для обеспечения радиационной безопасности населения и территории «АНК «Башнефть» собственными силами, добровольно, производит ежегодное финансирование работ по радиологическому мониторингу окружающей среды.

Компания доказала, что совместные с радиационной лабораторией ФГУП «ВНИПИПромтехнологии» исследования района, в том числе все скважины и нефтепромысловое оборудования, воды с территории на промысле и в окрестностях подтверждают о фактическом уровне дозы гамма-излучения в границах природного радиационного фона (0,10 – 0,16 микрозиверт в час). Газожидкостная смесь со скважин Грачёвского месторождения соответствует нормативам радиационной чистоты.

По итогам судебного процесса арбитражный суд вынес решение: в удовлетворении заявления Ростехнадзора о привлечении к административной ответственности ОАО «АНК «Башнефть» об административных правонарушениях отказать [1].

Мы приходим к выводу, что использование подземного атомного взрыва в целях интенсификации добычи углеводородов из коллекторов, сложенных слабопроницаемыми породами при соблюдении технологии его проведения экологически безопасно. Проанализировав опыт проведенных экспериментов можно продолжить изучение использования мирного атома с использованием современных средств вычисления и обработки данных.

Список использованных источников

1. Решение Арбитражного суда Республики Башкортостан от 07.09.2006г. – по делу № А07-17103/06

2. 20 лет назад в Башкирии свернули программу ядерных взрывов [Электронный ресурс] // Российское атомное сообщество 2007-2016. URL:<http://www.atomic-energy.ru/smi/2013/10/15/44438>. (дата обращения 03.10.2016).

3. Грачёвское месторождение [Электронный ресурс] // Нефтяники.рф 2008-2016. URL: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/bashkortostan_respublika/grachevskoe/23-1-0-289. (дата обращения 03.10.2016).

4. Киреев В.В., Ершов Н.Н., Протопопов Д.Д. Промышленные ядерные взрывы: (Зарубежные исследования). – М.: Атомиздат, 1971. – 175 с. : ил.; 21 см.

5. Мирные ядерные взрывы в СССР [Электронный ресурс] // ekimOFF.ru 2008-2016. URL: <http://ekimoff.ru/178/>. (дата обращения 04.10.2016).

6. Новиков С.А. Мирные ядерные взрывы / В.Н. Сойфер. // Соросовский образовательный журнал. – 1999. - №11. – С. 82-89.

7. Рассохин С.Г. Оператор по добыче нефти и газа: учебное пособие для начального профессионального образования. – М.: Образовательно-издательский центр «Академия», 2002. – 544 с.: ил. ISBN 5-94231-167-6.

8. Wm. Robert Johnston. Database of nuclear tests, short version: USSR [Электронный ресурс] URL: <http://johnstonsarchive.net/nuclear/tests/min-ntestsUSSR.html>. (дата обращения 03.10.2016).

УДК 622.625.28

ЭЛЕКТРОМАГНИТНО-АКУСТИЧЕСКИЙ НАГРЕВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Г.Р. Измайлова, К.Ф. Габдрахманова

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимского государственного технического нефтяного университета» в г. Октябрьском)

Аннотация. В работе рассматривается возможность совместного высокочастотного электромагнитного нагрева нефтяного пласта. В частности, при воздействии на нефтенасыщенные среды увеличивается зона теплового нагрева, увеличивается эффективная теплопроводность пласта, снижается вязкость нефти. Физическая сущность процесса нагрева совместным электромагнитно-акустическим полем пласта заключается в появлении тепловых источников в объеме пласта. В статье приведена система дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и краевыми условиями, описывающих изучаемый процесс.

Ключевые слова: высокочастотное электромагнитное поле, теплопроводность, тепловые источники, коэффициент поглощения, акустические волны.

UDC 622.625.28

ELECTROMAGNETIC-ACOUSTIC HEATING OF OIL BED

G.R. Izmailova, K.F. Gabdrahmanova

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. In work the opportunity of application of an acoustic field together with a high-frequency electromagnetic field for an intensification of an oil recovery is considered. The positive effects arising in oil-saturated porous environments, in particular, increase in some times effective zones of thermal influence by a high-frequency electromagnetic field in oil-and-gas collectors, factor of heat conductivity, reduction of viscosity of oil are marked. Physical basis of thermal effect of influence of a high-frequency electromagnetic -acoustic field on oil-and-gas collectors is that thus there is a creation in a layer of the allocated sources of heat. Mathematical model of a problem is the equation of heat conductivity with corresponding boundary conditions.

Keywords: Radio-Frequency electromagnetic field, thermal conductivity, heat sources, the absorption coefficient, acoustic wave.

Возможность применения акустического поля совместно с высокочастотным электромагнитным полем для интенсификации добычи нефти была рассмотрена в ряде работ

[1-4], в которых авторами отмечены те положительные эффекты, возникающие в нефтенасыщенных пористых средах. В частности, увеличение таких параметров как, глубина проникновения ВЧ электромагнитных волн в нефтегазовые коллекторы, коэффициент теплопроводности, проницаемость коллектора, уменьшение вязкости нефти.

Применение ВЧ электромагнитно-акустического воздействия позволяет решить следующие практические задачи:

1. Увеличить коэффициент нефтеотдачи и интенсификацию темпов разработки месторождений, содержащих высоковязкие и высокопарафинистые нефти, повысить производительность скважин;

2. Повысить эффективность тепловых методов воздействия на призабойную зону и пласт в целом;

3. В нагнетательных скважинах для увеличения приемистости призабойной зоны и коэффициента охвата пластов по мощности.

Результаты, полученные в работе [5], наглядно показывают увеличение температурного поля со временем в нефтенасыщенных пористых средах при совместном воздействии ВЧ электромагнитного и акустических полей по сравнению с воздействием на пласт без акустического поля. Интенсификация акустическим полем тепломассопереноса в насыщенных пористых средах в этой работе объясняется многократным увеличением теплопроводности среды и возникновением в ней ряда диффузионно-фильтрационных эффектов. Диссипация в среде энергии мощного высокочастотного (ВЧ) электромагнитного поля приводит к возникновению теплового поля, пространственно-временное распределение температуры которого слабо зависит от ее теплофизических характеристик и в основном определяется распределением поля и электрическими свойствами среды.

Физической основой теплового эффекта воздействия ВЧ электромагнитно-акустического поля на нефтегазовые коллекторы является то, что при этом происходит создание в пласте распределенных источников тепла, плотность мощности которых определяются следующим образом:

$$q = \frac{\alpha_z N_{0z}}{2\pi h} \exp(-\alpha_z(r - r_{bz})) + \frac{\alpha_a N_{0a}}{2\pi h} \exp(-\alpha_a(r - r_{ba})) \quad (1)$$

Где α_z , α_a – коэффициенты затухания соответственно электромагнитных и акустических волн в пласте, N_{0z} , N_{0a} – мощность излучателя ЭМ и акустических волн, h – толщина пласта, r_{bz} , r_{ba} – радиусы излучателя ЭМ и акустических волн.

Рассмотрим более подробно распространение акустического поля в пласте, точнее механизм затухания акустической волны в нефтенасыщенной пористой среде [6]:

- затухание упругих волн происходит в основном за счет расхождения волн в пространстве, но нефтяной пласт в некотором смысле является волноводом и ограничивает расхождение волн по оси z .

Поглощение волн вызывается рядами причин:

- Вязкими потерями, возникающими при скольжении слоев жидкости друг по другу и пропорциональными коэффициенту сдвиговой деформации, и вязким поглощением, вызываемыми изменениями сжатием, характеризуемым объемным коэффициентом вязкости;

- Термические потери. Так как в звуковой волне места сжатия имеют повышенную температуру, а разрежения – пониженную. Происходит выравнивание температур путем теплопроводности и теплоизлучения.

Таким образом, коэффициент поглощения акустической волны в пласте можно представить следующим образом:

$$\alpha_a = \alpha_{ви} + \alpha_{терм} \quad (2)$$

Где $\alpha_{ви}$ – вязко-инерционный коэффициент затухания, $\alpha_{терм}$ – термический коэффициент затухания.

Где ω – циклическая частота акустического поля, ρ – плотность, η – коэффициент трения, ξ – коэффициент объемной вязкости, λ – теплопроводность, c – скорость упругой волны, c_v , c_p – теплоемкости при постоянном объеме и давлении соответственно.

Эффективный коэффициент теплопроводности может быть представлен в виде

$$\lambda_{эф} = \lambda_0 + AJ^n(r) \quad (3)$$

Где A – малый параметр, $J(r)$ – интенсивность акустического поля, λ_0 – коэффициент теплопроводности в отсутствии акустического поля, n – показатель степени, характеризующий увеличение коэффициента теплопроводности с интенсивностью акустического поля, причем $0,5 \leq n < 1$. Интенсивность акустического поля представим в виде:

$$J_a(r) = J_{0a} \frac{\exp(-\alpha_a(r-r_c))}{(r/r_c)^{0,5}} \quad (4)$$

Математическая модель, описывающая процесс теплопереноса в электромагнитно-акустическом поле представлено следующим образом с соответствующими граничными условиями:

$$c\rho \frac{dT}{dt} = \text{div}(\lambda_{эф} \text{grad}T) + q_{эа} \quad (5)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t}(r=r_0, t)=0, \quad T(r \rightarrow \infty, t)=T_0, \quad T(r, 0)=T_0 \quad (6)$$

Решив данную систему уравнений (5-6), получаем распределение температурного поля в нефтенасыщенной среде при совместном воздействии ВЧ электромагнитного и акустического полей.

Список использованных источников

1. Измайлова, Г.Р. Электромагнитно-акустический нагрев нефтяного пласта с одновременной добычей нефти [Текст] / Г.Р. Измайлова, Л.Ф. Юсупова Л.З. Усманова // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017.– Т.2. – С. 55-58.
2. Измайлова, Г.Р. Поглощение энергии акустических волн и распределенные источники тепла при акустическом воздействии на среду [Текст] / Г.Р. Измайлова, Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров // Теплофизика высоких температур.– 2016.– Т. 54.– №1. –С.45.
3. Измайлова, Г.Р. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного и акустического воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя [Текст] / Г.Р. Измайлова, Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров // Вестник Новосибирского государственного университета. – 2015.– Т. 10.– №3.– С. 89.
4. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М.//Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. 1978 г., Изд. «Недра».
5. Саяхов Ф.Л., Дыбленко В.П., Туфанова И.А.//ИФЖ, 1979 г. т.36, №4, с.658-651.
6. Исакович М.А.//Общая акустика. 1973 г., Изд. «Наука».

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИНГИБИТОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Исламов А.А., Байбаков И.Р.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена проблеме осложнения работы скважин, связанная с одновременным проявлением процессов солеобразования и коррозии. Рассмотрены комплексные ингибиторы двойного действия различных марок. Проведен

анализ эффективности и рассмотренопыт применения ингибитора Акватек-515Нна Верх-Тархском месторождении. Применение реагента позволило значительно снизить отказы и аварии подземного оборудования.

Ключевые слова: комплексный ингибитор, коррозия, солеотложения, эффективность ингибирования, осложнения скважин.

UDC 622.276

EXPERIENCE OF INTEGRATED INHIBITORS APPLICATION AT THE DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

Islamov A.A., Baibakov I.R.

(Branch of the federal state budgetary educational institution of higher education of the Ufa State Oil Technical University in the city of Oktyabrsk)

Abstract. The article is devoted to the problem of the well work complication associated with the simultaneous manifestation of the processes of salt formation and corrosion. Comprehensive inhibitors of double action of various brands are considered. The efficiency analysis was carried and the experience of using the Aquatek-515H inhibitor on the Verkh-Tarkh deposit was considered. The using of the reagent allowed to significantly reducing the failures and accident of underground equipment.

Keywords: complex inhibitor, corrosion, scaling, inhibition efficiency, well complications.

Отложения неорганических солей в призабойной зоне пласта, оборудовании скважины, промысловых коммуникациях и аппаратах существенно осложняют процесс добычи, подготовки и транспортирования нефти.[1]. Несмотря на разнообразие средств борьбы с осадками солей основной метод предотвращения отложений – применение специальных химических реагентов – ингибиторов солеотложений. Преимущество ингибиторов солеотложения (ИСО), что их можно вводить в агрессивные среды и технологические жидкости в небольшом количестве практически на любом участке функционирующей системы без существенного вмешательства в технологические процессы.[2]

Первые упоминания о реагентах двойного действия, способных одновременно защищать подземное оборудование от отложения солей и возникновения коррозии, появились несколько лет назад и с тех пор не прекращаются споры о целесообразности и эффективности их применения.[3]

На отдельных месторождениях в Западной Сибири наблюдается проблема отложения карбонатных солей одновременно при коррозии подземного оборудования. Воды этих месторождений, по классификации Сулина, относятся к хлоркальциевому типу и содержат достаточно большое количество растворенного CO_2 . [4]

В качестве примера можно привести воды Верх-Тархского месторождения, которые классифицируются как склонные к отложениям солей преимущественно карбонатного типа и одновременно способные вызвать углекислотную коррозию (Рис.1)



Рис. 1 - Типичные коррозионные разрушения НКТ на Верх-Тархском месторождении

На данном месторождении требуется комплексный реагент, обладающий такой же эффективностью при защите скважин от солей и коррозии как отдельные специализированные реагенты.

Были рассмотрены комплексные ингибиторы двойного действия различных марок Акватек-515Н, SEDICS 2107 и Scortron EGP 3001W и проведен анализ их эффективности.

В рамках исследовательских работ была протестирована способность ингибиторов комплексного действия предотвращать углекислотную, сероводородную и локальную (питтинговую) коррозии, а также водородное охрупчивание в дозировке 30 мг/дм³. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Эффективность ингибиторов комплексного действия по предотвращению различных видов коррозии

Реагент	Эффективность защиты от углекислотной коррозии, %		Эффективность защиты от сероводородной коррозии, %		Защитный эффект, %	
	Электрохимический метод линейной поляризации	Гравиметрический метод	Электрохимический метод линейной поляризации	Гравиметрический метод	от водородного охрупчивания	от локальной коррозии, %
Акватек-515Н	95,1	95,7	93,4	92,7	100	95,6
SEDICS 2107	84,5	85,8	86,4	86,5	66,7	75,2
Scortron EGP 3001W	82,8	81	88,2	88,3	54,6	63,3

Эффективность предотвращения солеотложения комплексными ингибиторами представлена в таблице 2

Таблица 2 - Результаты тестирования эффективности реагентов по предотвращению осадкообразования различных солей

Реагент	Эффективность ингибирования осадкообразования в статических условиях при 25 мг/дм ³ , %		
	CaCO ₃	CaSO ₄	BaSO ₄
Акватек-515Н	99	100	96
SEDICS 2107	36	99	95
Scortron EGP 3001W	95	95	95

Практически во всех случаях при заданной дозировке ингибиторы проявили эффективность, превышающую 90 % в статических условиях. Исключение составляет лишь реагент SEDICS 2107, показавший эффективность ингибирования кальцитовых отложений на уровне 36 %.

На рисунке 2, а представлены результаты лабораторного определения эффективности защитного действия реагентов как ингибиторов солеотложения, нарис. 2, б – как ингибиторов коррозии для условия вод Верх-Тархского месторождения.

Проведенные исследования позволили выявить ингибитор, обладающий лучшим защитным эффектом. Им оказался Акватек-515Н компании ООО "Акватек".

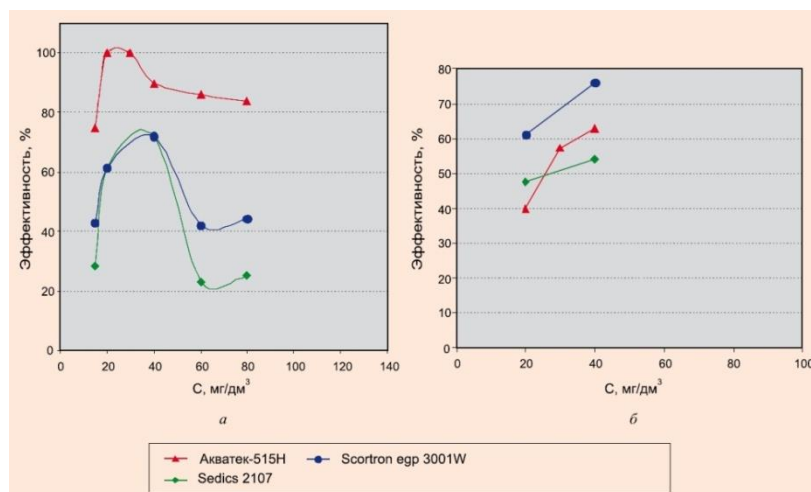


Рис. 2 - Эффективность комплексных ингибиторов по защите: а – от солеотложения; б – от коррозии

Реагент Акватек-515Н применяется на 76 скважинах Верх-Тархского месторождения. После начала применения реагента отказы подземного оборудования по причине углекислотной коррозии и отложения карбоната кальция полностью прекратились.[5,6] Нарботка подземного оборудования на защищаемых реагентом Акватек-515Н скважин в течение года увеличилась на 143 сут. Скорее всего, таких же результатов удалось бы добиться при одновременном использовании ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии. Однако применение одновременно двух реагентов значительно усложняет технологию их дозирования. При этом необходимо подобрать реагенты, не вызывающие изменения защитных свойств друг друга.

Список использованных источников

1. Мищенко, И.Т. Солеобразование при добыче нефти [Текст]: учебник / Мищенко И.Т., Кашавцев В.Е. – М.: Нефть и газ, 2004.
2. Мизипов, И.Р. Алгоритм подбора и результат применения ингибиторов солеотложений / Мизипов И.Р. / Инженерная практика. – 2012. – №1. С. 26 – 29.
3. Бикчантаева, Н.В. Рейтинг эффективности комплексных ингибиторов по версии ТНК-ВР / Бикчантаева Н.В., Якимов С.Б., Ключин И.Г. / Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, – 2013г. – №3. – С. 37-42.
4. Андреев, И.Н. Коррозия металлов и их защита [Текст] / Андреев И.Н. – М.: Татарское книжное издательство, Казань, 1979. С. 28.
5. Денисов, П.Ю., Исследование причин повышенной коррозии НКТ на Верх-Тархском месторождении и разработка мероприятий по ее снижению / Денисов П.Ю., Кобка Ю.А., Якимов С.Б. / Инженерная практика. – 2011. – Спецвыпуск. – С. 37–42.
6. Желонин П.В. Применение ингибитора комплексного действия – первый опыт ТНК-ВР / Желонин П.В., Арчиков А.В., Якимов С.Б. / Журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», – 2012г. – №3. – С. 82-85.

УДК 622.276.001

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ КРАСНООКТАБРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Исхакова Д. Д.

(ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, магистрант, инженер 1 категории (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»))

Шавалеев И. И.
(заведующий лабораторией (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»))
Хамзина Г. Ф.,
(старший научный сотрудник (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»))
Розова М. В.
(инженер 1 категории (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»))

Аннотация. В статье рассмотрены исследования определения газового фактора пластовых нефтей. Представлены результаты исследования определения газового фактора пластовых нефтей Краснооктябрьского месторождения Республики Татарстан, выполненные в период 2015-2016 гг. по различным горизонтам. Показано, что величина газового фактора изменяется во времени.

Ключевые слова: газовый фактор нефти, давление насыщения, объемный коэффициент, плотность нефти, вязкость нефти, плотность газа, горизонт, установка исследования пластовых флюидов «УИПФ-300».

UDC 622.276.001

**STUDY OF CHANGES IN THE GAS FACTOR AND PHYSICAL AND CHEMICAL
PROPERTIES OF THE OILS OF THE KRASNOOKTYABRSKY FIELD OF THE
REPUBLIC OF TATARSTAN**

Iskhakova D. D.
(FSBEI Ufa state petroleum technical university, branch, Oktyabrsky, undergraduate,
engineer of the 1st category (RNTC Ural-Volga region LLC) **Shavaleev I. I.**
(head of laboratory (RNTC Ural-Volga region LLC))
Khamzina G. F.
senior researcher (RNTC Ural-Volga region LLC)
Rozova M. V.
(engineer of the 1st category (RNTC Ural-Volga region LLC))

Abstract. The article deals with the study of determining the Gas Factor the place of nafta. The article presents the results of the study of the definition of Gas Factor storage location Nafta Krasnooktyabrsky Republic of Tatarstan, Vale in the period 2015-2016 years. It is shown that the gas Factor value of the network in time.

Keywords: gas oil factor, saturation pressure, volume ratio, oil density, oil viscosity, gas density, horizon, reservoir fluids survey unit «УИПФ-300».

В процессе разработки нефтяных месторождений происходят как количественные, так и качественные изменения в составе пластовых флюидов. Одним из показателей эффективности разработки месторождений является газовый фактор. Изменение величины газового фактора свидетельствует о текущем состоянии продуктивного пласта [1, 5]. Поэтому необходимо систематически производить замеры газовых факторов.

Определение газовых факторов отдельных скважин в зависимости от условий их эксплуатации может осуществляться различными способами [2]. Результаты исследований, приводимые в данной работе, выполнены методом исследования рекомбинированных проб нефти и газа.

Определение величин газовых факторов проводится по кривым дифференциального разгазирования поверхностных или глубинных проб нефти с включением точек разгазирования, определяющих параметры промысловой системы сепарации данного месторождения и доведенных до стандартных условий.

При многоступенчатой сепарации разгазирование проб пластовой нефти для определения газового фактора скважины производят по методике [3]. В сосуд равновесия,

снабженный поршнем, помещают пробу пластовой нефти, после чего содержимое сосуда приводят к равновесию при давлении и температуре, соответствующих предполагаемым условиям в сепараторе I-ой ступени. Далее, путем перемещения поршня, из сосуда при постоянных давлении и температуре, полностью удаляют образовавшуюся газовую фазу, замеряя при этом ее количество. Оставшуюся в сосуда жидкую фазу приводят к равновесию при новых условиях, соответствующих давлению и температуре в сепараторе II-ой ступени, после чего образовавшуюся газовую фазу вновь удаляют из сосуда равновесия, замеряя ее количество и т.д. [2, 4].

В данной работе приводятся результаты исследования некоторых свойств пластовых нефтей различных горизонтов Краснооктябрьского месторождения Республики Татарстан, в том числе определения газового фактора в 2015 – 2016 годах. Исследование физико-химических характеристик (PVT–характеристик) рекомбинированных проб нефти и газа проводились на установке исследования пластовых флюидов «УИПФ-300». Значение вязкости нефти измерялось капиллярным вискозиметром типа ВНЖ, плотность сепарированной нефти - ареометром для нефтепродуктов АН [3]. В качестве основных параметров газонасыщенной нефти в условиях пласта определяли давление насыщения (МПа), газосодержание при стандартной сепарации ($\text{м}^3/\text{м}^3$), объемный коэффициент пластовой нефти при пластовых условиях, плотность нефти при пластовых условиях ($\text{кг}/\text{м}^3$). Значение плотности пластовой нефти, объемного коэффициента и газосодержания рассчитывали по результатам стандартной сепарации. Для расчета плотности измеряли плотности сепарированной нефти и выделившегося газа при 20°C , после чего проводили пересчет для пластовых условий. В таблице 1 приведены данные исследований пластовых нефтей по рекомбинированным пробам, отобранным на месторождении Краснооктябрьское по различным горизонтам за 2015 – 2016 гг. Как видно из данной таблицы, изучено изменение физико-химических свойств пластовых нефтей в процессе разработки: По скважине 9230 турнейский горизонт: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент пластовой нефти, плотность газа и вязкость нефти – увеличились. Плотности сепарированной нефти и газа уменьшились.

Таблица 1. Определение газового фактора Краснооктябрьского месторождения по различным горизонтам

Анализируемый Показатель	Единица измерения	Скв. 9230 турнейский горизонт		Скв. 9221 верейский, турнейский горизонты		Скв. 9844 верейский горизонт	
		2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.
Давление насыщения	МПа	4,02	4,17	3,55	3,63	2,81	2,79
Газосодержание -стандартная сепарация	$\text{м}^3/\text{м}^3$	13,69	15,06	10,34	10,24	917,60	897,53
	$\text{м}^3/\text{т}$	14,72	16,41	11,26	11,15		
Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовом давлении: -стандартная сепарация -дифференциальное разгазирование		1,041	1,042	1,034	1,036	1,029	,029
		1,041	1,042	1,034	1,036	1,029	,030
Плотность сепарированной нефти при 20°C : -стандартная сепарация -дифференциальное разгазирование	$\text{кг}/\text{м}^3$	930,00	917,7	918,00	918,2	910,00	915,2
		929,76	917,2	917,76	917,7	909,76	914,7
Плотность газа при 20°C	$\text{кг}/\text{м}^3$	1,324	1,281	1,240	1,248	1,137	1,214
Вязкость сепарированной нефти при 20°C	$\text{мм}^2/\text{с}$	150,54	164,35	122,96	127,24	95,93	95,18

По скважине 9221 верейский и турнейский горизонты: давление насыщения, объемный коэффициент пластовой нефти, плотность газа, вязкость нефти – увеличились.

Газосодержание уменьшилось. Плотность сепарированной нефти практически осталась без изменений.

По скважине 9844 верейский горизонт: давление насыщения, газосодержание, вязкость нефти – уменьшились. Плотности сепарированной нефти и газа – увеличились. Объемный коэффициент пластовой нефти не изменился.

Выводы

В данной работе выполнены исследования за период 2015-2016 гг. и изучена необходимая периодичность исследования газового фактора пластовых флюидов Краснооктябрьского месторождения республики Татарстан верейского, турнейского, верейского и турнейского горизонтов.

Установлено, что величина газового фактора изменяется во времени. Увеличение газового фактора происходит по причине прорывах газа по каналам продуктивного пласта или резком снижении пластового давления. Уменьшение газового фактора свидетельствует в том, что с началом обводнения скважин количество газа, добываемого с нефтью, в целом по месторождению снижается.

Таким образом, по данным исследований рекомбинированных проб, необходимы ежегодные оперативные исследования газового фактора пластовой нефти.

Список использованных источников

1. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1981, 261 с.
2. РД 39-0147035-225-88. Инструкции по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр / Министерство нефтяной промышленности СССР. – М., 1988.
3. «Методика измерений параметров проб пластовых флюидов с использованием установки УИПФ – 300», утвержденная ООО «РНТЦ Урало-Поволжья» в 2014 г., 21 стр.
4. В. Н. Манума, Г. Ф. Требин и др. «Экспериментальное исследование пластовых нефтей». – М., ГОСИНТИ. 1960.
5. А. И. Хазнаферов. Исследование пластовых нефтей. – М., Недра, 1987.

УДК 622.276

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ PVT-СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Исхакова Д. Д.

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, магистрант, инженер I категории ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»

Шавалеев И. И.

заведующий лабораторией (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»

Шавалеев А. И.

ведущий инженер (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»

Давлетгараев М. Ф.

ведущий инженер (ООО «РНТЦ Урало-Поволжья»

Аннотация. В статье дано краткое описание методики исследования PVT-свойств пластовых флюидов, разработанной при участии авторов. Показано, что при реализации методики можно с высокой достоверностью производить работы по исследованию свойств пластовых флюидов.

Ключевые слова: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, вязкость пластовой нефти, установка исследования пластовых флюидов «УИПФ-300».

UDC 622.276

METHODS OF RESEARCH OF PVT-PROPERTIES OF RESERVOIR FLUIDS

Iskhakova D. D.

(FSBEI Ufa state petroleum technical university, branch, Oktyabrsky, undergraduate,
engineer of the 1st category (RNTC Ural-Volga region LLC)

Shavaleev, I. I.

(head of laboratory (RNTC Ural-Volga region LLC)

Shavaleev, A. I.

(leading engineer (RNTC Ural-Volga region LLC)

Davletgaliev M. F.

leading engineer (RNTC Ural-Volga region LLC)

Abstract. The article gives a Brief description of the method of research PVT-properties of formation fluids, developed with the participation of the authors. It is shown that the implementation of the technique can be carried out with high reliability work on the study of the properties of formation fluids.

Keywords: saturation pressure, compressibility factor, gas content, volume ratio, density of formation oil, formation oil viscosity, reservoir fluids survey unit "УИПФ-300".

Изучение пластовых нефтей и газов занимает значительное место в комплексе исследований, связанных с задачами при подсчете запасов нефти и газа, проектировании разработки и обустройства нефтяных месторождений и т.д. Поэтому требуется обязательное тщательное и глубокое изучение пластовых нефтей и их изменений в зависимости от геологических условий залегания, в процессе разработки месторождения и количественная оценка изменения параметров пластовых нефтей. Одной из основных трудностей при достижении поставленной цели является отсутствие общепринятой методики исследования и расчета. Исходя из многолетней практики изучения нефтей и газов, в ООО «РНТЦ Урало-Поволжья» была создана установка измерений PVT-параметров проб пластовых флюидов «УИПФ-300» (рис. 1) и разработана методика измерений с ее использованием [1, 2]. Документ устанавливает методику измерений следующих параметров углеводородных пластовых флюидов: давление насыщения (0,5-60,0 МПа); коэффициент сжимаемости (0,0005-0,0020 МПа⁻¹); газосодержание (2,0-250,0 м³/т); объемный коэффициент (1,010-1,700 доли единицы); плотность пластовой нефти (700-1000 кг/м³); вязкость пластовой нефти (0,5-1000 мПа·с).

После проведения подготовительных работ, которые заключаются в опрессовке установки, определения мертвого объема бомбы и коэффициентов объемного расширения установки, пробу пластового флюида переводят из пробоотборника 1 в бомбу PVT 11 (рис. 1).

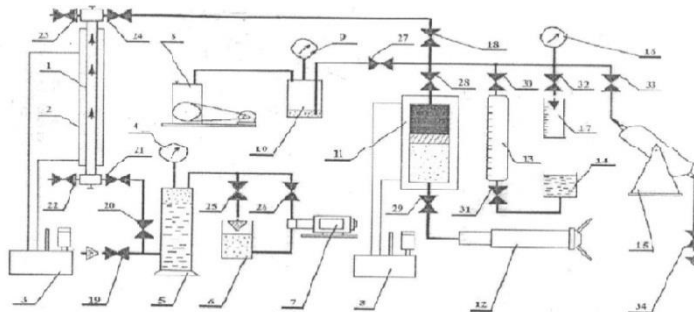


Рис. 1 Принципиальная схема установки для исследования пластовых нефтей (УИПФ-300)

1-пробоотборник, 2- терморубашка, 3- термостат, 4,16-манометры, 5-промежуточная емкость, 6-емкость для масла, 7-насос-дозатор, 8-вакуумный насос, 9-мановакуумметр, 10-ловушка жидкостная, 11-бомба PVT, 12-измерительный пресс, 13-газومتر, 14-напорная емкость, 15-вискозиметр высокого давления, 17-сепаратор для нефти, 18-43-вентили.

Далее выполняют следующие операции:

- для определения давления насыщения нефти газом давление в бомбе PVT снижается от пластового ступенчато при заданной температуре. Разница давлений между ступенями зависит от пластового давления и величины давления насыщения. Для этого открывают вентиль 29 и медленно вывинчивают плунжер измерительного пресса 12 на расширение. При достижении заданного давления очередной ступени по манометру на бомбе PVT фиксируется значение объема по шкале пресса. На каждой ступени давления пробу тщательно перемешивают путем наклонных качаний бомбы PVT до полной стабилизации давления. При достижении давления насыщения приращение объема на единицу давления значительно возрастает. Снимают несколько точек ниже давления насыщения, увеличивая объем пробы на 1 см^3 по прессу установки. Записывают давление P_i каждой ступени в условиях изотермического расширения по показаниям образцового манометра. Записывают отсчет по шкале измерительного пресса при соответствующем давлении. Операции повторяют 2 раза.

- при выполнении измерений по определению газосодержания, объемного коэффициента и плотности пластовой нефти проводят опыт однократного выделения газа. Для этого к бомбе PVT 11 через вентиль 28 капилляром присоединяют сепаратор 17 и газометр 13. Газометр должен быть заполнен подкрашенным и слегка подкисленным насыщенным раствором поваренной соли. Герметичность газометра определяют опусканием напорной склянки вниз при закрытых кранах 30, 32. Пробу нефти в бомбе PVT укачивают при пластовом давлении и температуре до стабилизации давления на манометре 16. Капилляр, соединяющий бомбу PVT с сепаратором, продувают нефтью. Как только нефть перестанет капать с конца капилляра, последний подсоединяют к сепаратору 17. Снимают отсчет по шкале измерительного пресса 12, затем вентиль 28 бомбы PVT немного открывают, нефть перепускают в сепаратор. После того как из бомбы PVT будет выпущено $6,0 - 25,0 \text{ см}^3$ нефти, вентиль на установке закрывают. Давление доводится до пластового, и берется второй отсчет по прессу. После этого вентиль 30 на газометр закрывают, поднимая напорную склянку 14, сообщенную с газометром штангой, и совмещая уровень с уровнем воды в газометре, приводят давление к атмосферному. Записывают: объем газа в газовой бюретке, температуру газа, барометрическое давление, объем дегазированной нефти. Масса дегазированной нефти определяется весовым способом по разнице весов пустого сепаратора и сепаратора с нефтью.

- вязкость пластовой нефти определяют на вискозиметре ВВД путем замера времени качения шарика по калиброванной трубке, наклонной под определенным углом к горизонту. Перед заполнением трубки вискозиметра нефтью соединительный капилляр и вискозиметр вакуумируются. Нефть в бомбе PVT должна быть приведена в однофазное состояние. По окончании предварительных операций вентили 28 и 33 закрываются, и нефть начинает переходить в полость вискозиметра. Необходимое давление поддерживают прессом 12. Далее вискозиметр термостатируют при заданной температуре в течение 15-20 минут, и замеряют время качения шарика на трубке. На каждом углу наклона фиксируют время качения шарика 5 раз.

Далее по результатам замеров с использованием формул [3, 4] производятся вычисления давления насыщения, коэффициентов сжимаемости, газосодержания, объемного коэффициента, плотности пластовой нефти, вязкости пластовой нефти. Погрешности между параллельными замерами не должны превышать [5]: давление насыщения - 0,5%; коэффициент сжимаемости - 3,0%; газосодержание - 1,0%; объемный коэффициент - 1,0%; плотность пластовой нефти - 0,5%; вязкость пластовой нефти - 5,0%.

Таким образом, вычисление исследований пластовых флюидов по разработанной методике позволяет с достаточной точностью производить определения PVT-свойств.

Список использованных источников

1. «Методика измерений параметров проб пластовых флюидов с использованием установки УИПФ – 300», утвержденная ООО «РНТЦ Урало-Поволжья» в 2014 г., 21 стр.
2. Паспорт «Установка для исследования пластовых флюидов УИПФ-300».
3. В. Н. Манума, Г. Ф. Требин и др. «Экспериментальное исследование пластовых нефтей». – М., ГОСИНТИ. 1960.
4. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и форма представления результатов.
5. РМГ 76-2004 Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа.

УДК 622.79.72

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Э.Ишалина

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант);

Р.А. Майский

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, доцент, кандидат технических наук)

Аннотация. Суровые условия крайнего севера очень часто являются главной причиной образования газогидратов. Для предотвращения образования гидратов, централизованно, ко всем скважинам подается ингибитор гидратообразования - метанол. На данный момент подача метанола является самым оптимальным и экономически выгодным решением данной проблемы.

Ключевые слова: Гидрат, метанол, ингибитор, газ, товарный газ, температура, давление, шлейф.

UDC 622.79.72

ESTIMATION OF EFFICIENCY OF FIGHT AGAINST HYDRATES ON EXAMPLE OF ЯМБУРГСКОГО OF НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО DEPOSIT

A.E.Ishalina

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University», undergraduate);

R.A. Maiski

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University», Associate Professor, Candidate of Engineering Sciences)

Abstract. Severe conditions of the far north are very often the main reason for the formation of gas hydrates. To prevent the formation of hydrates, centrally, all the wells are fed a hydrate inhibitor, methanol. At the moment, the supply of methanol is the most optimal and cost-effective solution to this problem.

Keywords. Hydrate, methanol, inhibitor, gas, commercial gas, temperature, pressure, plume.

На протяжении последних 20-ти лет основные объемы газодобычи России обеспечиваются развитием газотранспортных и газопромысловых систем севера Западной Сибири. Отдаленность главной газодобывающей провинции от основных потребителей ее продукции, а также сложные климатические и геолого-промысловые условия этого региона

обусловили повышенные требования к кондиции товарного газа, которые нашли отражение в отраслевых стандартных образцах качества всех основных видов продукции газовой промышленности. Ямбургское месторождение находится в эксплуатации уже более 30 лет и в настоящее время вступило в период падающей добычи с резким падением устьевого давления скважин [1,2,3].

Если природный газ насыщен водяными парами, то при определённых значениях T и P возможно образование твердых соединений с водой, их принято называть гидратами [4,5].

Для обеспечения бесперебойной работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ) необходима своевременная подача газа с кустов газовых скважин на установку, что осложнено образованием гидратов в шлейфах газовых скважин. Для борьбы с отложением гидратов в условиях Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения используется раствор метанола, подаваемый на устье скважин и в шлейфы [6,7].

Цель работы: определить места возможного образования гидратов и вычислить необходимое количество ингибитора гидратообразования для предотвращения выпадения гидратов.

Для сохранения стабильной работы газового промысла, скважин, газосборной сети мною был проведен поэтапный расчет и анализ. Был проведен расчет распределения давления и температуры по стволу простаивающей скважины. Для примера взята скважину № 4062. Глубина скважины 1205 метров, давление газа на устье 0,9 МПа и температура газа в пласте 305 К. По данным результатов расчета мною была построена графическая зависимость температуры природного газа и температуры гидратообразования от глубины простаивающей скважины (Рис. 1) [8,9].

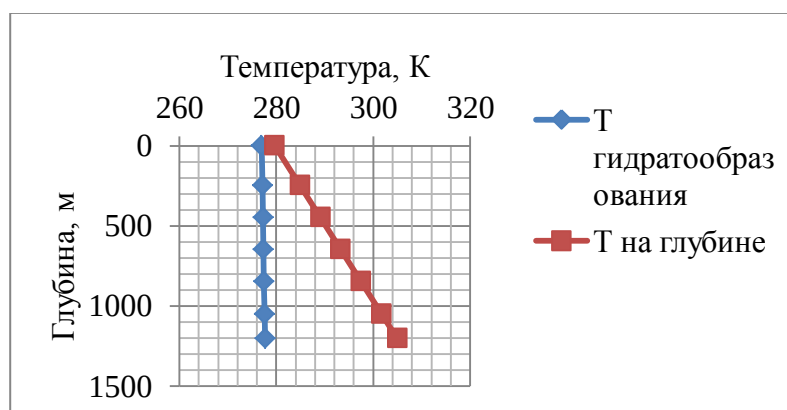


Рис. 1 - График зависимости температуры газа и температуры гидратообразования от глубины простаивающей скважины № 4062

Анализируя графическую зависимость изображенную на рисунке 1, можно сделать вывод - в данной простаивающей скважине гидраты не образуются. Так же был произведен расчет для остальных простаивающих скважин и построены графики, на основании которых можно сделать вывод, что в простаивающих скважинах гидраты не образуются, следовательно подача метанола в данные скважины – исключается.

Так же мною был произведён расчет распределения давления и температуры по стволу работающей скважины. В качестве примера была выбрана так же самая скважина № 4062. Давление газа на устье скважины 0,9 МПа, T и глубина остаются прежними. По результатам была построена графическая зависимость T природного газа и T гидратообразования от глубины работающей скважины.

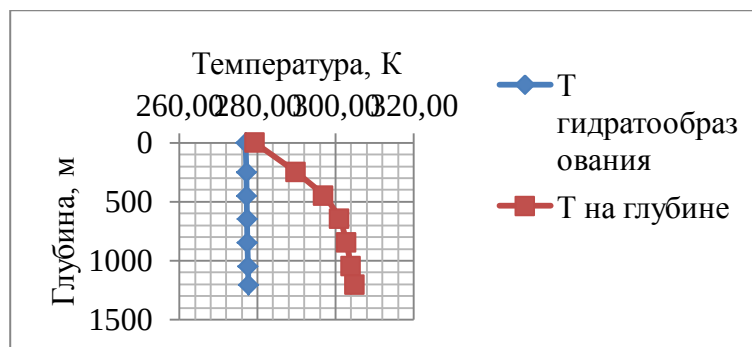


Рис. 2 - График зависимости температуры газа и температуры гидратообразования от глубины работающей скважины № 4062

Анализируя данную зависимость, можно сделать вывод что в данной скважине гидраты не образуются. Расчеты и графические зависимости остальных работающих скважин говорят о том, что в работающих скважинах гидраты не образуются, и соответственно подавать метанол в данные скважины не требуется.

Так же был произведен гидравлический и тепловой расчет шлейфов. Для примера расчета были выбраны данные по самому длинному шлейфу от куста 414. Длина шлейфа составляет 9,13 км, давление газа на устье скважины 0,72 МПа, температура на устье 273К, температура окружающей среды 238К (зимой) и 288К (летом). По результатам расчета представлена графическая зависимость распределения T природного газа и T гидратообразования в зимний и летний периоды.

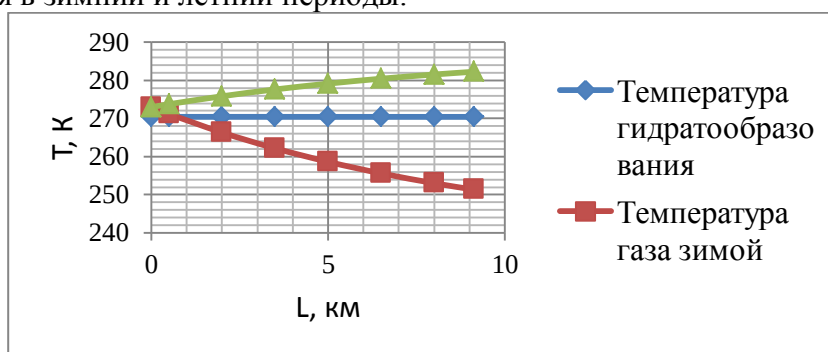


Рис.3 - График распределения температуры газа и температуры гидратообразования по длине шлейфа № 414 в зимний и летний периоды эксплуатации

Наблюдая данную графическую зависимость можно сделать вывод , что в летнее время кривая распределения T природного газа не падает ниже кривой распределения T гидратообразования, следовательно в летнее время не стоит опасаться образования гидратов. В зимнее же время кривая распределения T природного газа по длине шлейфа пересекает кривую распределения T гидратообразования, что свидетельствует о возможном образовании гидратов на расстоянии 0,7 км от начала шлейфа и до входа в УКПГ. Это явление напрямую связано с понижением температуры газа вследствие теплопередачи окружающей среде. Рассчитывая остальные шлейфы было обнаружено, что в летнее время гидраты не образуются. В зимнее время года гидраты так же образуются и в других шлейфах, следовательно в данные шлейфы требуется подача метанола[10].

Так же мною был произведён расчет необходимого количества ингибитора гидратообразования. Так как в работающих и постаивающих скважинах гидраты не образуются, поэтому для этих скважин расчёт не требуется. Для примера расчета я выбрала

данные по кусту № 414 для шлейфа. Было рассчитано, что требуется 0,01104 кг/тыс.м³. По результатам получилось, что значение не превышает проектное [11].

Список использованных источников

1. Инвестиционная привлекательность северного региона /Махмудова М.М., Королева А.М., Шакирова Э.В., Ефименко Е.Л. //Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. 2016. № 1 (48). С. 27-32
2. Гайсин М.Ш., Ефименко Е.Л. История развития техники сбора нефти // 63-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Сборник материалов конференции. 2012. С. 298.
3. Ефименко Е.Л., Филиппов В.Н., Яиков Д.В. Роль науки и техники в развитии предприятий нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса Башкирии // Российская государственность: тенденции устойчивого развития. История и современность. 2012. С. 81-84.
4. Гайнуллин Т. Р., Майский Р.А. Основные эколого-экономические проблемы при разработке углеводородного сырья в арктическом шельфе // Актуальные проблемы науки и техники-2015 : материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - Т. 3. - С. 185-189.
5. Б.В. Дегтярёв, Э.Б. Бухгалтер. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. – М.:Недра, 1976. – 198с.
6. Байбакова И. Р. , Майский Р.А. Организационно-методические аспекты управления предприятиями нефтегазового комплекса // Актуальные проблемы науки и техники-2015 : материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - Т. 3. - С. 173-175.
7. Мониторинг гидратообразования в системах добычи и транспорта природного газа в условиях холодных климатических зон // Майский Р.А., Хафизов Ф.М., Мухаметзянов И.З., Горлов С.Н. / Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 109-114.
8. Кузнецова Е.В., Муллаянова Л.И. Инжиниринг в нефтегазовой отрасли // Менеджмент и маркетинг в различных сферах деятельности. Сборник научных трудов. Под общей редакцией У.Г. Зиннурова. Уфа, 2017. С. 98-100.
9. В.В. Чеботарёв. Расчёты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. - Уфа: УГНТУ, 2007. - 408 с.
10. Круглова З.М., Майский Р.А., Филиппов В.Н. Применение математического моделирования при исследовании геологических объектов // Информационные технологии. Проблемы и решения. 2016. № 1 (3). С. 339-342.
11. Латыпова Э.Р., Григорьева Ю.Л., Майский Р.А. Разработка модели для определения оптимальной концентрации метанола при заданных параметрах // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы Международной молодежной научной конференции. Ответственный редактор Ямалетдинова К.Ш.. 2016. С. 247.

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ

С. И. Казетов, А. Л. Ганиев

(ООО “Уфимский Научно-Технический-Центр”)

Аннотация. Успешная разработка нефтяных месторождений в значительной степени зависит от правильного решения ряда промысловых задач, одной из которых является расчет оптимального забойного давления добывающих скважин. Уменьшение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом вызывает снижение коэффициента продуктивности

скважины. Это приводит, наряду с увеличением дебита скважины, к непропорциональному росту трудовых, энергетических и материальных затрат. Для оптимизации забойных давлений необходима математическая модель, адекватно описывающая зависимость дебита скважины от забойного давления.

Ключевые слова: давление насыщения, коэффициент продуктивности, разгазирование нефти.

UDC 622.276

DEFINITION OF WELL PRODUCTIVITY WHEN DEVELOPING BELOW THE PRESSURE OF SATURATION

S.I. Kazetov, A. L. Ganiev

("Ufa SciTechCenter" LLC, Ufa, Russian Federation)

Abstract. Successful oil reservoir engineering largely depends on the correct solution of the number of field problems, the one of them is an effective bottom hole pressure calculation in producing wells. The pressure draw-down increase provides the commercial production during the rise of water cut of well production. Decrease of bottom hole pressure below saturation pressure causes production index loss. This leads to liquid rate increase as well as to labor, energy and material cost escalation. It is needed a simulation model adequately describing liquid rate-bottom hole pressure relationship.

Keywords: saturation pressure, production index, de-gassing of oil.

Для оценки дебита скважины при забойном давлении ниже давления насыщения широко используется композитная зависимость Вогеля:

$$Q = K_0(P_{res} - P_s) + \left(K_0 \frac{P_s}{1.8}\right) \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2\right). \quad (1)$$

Но, как показывают результаты, параметры, полученные по зависимости Вогеля, сильно отличаются от фактических данных [1].

Результаты лабораторных исследований фазовой проницаемости коллектора для нефти, содержащей газовую фазу и кривых разгазирования, позволяют разработать полуэмпирическую математическую модель фильтрации газированной нефти в призабойной зоне пласта, с использованием функции Христиановича[2].

Однако для прогнозных расчетов в условиях Узеньского месторождения модель [2] не подходит т.к. пласты XIV горизонта являются высоконеоднородными, и предложенная методика, использующая среднее значение абсолютной проницаемости для всего пласта, может привести к существенным погрешностям при расчётах.

Для повышения точности результатов предлагается методика решения задачи, позволяющая вести расчёты по значению проницаемости, описывающая характер фильтрации флюида в зоне контура питания скважины определением по дебиту нефти фильтрационных свойств породы.

Для реализации предлагаемой методики определения коэффициента продуктивности при забойном давлении ниже давления насыщения необходимы свойства нефти и газа, параметры разработки, а также результаты лабораторных исследований зависимостей газонасыщенности от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности.

Проницаемость коллектора в зоне контура питания определяется в следующей последовательности: преобразованием формулы Дюпюи (3):

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{res} - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}. \quad (3)$$

Средняя проницаемости в зоне контура питания определяется

$$k = \frac{Q \cdot \mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi h(P_{res} - P_{wf})}, \quad (4)$$

Далее модифицируем зависимость прогнозирования дебита при забойном давлении ниже давления насыщения (5), с учетом найденной проницаемости:

$$Q_n = \frac{2\pi S}{\mu_n \cdot \ln\left(\frac{R_g}{r_c}\right)}, \quad (5)$$

где S – проводимость, μ_n – вязкость нефти, R_g – радиус разгазирования. $S =$

$$\int_{P_{заб}}^{P_{нас}} k_{нг} \cdot h_{нг} \cdot dP, \quad (6)$$

где $k_{нг}$ – фазовая проницаемость для газированной нефти, $h_{нг}$ – толщина потока газированной нефти.

Фазовая проницаемость коллектора для газированной нефти является функцией газонасыщенности потока (рис. 1) и имеет следующий вид:

$$k_{нг} = k_n \cdot f_1(\Gamma), \quad (7)$$

где k_n – фазовая проницаемость нефти.

Газонасыщенность потока (рис. 2) определяется как функция от давления:

$$\Gamma = f_2(P). \quad (8)$$

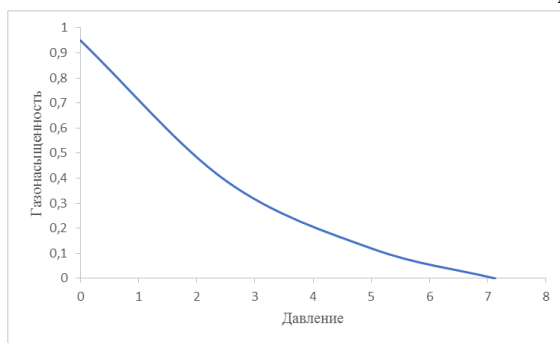


Рис. 1 – Кривая зависимости газонасыщенности нефти от давления

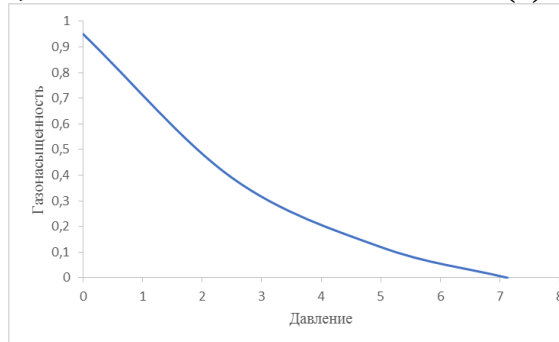


Рис. 2 – Кривая относительной проницаемости газированной нефти от газонасыщенности нефти

Зависимость газонасыщенности от давления аппроксимирована квадратичной убывающей функцией:

$$\Gamma = 0,0184P^2 - 0,2719P + 1. \quad (9)$$

В результате аппроксимации кривых, приведенных на рисунках 2 и 3, получены следующие зависимости:

$$\Gamma = aP^2 - bP + c, \quad (10)$$

$$k_{нг} = k_n e^{-d\Gamma}. \quad (11)$$

Подставлением убывающей (10) и экспоненциальной (11) функций в (7):

$$k_{нг} = k_n e^{-d(aP^2 - bP + c)}. \quad (12)$$

Определяем дебит жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения по формуле (3), используя полученную проницаемость (4). После чего дебит нефти находим через обводненность продукции и определяем коэффициент продуктивности:

$$K_{продн} = \frac{Q_n}{P_{пл} - P_{заб}}. \quad (13)$$

Толщина потока газированной нефти определяется по формуле Баклея-Левретта:

$$h_{нг} = \frac{h \left(\frac{k_B}{\mu_B} \right) (1-f)}{\frac{k_B}{\mu_B} (1-f) + f \left(\frac{k_{нг}}{\mu_n} \right)}, \quad (14)$$

где k_B – фазовая проницаемость воды, μ_n , μ_B – вязкость нефти и воды, f – обводненность.

Фазовая проницаемость для нефти и фазовая проницаемость воды:

$$k_H = \frac{Q_H \cdot \mu_H \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi h(P_{пл} - P_{заб})}, \quad (15)$$

$$k_B = \frac{Q_B \cdot \mu_B \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi h(P_{пл} - P_{заб})}. \quad (16)$$

Значение проводимости примет следующий вид:

$$S = \int_{P_{заб}}^{P_{нас}} e^{-d(aP^2 - bP + c)} \cdot \frac{k_H h \left(\frac{k_B}{\mu_B}\right) (1-f)}{\frac{k_B}{\mu_B} (1-f) + f \left(\frac{k_H e^{-d(aP^2 - bP + c)}}{\mu_H}\right)} \cdot dP. \quad (17)$$

По формулам (3) и (5), определяем R_g :

$$R_g = (R_k \cdot r_c^B)^{\frac{1}{B+1}}, \quad (18)$$

где:

$$B = \frac{k_H h (P_{res} - P_s)}{S}. \quad (20)$$

В качестве примера использованы результаты промыслового эксперимента по скважине 4764, XIV горизонта Узеньского месторождения, имеющей следующие геолого-физические характеристики: пластовое давление 11 МПа, давление насыщения 6,9 МПа, вязкости нефти и воды 2,8 и 0,4 мПа·с, соответственно, радиусы контура питания и скважины 250 и 0,1 м, соответственно, толщина пласта 10 м, обводненность 75 %.

По результатам промыслового эксперимента внесены изменения в формулу Вогеля для адаптации к Узеньскому месторождению. Модифицированная формула Вогеля выглядит следующим образом:

$$Q = K_0(P_{res} - P_s) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_s}{\beta} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^6 \right) \quad (20)$$

Как показали результаты, полученные по формуле Вогеля с поправкой, хорошо описывают характер зависимости дебита нефти скважины от забойного давления ниже давления насыщения, однако для каждого месторождения должны быть получены свои коэффициенты β . В частности, для Узеньского месторождения $\beta = 3.6$.

Для месторождения Малый-Балык [1] результаты показали хорошую сходимость расчетов с промысловыми данными при $\beta = 8.5$.

Таблица 1 - Коэффициенты продуктивности скважины № 4764

Забойное давление, МПа	Коэффициент продуктивности, $\frac{м^3}{МПа \cdot сут}$				
	при промысловом исследовании	по формуле (1)	по формуле (2)	по формуле (5)	по формуле (20)
5,37	0,709	0,989	0.435	0,74	0,72
3,17	0,536	0,66	0.202	0,53	0,51
1,81	0,446	0,442	0.125	0,43	0,41

Список использованных источников

1. Хасанов М. М., Мукминов И. Р., Бачин С. И. К расчету притока жидкости к скважинам, работающим в условиях локального разгазирования // Нефтепромысловое дело. - 2000. - № 8-9. - С. 38-42.
2. Уразаков К. Р., Гафуров О. Г., Уразаков Т. К. и др. Теоретические и промысловые исследования работы скважины при забойном давлении ниже давления насыщения // Интервал. - 2007. - № 9. - С. 56-62.

3. Л. Н. Назарова, С. И. Казетов, А. Л. Ганиев, К. Р. Уразаков. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – №4. – С. 27-35.
4. Мищенко И. Т., Сагдиев Р. Ф. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 104-106.
5. Лысенко В. Д. Влияние отклонений забойных давлений на дебит нефти // Нефтепромысловое дело. - 2006. - № 10. – С.4-6.
Скважинная добыча нефти / Мищенко И. Т. -«Нефть и газ. - 2003. – С. 574-581.
6. Проектирование разработки нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко - М. : Недра, 1987.
7. Стрижов И. Н., Пятибратов П. В., Михайлов А. И., Нечаева Е. В. Фазовые проницаемости, используемые при расчете дебитов скважин, эксплуатируемых с забойным давлением ниже давления насыщения // Нефтяное хозяйство. – 2006. - № 11. - С. 80-81.
8. Моррис Маскет. Физические основы технологии добычи нефти / М. : Гостоптехиздат, 1953.

УДК 622.276:550.83

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Кобища Д.И.

(ПАО «Булгарнефть»)

Бахир С. Ю.

(ЗАО «Татнефтегаз», г. Москва)

Аннотация: Рассмотрены вопросы математического моделирования структуры пустотного пространства. Получена функциональная взаимосвязь между проницаемостью и отношением пористости к остаточной водонасыщенности. Показана необходимость разделения коллекторов по степени гидрофильности, коэффициенты вытеснения которых существенно различаются, и обоснована необходимость оценки их для каждого класса в отдельности.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, коллекторские свойства, гидрофильность, ГИС.

UDC 622.276:550.83

DISPLACEMENT EFFICIENCY ESTIMATION BY THE WELLS' GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL RESEARCH DATA

Kobishcha D.I.

(PJSC «Bulgarneft»)

Bakhir S. Yu.

(CJSC "Tatneftegas", Moscow)

Abstract. The paper deals with problems of void structure mathematical modeling. There has been obtained the functional relationship between permeability and porosity-residual water saturation ratio. The authors point out the necessity of reservoir classification by rate of hydrophilicity, displacement efficiency of those may significantly differ. Grade evaluation necessity of then has also been grounded.

Keywords: displacement efficiency; reservoir properties; hydrophilic behaviour; geophysical well logging (GWL).

Важное значение при выборе методов увеличения нефтеотдачи (МУН) имеют полнота

и точность информации о свойствах продуктивных пластов. Неполный объем этой информации – одна из причин недостаточной обоснованности принимаемых решений при проектировании МУН и, как следствие этого, неудач при их практическом осуществлении [1-14].

Коэффициент вытеснения определяется, как правило, путем моделирования в лабораторных условиях.

Учет влияния изменчивости коллекторских свойств продуктивных пластов осуществляется путем использования зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости, полученной в лабораторных условиях. Однако часто такие зависимости являются недостаточно тесными и обладают низким коэффициентом корреляции.

Надёжные методики количественной оценки коэффициента вытеснения по данным геофизических методов исследования скважин (ГИС) в настоящее время отсутствуют.

В Октябрьском филиале УГНТУ проводятся исследовательские работы по изучению структуры и созданию математических моделей пустотного пространства коллекторов, позволившие разработать методику оценки коэффициента вытеснения по известным параметрам продуктивных пластов (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность), оценённым по данным ГИС.

Исследование механизма вытеснения нефти водой из пород-коллекторов показывает, что величину коэффициента вытеснения определяют такие петрофизические характеристики коллектора, как неоднородность структуры пустотного пространства, размеры пор, удельная поверхность, вещественный состав и смачиваемость коллектора, а также характеристики пластовых жидкостей: вязкость и состав нефти, межфазное натяжение нефти на границе с вытесняющим агентом и температура. Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, начальная водонасыщенность, удельная поверхность) являются интегральными характеристиками структуры пустотного пространства коллекторов.

Анализ и обобщение результатов лабораторных исследований коллекторских свойств, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой, полученных на образцах керна продуктивных пластов турнейского яруса Знаменской группы месторождений Республики Башкортостан, позволили определить степень влияния отдельных коллекторских свойств на коэффициент вытеснения нефти водой.

В настоящее время существуют прямые методы изучения пустотного пространства, позволяющие в лабораторных условиях путем изучения шлифов получить кривые распределения пор и поровых каналов по размерам.

Однако наибольший интерес представляет проблема создания косвенных методов изучения структуры пустотного пространства, например, по данным промыслово-геофизических методов исследования скважин. Практическая ценность решения данной проблемы очевидна, поскольку она позволит получить функциональные связи между основными физико-емкостными параметрами коллекторов. Для решения этой проблемы необходима постановка широких целенаправленных исследований как структуры пустотного пространства, так и основных физико-емкостных свойств продуктивных пластов.

В настоящее время по данным промыслово-геофизических методов исследования скважин можно оценить не более 2-3 характеристик продуктивных пластов: пористость, начальную или текущую водонасыщенность, а в отдельных благоприятных условиях – коэффициент проницаемости.

В результате исследований была определена функциональная взаимосвязь между коэффициентом проницаемости и отношением коэффициента пористости к коэффициенту остаточной водонасыщенности:

$$K_{пр} = A * (K_p / K_{во})^W .$$

Данная формула при низких значениях остаточной водонасыщенности переходит в формулу Котеса-Дюмануара и по существу является ее модификацией. При средних и низких значениях проницаемости полученная формула дает более точные результаты по

сравнению с формулой, которая используется американскими геофизиками. Формула позволяет также количественно оценить толщину пленки связанной воды по данным лабораторных исследований коллекторских свойств.

В качестве примера рассмотрим вопросы количественной оценки коэффициента проницаемости для продуктивных пластов турнейского яруса Знаменской группы месторождений Республики Башкортостан.

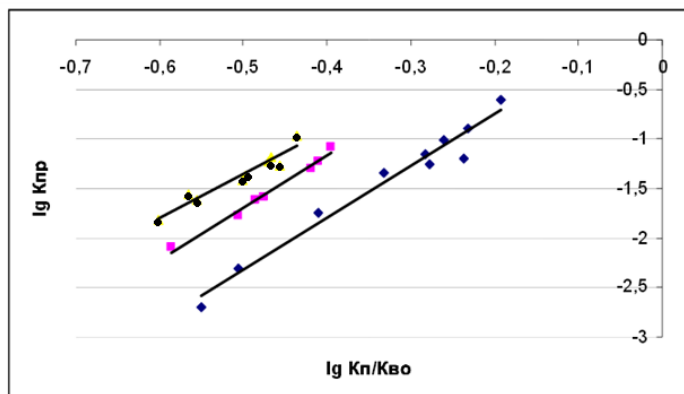


Рисунок. Зависимость коэффициента проницаемости от параметра $K_n/K_{во}$

В результате сопоставления коэффициента проницаемости с отношением $K_n/K_{во}$ в линейном масштабе выявлено наличие трех семейств точек и соответственно трех разных зависимостей. Все три зависимости представляют собой параболы с единой вершиной в начале координат и имеют различную крутизну ветвей.

Зависимость коэффициента проницаемости от отношения $K_n/K_{во}$ удобно строить в логарифмической системе координат, поскольку в данной системе связь между указанными параметрами должна быть линейной (см. рисунок).

В данной системе координат также имеем три семейства точек, для каждого из них связь между указанными параметрами с точностью, вполне достаточной для практических целей, аппроксимируется прямой линией.

На этом этапе предлагается следующая простая схема количественной оценки коэффициента вытеснения нефти водой по данным ГИС:

1. По данным геофизических исследований скважин определяются пористость и остаточная (начальная) водонасыщенность продуктивного пласта или прослоя. При этом для определения пористости используются методы ПС или НГК, а остаточная водонасыщенность определяется по величине удельного электрического сопротивления пласта (прослоя).

2. По величине произведения $(K_n \cdot K_{во})$ выясняется класс коллектора по степени гидрофильности. Отметим, что $(K_n \cdot K_{во})$ может быть оценено непосредственно по удельному сопротивлению пласта.

3. По графикам зависимости $K_{выт}$ от $K_n/K_{во}$ оценивается коэффициент вытеснения. При этом необходимо использовать зависимость, соответствующий данному классу коллектора.

Список использованных источников

1. Зейгман, Ю.В. Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.

2. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.

3. Якупов, Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения [Текст] / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106-110.
4. Ахметов, Р.Т. Смачиваемость и параметры пустотного пространства продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 104 с.
5. Ахметов, Р.Т. Оценка характера смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.В. Мухаметшин // Проблемы экономики, организации и управления в России и мире: материалы XIII Международной научно-практической конференции (Прага, 23 декабря 2016 г.) / отв. ред. Н.В. Уварина. – Прага, Чешская Республика: Изд-во WORLD PRESS s r.o., 2017. – С. 14-17.
6. Ахметов, Р.Т. Современные представления о распределении остаточной нефти в пустотном пространстве продуктивного пласта [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов Международной научно-технической конференции (31 марта 2017 г.) в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 20-22.
7. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
8. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по объемному содержанию остаточной воды [Текст] / Р.Т. Ахметов, Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев, Ш.Х. Султанов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 39-43.
9. Ахметов, Р.Т. Оценка степени смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов I научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – С. 31.
10. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Ахметов Р.Т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.
11. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96. – DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-89-96.
12. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и Поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижов, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136. – DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-132-136.
13. Ахметов, Р.Т. Коэффициент вытеснения и смачиваемость продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // Ашировские чтения: сборник трудов Международной научно-практической конференции (Туапсе, 28 сентября - 2 октября 2016 г.) / отв. ред. В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – Т. 1. – № 1-1 (8). – С. 105–107.
14. Ахметов, Р.Т. Коэффициент вытеснения нефти водой и структура пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов I научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – С. 32.

УДК 622.276

КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Комаров Р. Ф.
(ПАО «Булгарнефть»)

Бахир С. Ю.
(ЗАО «Татнефтегаз», г. Москва)

Аннотация: В статье приведены показатели эффективности различных видов солянокислотных обработок, проведенных в разных геолого-промысловых условиях. Указывается на необходимость идентификации скважины по комплексу геолого-промысловых параметров, позволяющих дать более точный ответ на вопрос о сравнительной эффективности, а также учета критерии применимости того или иного вида воздействия.

Ключевые слова: солянокислотная обработка, пенно-солянокислотная обработка, нефтекислотная эмульсия, термохимическая обработка, термокислотные обработки, солянокислотные ванны.

UDC 622.276

BOTTOMHOLE FORMATION ZONE TREATMENT EFFECTIVENESS CRITERIA

Komarov R. F.
(PJSC «Bulgarneft»)

Bakhr S. Yu.
(CJSC "Tatneftegas", Moscow)

Abstract. The article presents performance indicators of various types of hydrochloric acid treatments conducted in different geological field conditions. The authors indicate the necessity of identifying wells based on geological field features that let us give more exact answer to the problem of comparative efficiency as well as define the criteria of various treatments application.

Keywords: hydrochloric-acid treatment, hydrochloric acid and foam treatment, acid-oil emulsion, thermochemical treatment, termoacid treatment, hydrochloric acid baths.

Сравнение эффективности различных видов солянокислотных обработок (СКО), проведенных в разных геолого-промысловых условиях, по опубликованным данным показывает, что в целом пенокислотные обработки характеризуются большей эффективностью по сравнению с обычной СКО и обработками под давлением [1-7]. Причем эффект выше по дополнительной добыче нефти, по проценту успешных обработок и имеет место в тех случаях, где до проведения пенно-солянокислотной обработки (ПСКО) эффекта от проведения других видов обработок получено не было. Это объясняется тем, что кислотная пена многократно замедляет скорость растворения в ней карбонатов за счет уменьшения поверхности контакта пены с породой из-за включения пузырьков воздуха (газа) и значительного ограничения диффузии свежих порций кислоты к местам ее контакта с породой вследствие стабильности системы. При пенокислотных обработках увеличивается охват пласта кислотным воздействием в результате малой плотности системы, и создаются условия для лучшей очистки пор призабойной зоны от продуктов реакции кислоты с породой. Преимуществом её перед другими видами обработок является ещё и то, что при освоении скважины после кислотной обработки в результате снижения поверхностного натяжения на границе раздела «нефть – нейтрализованный кислотный раствор» и расширения пузырьков воздуха (газа) в призабойной зоне происходит более полная очистка каналов и путей фильтрации от продуктов реакции кислоты с породой пласта [1, 2].

Существенное повышение эффективности по сравнению с простыми кислотными обработками отмечается при использовании нефтекислотных эмульсий (НКЭ) [3, 8-12]. В работе [8] приведено сопоставление простых СКО и обработок с использованием НКЭ по скважинам Северокамского месторождения, которое показывает, что при первых обработках дополнительная добыча нефти с применением НКЭ выше по сравнению с простыми СКО почти в четыре раза, а при повторных – почти в десять раз. Все это объясняется тем, что нефтекислотная эмульсия представляет собой массу шариков или глобул кислоты в нефтяной среде. При вдавливании таких глобул кислоты в поровый канал, размер которого меньше размера глобулы кислоты, нефтяная пленка разрывается, и кислота непосредственно соприкасается с поверхностью породы. В результате взаимодействия глобул соляной кислоты с породой размер поровых каналов увеличивается. После того, как поровый канал расширился до размеров, превышающих размер глобул кислоты, разрыв пленок прекращается и кислота новых порций эмульсии в этой зоне не вступает в реакцию с породой, т.е. созданный канал не расширяется. Таким образом, при фильтрации НКЭ через пористую карбонатную среду глубина увеличенной проницаемости будет больше, чем при фильтрации кислоты, так как созданные эмульсией каналы расширяются следующими порциями кислоты, а следовательно, большая часть активного раствора соляной кислоты при прочих равных условиях пойдет на углубление каналов в пласт [8]. Однако видимо, не во всех условиях этот вид обработки может дать лучшие результаты. Так, например, в работе [7] отмечается, что несмотря на большую в среднем дополнительную добычу нефти на одну обработку с применением НКЭ по сравнению с обычной СКО и ПСКО, успешность проведения воздействия составляет лишь 45 %, в то время как успешность обычных и пенокислотных обработок составляет 67-77 %.

Определенно больший эффект по сравнению с обычными солянокислотными обработками отмечается при использовании термохимических и термокислотных обработок в условиях карбонатных залежей Урало-Поволжья [13-15 и др.]. Так, в работе [15] говорится, что этот метод является одним из самых эффективных, а дополнительная добыча нефти в среднем составляет 1089 т на одну обработку в условиях залежей Татарстана и Башкортостана, хотя в отдельных случаях эффективность их сопоставима с обычными СКО [16].

В 1976 году К.Б. Ашировым было предложено создавать на забое скважин каверны-накопители путем проведения многократных солянокислотных ванн. Опубликованные на сегодняшний день в различных источниках данные по оценке эффективности этого способа воздействия на промыслах Куйбышевской области и Татарстана [17-23] говорят о существенном эффекте. Так, в работе [5] отмечается, что доля эффективных обработок составляет около 100 %, продолжительность эффекта – 272-1018 сут., дополнительная добыча нефти на одну скважину – 197-2755 т; в работе [21] говорится об увеличении дебитов скважин в 3-20 раз; в статье [23] проведенное обобщение показало, что успешными явились обработки по данной технологии в 90 % скважин, а прирост добычи нефти на одну операцию – 450 т. Причем эффекты получены также по скважинам, в которых обычные солянокислотные обработки были безрезультатны. Эффективность данного способа воздействия связывается с разрушением загрязненной зоны пластов и повышением гидродинамического совершенства скважин по степени вскрытия [17].

В определенных геолого-промысловых условиях довольно эффективными являются обычные СКО и обработки под давлением – наиболее широко распространенные виды воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). При этом величина эффекта сопоставима с величинами, приведенными выше. В условиях месторождений Ишимбая, по данным, изложенным в [24], средняя дополнительная добыча нефти на одну обработку при проведении обычных СКО составила 700 т, а при проведении СКО под давлением – 1130 т. Большой эффект СКО под давлением объясняется тем, что кислота дальше проникает в пласт в активном состоянии.

Кроме вышеперечисленных, в практике находят применение и другие виды и способы воздействия соляной кислотой на призабойную зону: ступенчатая кислотная обработка, поинтервальная, кислотная обработка с применением вибрации, обработки с добавлением в кислотный раствор загустителей и замедлителей реакции и др. Однако в литературе практически не приводятся результаты исследований, посвященных сравнению условий, при которых проводились различные виды обработок, отсутствует сопоставление скважин по таким параметрам, как обводненность продукции, дебиты, пористость, эффективная нефтенасыщенная толщина и т.д., которые позволили бы идентифицировать скважины по комплексу геолого-промысловых параметров и дать более точный ответ на вопрос о сравнительной эффективности, а также указать критерии применимости того или иного вида воздействия, что говорит о необходимости проведения широкого круга исследований в этом направлении.

Список использованных источников

1. Галлямов, М.Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений [Текст] / М.Н. Галлямов, Р.Ш. Рахимкулов. – М.: Недра, 1978. – 207 с.
2. Амиян, В.А. Физико-химические методы повышения производительности скважин [Текст] / В.А. Амиян, В.С. Уголев. – М.: Недра, 1970. – 280 с.
3. О необходимости и достаточности использования данных геофизических исследований при выборе скважин и технологий воздействия на призабойную зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев, Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенёв // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 50-54.
4. Эффективность нестационарного заводнения в процессе изменения горно-геологических условий эксплуатации продуктивных пластов [Текст] / В.И. Хохлов, Ш.С. Галимов, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 54-58.
5. Адаптация воздействия на пласты для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [Текст] / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов I научно-практической конференции с международным участием / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – С. 18.
6. Мухаметшин, В.В. О необходимости планирования проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти с использованием соляно-кислотных растворов в режиме реального времени [Текст] / В.В. Мухаметшин // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 66-71.
7. Шалинов, В.П. Анализ эффективности и перспективы применения методов обработки призабойной зоны скважин в объединении «Пермнефть» [Текст] / В.П. Шалинов, В.С. Уголев, П.М. Южанинов // Нефтепромысловое дело. – 1974. – № 8. – С. 7-10.
8. Мищенко, И.С. О повышении эффективности солянокислотных обработок [Текст] / И.С. Мищенко, М.Ф. Путилов // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 4. – С. 44-46.
9. Арутюнов, Г.А. Экономическая эффективность использования гидрофобных кислотных эмульсий для обработки карбонатных пластов в глубоких скважинах [Текст] / Г.А. Арутюнов, Л.Н. Васюшина // Нефтепромысловое дело. – 1970. – № 6. – С. 35-38.
10. Применение ПАВ-щелочного воздействия на объектах Лангепасского региона [Текст] / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов I научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – С. 17.
11. Мухаметшин, В.В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную

зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 80-84. – DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-80-84.

12. The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods [Text] / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky, S.K. Sultanov, R.T. Akhmetov // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 46-51. – DOI: 10.5510/OGP20160300288.

13. Оптимизация параметров циклического заводнения на Лас-Еганском месторождении [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / коллектив авторов. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 234-238.

14. Ахметов, Р.Т. Оценка степени смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов I научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самар. гос. техн. ун-та, 2016. – С. 31.

15. Мустафин, Г.Г. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта [Текст] / Г.Г. Мустафин, Б.А. Лерман // Нефтепромысловое дело. – 1983. – № 7. – С. 7-8.

16. Ахметова, Р.А. Методы воздействия на призабойную зону пласта нефтяных скважин Туймазинского месторождения [Текст] / Р.А. Ахметова // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 8. – С. 6-8.

17. Аширов, К.Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах [Текст] / К.Б. Аширов, Г.Б. Выжигин // Нефтяное хозяйство. – № 7. – С. 28-31.

18. Мухаметшин, Р.З. Создание эффективных систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / Р.З. Мухаметшин, Г.Ф. Кандаурова, О.П. Мигович // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 2. – С. 37-42.

19. Яскин, С.А. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи на объектах Лангепасской группы месторождений [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.В. Чибисов // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (29 апреля 2016 г.) в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 330-334.

20. Баталов, Д.А. Моделирование гелевых экранов в призабойной зоне пласта [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (29 апреля 2016 г.) в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 45-48.

21. Аширов, К.Б. О результатах эксплуатации скважин с искусственными забойными кавернами [Текст] / К.Б. Аширов, Р.Х. Муслимов, И.Г. Полуян // Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 9. – С. 21-28.

22. Создание и исследование комплекса технологий и технических средств обеспечения круглогодичного, регулируемого заводнения продуктивных пластов [Текст] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин, Р.Б. Фаттахов, Ш.Г. Мингулов // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 19-24.

23. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов [Текст] / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Рамазанов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Т. Фазлыев // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10. – С. 27-31.

24. Малышев, Л.Г. Обработка нефтяных скважин растворами соляной кислоты [Текст] / Л.Г. Малышев // Нефтепромысловое дело. – 1965. – № 7. – С. 14-17.

УДК 622.245.422

ФУНКЦИЯ УТЯЖЕЛИТЕЛЯ В ТЕРМОСТОЙКОМ ЦЕМЕНТНОМ РАСТВОРЕ ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ

Комлева С.Ф.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», доцент)

Ли Линь

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», магистрант)

Бао Голян

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», магистрант)

Аннотация. В статье исследовано влияние утяжелителей, связанное с изменением плотностей цементных растворов. Показаны технические трудности регулирования свойств цементного раствора, такие как реологические свойства, время загустевания, показатель фильтрации и т.д. Описаны технические требования к свойству тампонажных растворов и цементного камня.

Ключевые слова: утяжелитель, высокая плотность, стабильность цемента, термостойкость, реологические свойства, оптимизация свойств.

UDC 622.245.422

FUNCTION OF THE WEIGHTING AGENT IN HIGH TEMPERATURE RESISTANT AND HIGH-DENSITY CEMENT SLURRY SOLUTION KOMLEVA SVETLANA FARITOVNA

Komleva S. F.

(FGBOU VO "Ufa State Oil Company
Technical University, Associate Professor)

Li Linyi

(FSBEI HE "Ufa State Petroleum
Technological University", docent)

Bao Guoliang

(FSBEI HE "Ufa State Petroleum
Technological University", master)

Abstract. In this article the influence of weighting agents associated with the change in cement densities has researched. There are described technical difficulties in regulate properties of the cement slurry such as: rheological property, solidification time of cement, filterability index and so on. Technical requirements have described for cement slurry and cement stone.

Keywords: weighting agent, high density, stability of cement, high temperature resistant, rheological properties, optimization of properties.

При креплении глубоких скважин часто встречаются высокие температуры и высокие пластовые давления. Использование термостойкого и высокоплотного цементного раствора – один из эффективных способов решения этих проблем.

Для приготовления указанных растворов необходимо использовать различные добавки в соответствии с условиями в скважине для достижения высоких температурных характеристик, а также утяжелители – для достижения требуемой плотности цемента [1, 2].

Утяжелители не только увеличивают плотность цементного раствора, но, по данным [3], могут улучшить его стабильность и подвижность. Утяжеляющая способность утяжелителей возрастает с повышением их плотности. При приготовлении растворов с

одинаковой плотностью предпочтительней использовать утяжелители большей плотности, поскольку это позволяет достичь нужных значений плотности и сохранить максимально высокий предел прочности цементного камня [2].

В то же время, при получении термостойких растворов высокой плотности могут возникать определенные проблемы.

Если у традиционных тяжелых цементных растворов их стабильность можно контролировать содержанием свободной воды, то для высокотемпературных цементов делать сложнее, из-за разбавления цемента кремнеземистыми добавками, имеющими плотность меньше чем плотность цемента и замедляющих процесс структурообразования раствора.

Из-за большой разницы плотностей между утяжелителем и цементным раствором частицы утяжелителя легче осаждаются, поэтому возникает потеря седиментационной устойчивости раствора, плотность цементного раствора неравномерно распределяется, это приводит к плохому качеству цементирования, сильное осаждение частиц может даже привести к авариям [2].

Также у термостойкого раствора высокой плотности плохая способность к предотвращению прорыва газов [4].

При разработке рецептур термостойкой и высокоплотной цементной суспензии кроме выбора утяжелителя, важно оптимизировать реологические свойства цементного раствора и его стабильность [2].

Следует учитывать, что увеличение плотности цементного раствора увеличением доли утяжелителя и снижением водоцементного отношения (В/Ц) ведет к ухудшению реологических свойств. Одновременно с этим снижается седиментационная устойчивость раствора. При этом частицы утяжелителя могут осаждаться, и при твердении раствора в нем появляются каналы, приводящие к ГНВП [2].

Уменьшение В/Ц даже на 1% приводит к существенному загустеванию цементного раствора. Следовательно, цементный раствор должен обладать хорошей водоудерживающей способностью для исключения сильного загустевания в процессе цементирования.

Наличие большого количества утяжелителя, не обладающего вяжущими свойствами, снижает прочность цементного камня.

В качестве утяжелителей обычно используют магнетитовый песок, барит, порошок мелкого железа, гематит, ильменит и т.д. [2, 6].

Плотность барита около $4200 - 4600 \text{ кг/м}^3$. Барит может эффективно улучшить плотность цементного раствора и хорошо подходит для поддержания коллоидной стабильности. Однако большая водопотребность и высокая дисперсность частиц могут привести к увеличению водоцементного отношения. Поэтому для повышения плотности цементного раствора добавляется большое количество барита, который ухудшает реологические свойства и уменьшает прочность цементного камня.

Плотность порошка мелкого железа около 5050 кг/м^3 , у него хорошая утяжеляющая способность в широком диапазоне плотностей. Частицы порошка железа имеют почти одинаковый размер, который изменяется в узком диапазоне, не имеет никаких примесей и не оказывает никакого эффекта на вязкость.

Гематит наиболее распространенный тип используемых утяжелителей, имеет плотность $4900-5300 \text{ кг/м}^3$, и с его помощью можно достичь плотности цементного раствора до 2600 кг/м^3 и выше.

Плотность ильменита около $4400-4500 \text{ кг/м}^3$, он мало влияет на время загустевания цементного раствора и на прочность цементного камня, поэтому является хорошим утяжелителем. [6]

С увеличением плотности цементного раствора пластическая вязкость и динамическая напряженность сдвига возрастают, поэтому необходимы добавки для корректировки реологических свойств цементного раствора [5].

Седиментационная неустойчивость является главной проблемой цементных растворов с высокой плотностью. Большие частицы утяжелителя будут легко осаждаться и снизят седиментационную устойчивость раствора. Мелкие частицы утяжелителя будут повышать вязкость и динамическое напряжение сдвига.

Для получения проектной плотности в высокотемпературном растворе повышенной плотности необходимо использование нескольких утяжелителей с рациональным подбором гранулометрического состава и оптимизацией комбинации утяжелителей так, чтобы объем твердой фазы на единицу объема был больше, чем в обычном цементном растворе.

Для снижения водоотдачи в цементную суспензию можно вводить пленкообразующие латексные материалы или увеличить долю мелких частиц утяжелителя и кварцевого песка.

Для регулирования загустевания раствора в цемент необходимо добавлять коагулянт или замедлитель в соответствии с условиями крепления.

Для исключения термической коррозии цементного камня при температурах больше 100°C в цемент необходимо добавлять кварцевый песок.

Таким образом, получение термостойкого цемента повышенной плотности требует учета изменения всех свойств раствора и камня, и может быть обеспечено только комплексным подходом к решению данной проблемы.

Список использованных источников

1. В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
2. Б.С. Измухамбетов, Ф.А. Агзамов, Б.Т. Умралиев. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. – СПб.: Недра, 2007. – 461 с.
3. Ли Юн, ЧэньДацзюн. Исследования по высокосортной соли и водостойкой суспензионной системе. – Авансы на мелкие нефтепродукты, 2008. – С. 11-13.
4. Шу Фучан, СянСинцзинь, Линь Кэсюн, Ши Маоюн, Ли Сыгуй. Высокоплотностный цемент при антигазовых канализациях. – Газовая промышленность, 2007. – С. 72-74.
5. Логинова М.Е. Оценка показателей реологических свойств тампонажного материала и цементного камня с применением функции желательности. Сборник статей Международной научно-практической конференции. Инновации и наука: проблемы и перспективы. - 2017. С. 325-328
6. ГоГуанпин, Цзяо Цзэнфан. Тампонажная технология цемента сверхвысокой плотности в Западной Сычуани. – Газовая разведка и разработка, 2011. – С. 72-7. СуньЦиндэ. Новая технология высокотемпературного и высокого давления цементирования в зарубежных странах. – Буровой раствор и буровой агент для вскрытия продуктивного пласта, 2001. – С. 8-12.

УДК 622.276

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПРОРЫВАМИ ГАЗА В СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Д. Лазарев¹, М.В. Денисов¹, Е.Э. Татаринова², Т.Н. Кузнецова³

(¹ студент, Самарский государственный технический университет)

(² к.х.н. доцент, Самарский государственный технический университет)

(³ доцент, Самарский государственный технический университет)

Аннотация. В данной статье была рассмотрена проблема роста газового фактора и прорыва газа в горизонтальных скважинах на примере Среднеботубинского месторождения, обусловленная особенностями геологического строения продуктивных

пластов. Проведён анализ различных способов заканчивания горизонтальных скважин, применяемых на месторождении.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, пласт, регулятор притока, газовый фактор, заканчивание.

UDC 622.276

METHODS OF COMBATING GAS BREAKTHROUGHS IN WELLS USING THE EXAMPLE OF THE SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD

N.D. Lazarev¹, M.V. Denisov¹, E.E. Tatarinova², T.N. Kuznetsova³

(¹Student, Samara state technical university)

(²Cand. Of Chemical Sc., Associate Professor, Samara state technical university)

(³Associate Professor, Samara state technical university)

Abstract. In this article, the problem of gas factor growth and gas breakthrough in horizontal wells was considered using the example of the Srednebotuobinskoye field as a result of the geological structure of the reservoirs. The analysis of various methods of completion of horizontal wells used in the field is carried out.

Keywords: horizontal well, reservoir, inflow regulator, gas factor, completion.

Условия залегания углеводородов на Среднеботубинском месторождении не благоприятны для эффективной добычи запасов нефти из-за малых толщин нефтяного пласта и отсутствия глинистых разделов на границе газонефтяного контура что приводит к неизбежной добыче значительных объемов газа, а также многочисленным газопроявлениям и прорывам на ряде скважин. Рассматриваемое месторождение требует индивидуальных технологических решений в связи с тем, что оно характеризуется высокой неоднородностью залегания углеводородов по площади залежи (среднее значение коэффициента песчаности - 0,85, коэффициента расчленённости – 2,9). Отсутствие зарубежного и отечественного опыта при проведении работ в области ограничения газопритока нефтегазовых месторождений с обширной подгазовой зоной и малой частью нефтенасыщенной толщины (8,7м при общей толщине 30,1м) определило актуальность данной проблемы и послужило основой для изучения методов ограничения газопритоков в условиях разработки нефтегазовых месторождений [1].

Целью настоящей работы являлось рассмотрение различных видов технологии заканчивания горизонтальных скважин и возможности его практического применения в условиях Среднеботубинского месторождения.

По состоянию на данный момент в пределах Центрального блока пробурено 72 нефтяные (одна из которых переведена под нагнетание), 11 газовых и одна поглощающая скважины. Из них 30 скважин находится в эксплуатации (28 добывающих, одна нагнетательная и одна газовая), в консервации пребывает 26 скважин (20 добывающих нефтяных и шесть газовых), в освоении – 13 нефтяных, в ликвидации – 13 (девять нефтяных и четыре газовые).

По результатам анализа динамики работы скважин выделены временные интервалы, за которые происходит прорыв газа в значительных объемах (рост газового фактора от 3 до 150 %). Ранжирование скважин по времени начала прорыва газа после ввода в эксплуатацию представлен на рис. 1.

Рост газового фактора напрямую обусловлен расположением скважин относительно ГНК. Чем ближе скважина к ГНК, тем меньшее время требуется для возникновения неконтролируемых конусов газа. В то же время значительные прорывы газа в центральной части обусловлены наличием контактных запасов и особенностями размещения горизонтальных участков ствола скважины.

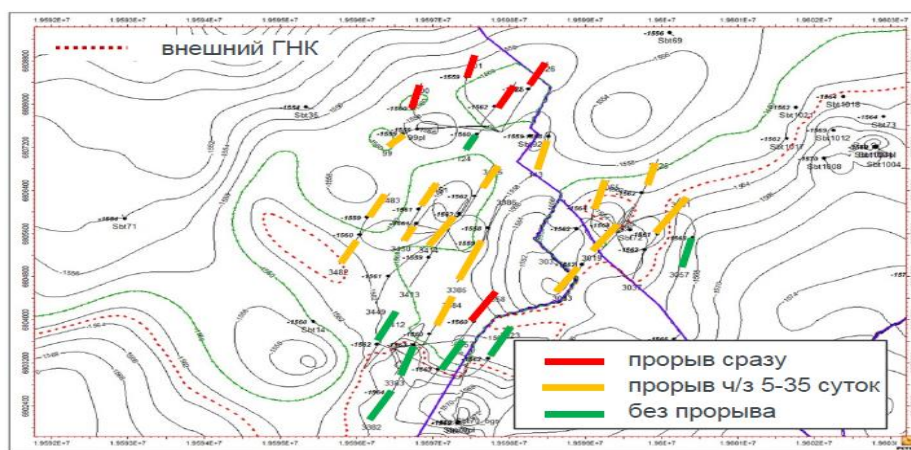


Рис. 1 - Распределение скважин по интервалам времени начала прорыва газа

Учитывая высокую проницаемость и выдержанность продуктивного разреза эксплуатация скважин закономерно сопровождается высокими значениями газового фактора.

Проанализировав данные о значениях газового фактора скважин по площади свидетельствует о неблагоприятной обстановке на месторождении связанной с его повышенным значением.

В условиях достаточно низких нефтенасыщенных толщин и наличия газовой шапки при бурении опробовано несколько подходов в заканчивании и цементировании. Всего выделено четыре группы скважин, пробуренных с различными вариантами проводки и заканчивания.

В первую группу объединены скважины, имеющие следующую конструкцию – эксплуатационная колонна перекрывает интервалы газовой шапки и цементируется, а хвостовик с щелевым фильтром подвешиваются без цементировании. Вторая группа – скважины с вскрытием ВНК эксплуатационной колонной. Заканчивание выполнено с цементируемым хвостовиком, а особенностью конструкции данных скважин является заведение эксплуатационной колонны под ВНК. Основная идея подобного подхода – это создание гидрозамка на пути газа из газовой шапки. К третьей группе относятся скважины с субгоризонтальным окончанием – заканчивание выполнено с цементируемым хвостовиком. Все эти скважины объединяет то, что горизонтальные участки пробурены по сложной траектории – высокоамплитудные изменения профиля в абсолютных отметках. Также почти во всех скважинах пакер гидроманжетного цементировании был расположен в самой верхней точки траектории. В итоге начало нецементированного участка начинается на расстоянии менее метра от ГНК. В последнюю, четвертую группу входят скважины с проводкой вблизи ВНК. Профиль данных скважин можно назвать условно горизонтальным, в связи с незначительной амплитудой его изменения в абсолютных отметках по длине. При этом сам горизонтальный ствол пробурен таким образом, что проходит непосредственно по ВНК либо в метре выше него.

Проанализировав способы заканчивания, применяемые на Среднеботуобинском месторождении, а так же обращаясь к специальной литературе и к способам решения проблемы повышенного газового фактора и прорыва газа в горизонтальных скважинах, применяемых на практике других месторождений, можно выделить эффективный способ, который неплохо зарекомендовал себя – метод заканчивания с использованием регулятора притока (РП). В последние годы разработка и внедрение регуляторов притока увеличили производительность горизонтальных скважин и выработку запасов в новых и существующих нефтяных скважинах. Технология РП увеличила зону дренирования продуктивного пласта, уменьшила частотность возникновения водяных и/или газовых прорывов в скважину и увеличила общие дебиты добычи углеводородов. Инженерами из Schlumberger был

предложен универсально новый способ заканчивания, в нем предлагается устройство для заканчивания ствола скважины [3]. Устройство включает трубчатый корпус, определяющий внутренний канал, один или более инжекционных регуляторов притока и эксплуатационные регуляторы притока. Этот метод подходит для месторождений высокой расчленённости, содержащих значительную по объемам газовую шапку [2, 5].

Анализ способов заканчивания горизонтальных скважин, применяемых на Среднеботуобинском месторождении, показывает недостаточную эффективность применяемых методов. Самый плохой результат показала 1 группа – без цементирование хвостовика, здесь зафиксирован максимальный средний и текущий ГФ, а время прорыва газа из ГШ составляет 1-2 суток. Наиболее благоприятной оказалась 2 группа (с заведением эксплуатационной колонны под ВНК), получен минимальный текущий газовый фактор, а 50 % фонда скважин работают с ГФ менее 1000 м³/т. В настоящее время промысловая практика располагает эффективными техническими решениями проблемы прорывов газа и роста газового фактора, один из таких примеров – использования регулятора притока. Первичные анализы данного метода показали уменьшение газопитока в скважину на 40% [2]. Однако такие методы требуют предварительного выполнения комплекса сложных работ, включающих создание спецотверстий и спуск пакетирующих устройств, поэтому их применение очень трудоёмко и подразумевает большие финансовые вложения. Таким образом, для предупреждения осложнений, связанных с прорывом газа в скважины, в условиях сложного геологического строения нефтегазовых месторождений, чрезвычайно актуальной является задача совершенствования технологии изоляции газопитоков в скважины, применения интеллектуальных способов заканчивания и проводки горизонтальных скважин, эксплуатирующих нефтяной пласт.

Список использованных источников

1. Краснова Е. И., Зотова О. П., Сивков П. В. Применение селективных материалов для ограничения водопитоков на месторождениях Западной Сибири [Текст] // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, № 4. – С. 17-18.
2. Краснов И. И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи [Текст]: Автореф... дисс. канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 21 с.
3. Пат. RU 2068943 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01). Интеллектуальная система заканчивания скважины для скважин, пробуренных с большим отклонением от вертикали [Электронный ресурс] / Пател Динеш Р. (US); патентообладатель ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL) – No 2012156859/03; заявл. 25.05.2011; опубл. 10.07.2014, Бюл. No 28.
– Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
4. «Дополнение к технологической схеме разработки Среднеботуобинского месторождения» [Текст], ЗАО «ТИНГ», Тюмень, 2014 г.
5. Сулейманов, Р.И. Критерии оценки уровня освоения дисциплины «Техника и технология нефтяных и газовых скважин» [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования-2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.1. С.175-182.

УДК 622.245.01

КОНСТРУКЦИЯ МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Леонтьев Д.С., Михайлов И.С., Цилибин В.В.

(Тюменский индустриальный университет)

Аннотация. Современный этап развития нефтяной и газовой промышленности России характеризуется переходом большинства крупных разрабатываемых нефтяных месторождений в стадию активно падающей добычи. Западно-Сибирский артезианский бассейн содержит в своих недрах огромные запасы термальных вод. В статье представлена конструкция многоствольной скважины для одновременной добычи термальных вод, залегающих ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью, закачки их в пласт с трудноизвлекаемой нефтью, и одновременно-раздельной добычи из ниже-вышележащих горизонтов.

Ключевые слова: многоствольная скважин, термальные воды, внутрискважинное оборудование, трудноизвлекаемые запасы, прогрев горной породы, одновременная добыча и закачивание.

UDC 622.245.01

CONSTRUCTION OF THE MULTI-WELL WELL

Leontiev D.S., Mikhaylov I.S., Tsilibin V.V.

(Tyumen Industrial University)

Abstract. The current stage of development of the oil and gas industry in Russia is characterized by the transition of most of the major oil fields under exploitation to the stage of actively falling production. The West Siberian artesian basin contains in its bosom a vast reserve of thermal waters. The article presents the construction of a multilateral well for simultaneous extraction of thermal waters, lying below the geological section of the reservoir with hard-to-recover oil, pumping them into the reservoir with hard-to-recover oil, and simultaneously-separate production from the lower-overlying horizons.

Keywords: multilateral wells, thermal waters, intra-well equipment, hard-to-recover reserves, rock heating, simultaneous extraction and injection.

Современный этап развития нефтяной и газовой промышленности России характеризуется переходом большинства крупных разрабатываемых нефтяных месторождений в стадию активно падающей добычи. Поэтому актуальным ставится вопрос освоения месторождений со сложным геологическим строением, трудноизвлекаемыми запасами нефти (в т.ч. нефть Баженовской свиты), высокосернистыми и высоковязкими нефтями и др. Трудноизвлекаемые запасы Баженовской свиты распространены практически на всей территории Западно-Сибирского Мегабассейна.

Актуальной задачей рентабельной разработки месторождений с ТРИЗ является создание новых и совершенствование уже применяемых методических и технологических решений, обеспечивающих сокращение эксплуатационных и энергетических затрат в процессе добычи нефти, сбора и подготовки скважинной продукции и др.

Необходимо отметить, что Западно-Сибирский артезианский бассейн содержит в своих недрах огромные запасы термальных вод. Осадочный чехол бассейна, в среднем начиная с глубины 1 км, заполнен термальными пластовыми водами. В пределах нижнего гидрогеологического этажа выделяют четыре основных водоносных комплекса (сверху вниз): 1) апт-альб-сеноманский, 2) неокомский, 3) верхнеюрский и 4) ниже-среднеюрский. Температура подземных вод всех водоносных комплексов в пластовых условиях изменяется в широком диапазоне. Диапазон изменения температур в регионе в кровле составляет для апт-альб-сеноманских отложений 50 °С, для неокомских – около 100 °С, юрских – до 140 °С. В подошве юрских отложений в наиболее погруженных частях бассейна могут встречаться перегретые термальные воды с температурой около 200 °С.

Основная задача, стоящая перед авторами, состояла в возможности создания в многоствольной скважине условий для использования тепловых свойств термальных вод, залегающих ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью, добыча и

закачка их в продуктивный горизонт с целью прогрева горной породы, снижения вязкости нефти, и одновременно-раздельной добычи из ниже-вышележащих горизонтов.

Скважину сооружают следующим образом (Рис. 1).

В скважину, конструкция которой предусматривает направление 1, кондуктор 2 и эксплуатационную колонну 3, пробуренную до горизонта с термальными водами ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью, сначала в боковой ствол № 1 спускают обсадную колонну 20 через окно 21 до кровли нижележащего горизонта относительно пласта с трудноизвлекаемой нефтью и цементируют. Спускают и посредством подвесного устройства 22 устанавливают фильтр-хвостовик 23. Спускают и устанавливают секцию НКТ 24 с центрирующей воронкой 26 до головы подвесного устройства 22 и фиксируют ее в боковом стволе № 1 посредством подвесного устройства 25. Аналогичные операции повторяют и в боковом стволе № 2.

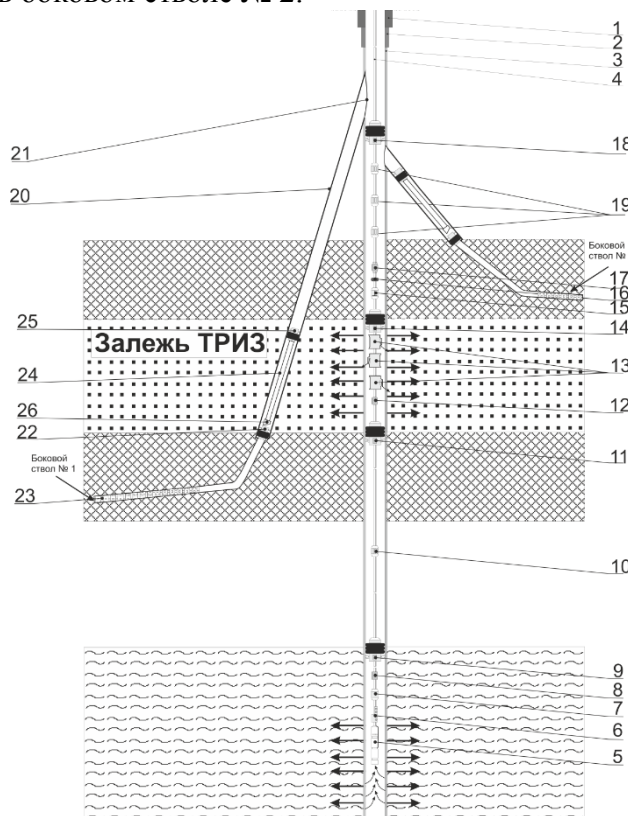


Рис. 1 – Конструкция многоствальной скважины

После этого в основной ствол скважины спускают колонну НКТ 4 с ЭЦН с кабелем 5, указатель повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде ЭЦН 6, сбивной клапан ЭЦН 7, посадочный ниппель 8 для установки пробок-заглушек, пакер механического действия 9, циркуляционный клапан 10, пакер механический 11, посадочный ниппель для скважинного штуцера 12, комплект скважинных камер с клапанами для закачки воды 13, пакер упорный 14, обратный клапан 15, разъединитель колонны НКТ 16, температурный компенсатор 17, комплект циркуляционных клапанов 18, пакер упорный 19.

Расстояние между пакерами 11 и 14 необходимо соблюсти таким образом, чтобы пакер 14 был расположен в скважине у кровли пласта в трудноизвлекаемой нефти, а пакер 14 у подошвы пласта в трудноизвлекаемой нефти. Пакер 9 необходимо установить у кровли горизонта с термальными водами ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью.

После спуска колонны НКТ 4 с внутрискважинным оборудованием, производят распаковку пакеров механического действия 9 и 11, затем пакеров упорных 14 и 19. Колонну НКТ подвешивают в трубной головке фонтанной арматуры, размещенной на колонной головке. На трубной головке размещают фонтанную елку фонтанной арматуры.

Далее с применением канатно-кабельной техники на проволоке в сочетании с замком, грузовой штангой, механическим яссом и соединителем спускают пробку-заглушку до посадочного ниппеля 8, устанавливают пробку-заглушку и поднимают проволоку с замком, штангой и соединителем. После этого активируют циркуляционный клапан 10 и затрубное пространство заполняют межпакерной жидкостью определенной плотности, которая будет закачиваться между пакерами 9 и 11. После закачки необходимого объема межпакерной жидкости циркуляционный клапан 10 закрывают. Затем с применением канатно-кабельной техники извлекают пробку-заглушку из посадочного ниппеля 8. После этого снова с применением канатно-кабельной техники открывают комплект циркуляционных клапанов 18. Кабель ЭЦН 5 подключают к станции управления и скважину вводят в эксплуатацию.

В связи с тем, что на колонне НКТ 4 в комплект внутрискважинного оборудования спущен обратный клапан 15, добываемые термальные воды не поднимаются на земную поверхность, а прокачиваются в пласт с трудноизвлекаемой нефтью через клапаны 13, тем самым прогревает горную породу, что в свою очередь снижает вязкость нефти. Добыча нефти из нижележащего пласта (боковой ствол № 1) относительно пласта с высоковязкой нефтью ведется по затрубному пространству скважины, а добыча из вышележащего пласта (боковой ствол № 2) относительно пласта с высоковязкой нефтью ведется по трубному пространству скважины (через комплект циркуляционных клапанов 19).

Представленное авторами техническое решение позволяет использовать тепловые свойства термальных вод, расположенных ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью и закачивать их в продуктивных горизонт с целью прогрева горной породы и снижения вязкости нефти, тем самым исключая применения паротеплового оборудования, устанавливаемого на земной поверхности, что снижает лишние энергетические и финансовые затраты.

Список использованных источников

1. Шпуров И. В., Пуртова И. П., Вариченко А. И. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России// Наука и ТЭК, 2011, № 6.
2. Шпуров И. В., Файбусович Я. Э., Рыльков В. А. Задачи и перспективы развития минерально-сырьевой базы, основы экономического развития юга Тюменской области // Наука и ТЭК, 2011, № 1.
3. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. - Л.: Недра, 1985. - 279 с.
4. Мищенко, М.В. Ресурсы термальных вод Колпашевской площади [Текст] / М.В. Мищенко // Известия Томского политехнического университета. –2007.–Т. 310. – С. 34–38.

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Д-1 БЕЛОЗЕРСКО-ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ВЫРАБОТКУ ЕГО ЗАПАСОВ

Е.А. Ломоносова, Е.Э. Татарина

(Самарский государственный технический университет)

Аннотация. В данной работе изучены количественные характеристики неоднородности пласта Д-1 Белозерско-Чубовского месторождения. Для рассматриваемого пласта построены карты песчанистости и равных средних толщин одного проницаемого

прослая, а также карта ОННТ. Кроме этого, проанализировано влияние неоднородности данного пласта на концентрации в нем остаточных запасов нефти.

Ключевые слова: неоднородность, песчанистость, остаточные запасы нефти, средняя толщина, ГТМ, ИДН, РИР, ОПЗ, дополнительная перфорация.

UDC 622.276

INFLUENCE OF HETEROGENEITY OF THE PRODUCTIVE STRATUM D-1 BELOZESKO-CHUBOVSKOGO DEPOSIT FOR RESERVOIRING RESERVES

E.A. Lomonosova, E.E. Tatarinova
(Samara state technical university)

Abstract. In this work were studied and calculated characteristics heterogeneity of the stratum D-1 Belozersko-Chubovskogo deposit. For this stratum were built maps of sandiness, average thickness of one interlayer and residual oil-saturated thicknesses map. We have identified the dependence of the distribution of residual oil reserves on heterogeneity of the stratum

Keywords: heterogeneity, sandiness, residual oil reserves, average thickness, geological and technological measure, stimulation of oil production, RIW, near-wellbore treatment, additional perforation.

Одна из основных проблем при эксплуатации нефтяных месторождений с высокими показателями неоднородности коллекторов заключается в недостаточном учете особенностей их геологического строения. В результате происходит формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора нефти. От точности оценок и знания характера распределения остаточных запасов зависит стратегия извлечения запасов и эффективность использования капитальных вложений на довыработку нефтяных месторождений на поздней стадии разработки [1-4].

Белозерско-Чубовское нефтяное месторождение, расположенное на территории Красноярского административного района Самарской области, является одним из месторождений, для которых наиболее актуальна проблема неоднородности. Данное месторождение включает в себя девять продуктивных пластов, приуроченных к пашийскому, тиманскому, кизеловскому, бобриковскому, тульскому и верейскому горизонтам.

Судя по литературным данным, проблема неоднородности, на данном месторождении, была детально изучена для пласта Б-2 [5-7], в то время как по остальным объектам она подробно не рассматривалась. В настоящей работе нами были изучены основные количественные характеристики неоднородности пласта Д-1 и проанализировано их влияние на разработку данного объекта.

Пласт Д-1 введен в разработку в 1959 году и содержит в себе основные промышленные запасы нефти Белозерско-Чубовского месторождения. Пласт является терригенным, нефть имеет среднюю плотность и незначительную вязкость. Залежь пласта неполнопластовая, сводовая и литологически экранированная [5].

К настоящему времени пласт Д-1 находится на завершающей стадии разработки. Относительно эффективности реализуемой технологии выработки запасов Белозерско-Чубовского месторождения, при сложившейся к настоящему времени системе разработки, можно сказать, что разработка ведется эффективно. Однако, судя по карте ОННТ (Рис.1), построенной нами на 01.01.18 г., видно, что в восточной части залежи расположен участок со значительной (до 5,5 м) остаточной нефтенасыщенной толщиной пласта.

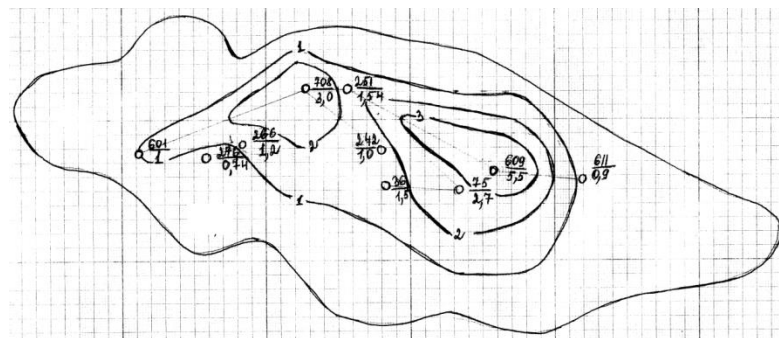


Рис. 1 Карта ОННТ пласта Д-1

На основе рассчитанных нами, для каждой скважины, количественных характеристик неоднородности пласта Д-1, нами были построены карты песчанистости и равных средних толщин одного проницаемого прослоя (рис. 2 и 3), которые в сочетании с картой ОННТ (рис. 1), дают наиболее полную картину строения продуктивного пласта и условий выработки его запасов. Это особенно актуально на поздней стадии разработки, для каждого участка нефтяной залежи, так как, именно, в этих зонах концентрируются остаточные запасы нефти, на данной стадии [6, 8].

Исходя из среднего значения песчанистости, по объекту, равного 0,36, коллектор можно было бы отнести к 3-му типу и охарактеризовать как прерывистый, но так как построенная карта песчанистости позволяет дифференцировать строение пласта на различные зоны, то следует указать, что в западной части пласта и в районе скважины 611 можно выделить зоны, относящиеся ко 2-му типу коллекторов, а в восточной части пласта Д-1 имеется зона, относящаяся к 4-му типу коллекторов (рис. 2).

Построенная нами карта равных толщин проницаемых прослоев показывает, что прослои с наименьшими толщинами по данному объекту локализованы в районе скважин 267 и 242 (рис. 3).

Рис.2 карта песчанистости пласта Д-1

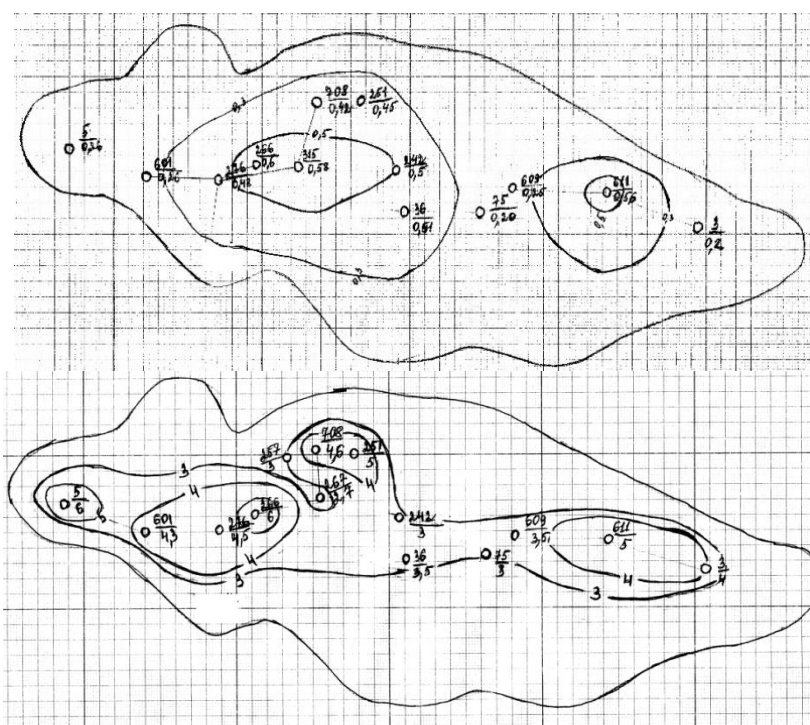


Рис. 3 Карта средних толщин проницаемых прослоев пласта Д-1

Из карты ОННТ видно, что наиболее выработаны западная и южная части пласта Д-1. Наибольшие остаточные запасы нефти сосредоточены в восточной и северной частях залежи (рис. 1). То есть, можно сказать, что зоны повышенной неоднородности коллектора, совпадают с зонами концентрации остаточных запасов нефти (рис. 1, 2 и 3).

В заключении следует отметить то, что принимая во внимание имеющиеся и полученные нами сведения, по наличию существенных недовыработанных участков в восточной части объекта, а также недостижение проектных уровней по добыче нефти [5], можно рекомендовать на данном объекте следующие виды ГТМ, а именно ОПЗ, ИДН, РИР и дополнительную перфорацию пласта.

Список использованных источников

1. Соляной П.Н. Оптимизация систем разработки залежей нефти с неоднородным коллектором сложного строения [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2018. – 24 с.
2. Вильданов А.А. Методика исследования геолого-промысловых особенностей неоднородных пластов на поздней стадии [Текст]: автореф. дис. канд. геолога – мин. наук. – Казань, 2007. – 24 с.
3. Каналин В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология [Текст]: учеб. для вузов / В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев, Г.А. Ланчаков, А.И. Пономарев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 372 с.
4. Лифантьев А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений [Текст]: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. / Лифантьев Алексей Владимирович. – Бугульма, 2014. – 183 с.
5. «Дополнение к проекту разработки Белозерско-Чубовского месторождения», ООО «СамараНИПИнефть», 2012 г.
6. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений [Текст]: / Б.Ф. Сазонов, А.Г. Пономарев, Ф.С. Немков// Коллектив авторов. – Самара: Издательство «Книга», 2008. – 352 с.
7. Г.Г. Гилаев Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии [Текст] / Г.Г. Гилаев, А.Ф. Исмагилов, А. Э. Манасян, И.Г. Хамитов, С.П. Папухин. – Самара: «Нефть.Газ. Новации», 2014. – 368с.
8. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме [Текст] / Сазонов Б.Ф. – М., Недра, 1973, – 239 с.

УДК 622.245.14

ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КАК СПОСОБ ИДЕНТИФИКАЦИИ ТИПОВ И КОНЦЕНТРАЦИИ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ

Мингазов С. Д.

Фоминых Д. В.

Михель А. А.

(АГНИ, магистры 1 курса)

Голубь С.И.

(АГНИ, ст. преподаватель кафедры БНГС)

Аннотация. Химический анализ определяет полноту свойств буровых растворов при бурении скважин, особенно в осложненных условиях. По показателям исследований определяем тип загрязнителя. По результатам анализа определяется конкретный тип химической обработки.

Ключевые слова: Буровой раствор, химический анализ, загрязнители, цемент, бикарбонат.

CHEMICAL ANALYSIS AS A METHOD OF IDENTIFICATION OF TYPES AND CONCENTRATION OF POLLUTANTS

Mingazov S.y D.

Fominykh D. V.

Mikhel A. A.

(AGNI, Masters 1 course)

Dove S. I.

(AGNI, art. lecturer of the BNGS)

Abstract. Chemical analysis determines the completeness of drilling fluids properties during drilling, especially in complicated conditions. In terms of research, we determine the type of polluter. The analysis results help to choose the specific type of chemical treatment.

Keywords: Mud, chemical analysis, polluter, cement, bicarbonate.

В настоящее время при строительстве скважин возникает необходимость применения буровых растворов многокомпонентного состава, поэтому измерение его основных параметров не дают полноты картины содержания типа загрязнителя. С помощью выполнения комплексного химического анализа бурового раствора и его фильтрата можно уверенно определить тип попавшей примеси, какими ионами она представлена (в случае карбонатно/бикарбонатной агрессии), примерную ее концентрацию, а также точно подобрать реагенты для нейтрализации данной агрессии и восстановления параметров бурового раствора.

Загрязняющей примесью может быть любое вещество (твердое, жидкое или газообразное). К загрязнителям можно отнести попадание в раствор в процессе бурения самой выбуренной породы (активная глина), инертной выбуренной породы, гипса, пластовой воды, разбуренного цемента, карбонатов и бикарбонатов, сероводорода и бактерий. При попадании данных типов загрязнителей в буровой раствор они ухудшают его параметры и повышают вероятность возникновения осложнений в процессе бурения. Влияние типа загрязнителя на основные показатели бурового раствора указано в таблице 1.

Таблица 1- Изменение параметров бурового раствора при его загрязнении

Тип загрязнителя	Параметры
Цемент	Увеличение условной вязкости раствора, рост ДНС и СНС, а также фильтрации раствора.
Карбонаты и/или бикарбонаты	Увеличение условной вязкости, а также повышение СНС и ДНС раствора.

Анализируя данные таблицы 1, прослеживается примерно одинаковая картина по изменению основных параметров бурового раствора. Для определения типа загрязнителя необходимо провести химический анализ раствора и фильтрата, включающий в себя замер следующих параметров: рН, Рm, Рf, Мf, Cl⁻, ТН, МВТ, так как изменение основных параметров указывает только на сам факт загрязнения раствора. Влияние типа загрязнителя на показатели химического анализа бурового раствора указано в таблице 2.

Таблица 2. Изменение показателей химического анализа бурового раствора при его загрязнении

Реагенты	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	1
Крахмал	Понизитель фильтрации	12
Ксантановая смола	Структурообразователь	4,5
Каустическая сода	Регулятор pH	0,5
Хлорид калия	Ингибитор	40
Мрамор	Кольматант	60
ПОСД-1	Смазывающая добавка	3% об.
Buracid	Бактерицид	1% об.

Загрязнитель	pH	Pm	Pf	Mf	Cl ⁻	ТН
Цемент	↑	↑	↑	↑	Не изм.	↑
Карбонат/бикарбонат	↓	↓	Не изм. или ↑	↑	Не изм.	↓

Таблица 3. Рецепт базового биополимерного раствора

С целью подтверждения закономерности изменения показателей химического анализа в лабораторных условиях был приготовлен базовый (без загрязнителей) биополимерный соленащенный раствор соответствующей рецептуры (табл. 3) и произведен замер показателей свойств раствора (табл. 4).

Таблица 4. Параметры базового раствора

Параметр раствора	Значение
Удельный вес	1,05 г/см ³
Условная вязкость	49 сек.
Фильтрация	5,6 см ³ /30 мин.
ДНС	10,56 Па
СНС _{10 сек / 10 мин}	4,8 Па / 6,72 Па
η	11 сП (мПа·с)
pH _{р-ра/ф-та}	11 / 10
Pf	0,5
Pm	0,7
Mf	1,4
Cl ⁻	22000 мг/л
ТН	56 мг/л

Таблица 5. Изменение параметров раствора при загрязнении цементом (ПЦТ II – 50) с концентрацией 5 кг/м³

Параметры	Уд. вес	УВ	Ф	ДНС	СНС _{10с}	СНС _{10м}	η	pH _{фра}	pH _{фт}	P _m	P _f	M _f	Cl ⁻	ТН
Базовый раствор	1,05	49	5,6	10,56	4,8	6,72	11	11	10	0,7	0,5	1,4	22000	56
Загрязнение раствора цементом	1,07	48	7	10,08	5,28	7,68	11	12	11	5,6	0,6	1,7	22000	148
Теория		↑	↑	↑	↑	↑		↑	↑	↑	↑	↑		↑
Практика		↓	↑	↓	↑	↑		↑	↑	↑	↑	↑		↑
Подтверждение (+/-)		-	+	-	+	+		+	+	+	+	+		+

Таблица 6. Изменение параметров раствора при загрязнении карбонатами/бикарбонатами (7 кг/м³)

Параметры	Уд. вес	УВ	Ф	ДНС	СНС _{10с}	СНС _{10м}	η	pH _{фра}	pH _{фт}	P _m	P _f	M _f	Cl ⁻	ТН
Базовый раствор	1,05	49	5,6	10,56	4,8	6,72	11	11	10	0,7	0,5	1,4	22000	56
Загрязнение бикарбонатом	1,07	53	6	12,48	5,28	8,16	13	9	8,5	0,6	0,5	4,9	22000	40
Теория		↑	↑	↑	↑	↑		↓	↓	↓	Не из м. или ↑	↑		↓
Практика		↑	↑	↑	↑	↑		↓	↓	↓	Не из м.	↑		↓
Подтверждение (+/-)		+	+	+	+	+		+	+	+	+	+		+

Был проведен замер параметров растворов, загрязненных примесями. В таблицах 5 и 6 мы проводим сравнение параметров базового бурового раствора до загрязнения примесью и после. Несоответствия полученных данных с теоретическими вызвано отсутствием в составе раствора глин и плохой работой полимеров при высоком содержании ионов Ca²⁺. Важно отметить, что динамика изменения параметров бурового раствора после загрязнения соответствует теоретическим данным.

Из всего вышесказанного можно сделать заключение о том, что невозможно судить о типе загрязнителя, попавшего в буровой раствор, замеряя только основные его параметры. Для идентификации примеси и ее типа необходимо проводить полный замер параметров бурового раствора в полевых условиях несколько раз в день для построения зависимости изменения параметров бурового раствора в случае попадания примеси. Также, полный замер параметров необходим не только, для своевременного определения попадания примеси и ее

типа, но и для подбора соответствующей обработки бурового раствора для восстановления исходных параметров.

Список использованных источников

1. ГОСТ 33213 – 2014. Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе [Текст]. Введ. с 22.12.2014. – Москва: Изд-во Стандартиформ. - 2015. – 80 с.
2. Загрязнения и обработка буровых растворов [Электронный ресурс]. URL: <http://fluidspro.ru/ximicheskie-svoystva-rastvorov-na-vodnoj-osnove-2/zagryazneniya-i-obrabotka-burovux-rastvorov>. (Дата обращения 17.03.2018).
3. Рязанов. Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов [Текст]. – Оренбург: Изд-во Летопись. - 2005. – 664 с.
4. Булатов, А.И., Макаренко, П.П., Проселков, Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы [Текст]. – М.: Недра. - 2011. – 424 с.
5. Губанов В.Н., Лопатиин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А.А. Книга инженера по растворам [Текст]. – М.: Гарусс.- 2006. – 551 с.

УДК 622.276.031

УТОЧНЕННОЕ УРАВНЕНИЕ МНОЖЕСТВЕННОЙ РЕГРЕССИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СМЕСИ НЕФТЕЙ

Р.Р. Минибаяев

Р.И. Аминев

*(ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной
технический университет в г. Октябрьский, магистрант)*

Аннотация. В работе представлена информация как различные факторы влияют на вязкость с течением времени. Вязкость - важнейшее технологическое свойство нефти. Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др.

Ключевые слова: вязкость, высокосернистый компонент, массовая доля серы, плотность.

UDC 622.276.031

A REFINED MULTIPLE REGRESSION EQUATION TO DETERMINE THE VISCOSITY OF OIL MIXTURE

R. R. Minibaev

R. I. Aminev

(FSEE HE Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, master)

Abstract. The paper presents information on how different factors affect viscosity over time. Viscosity is the most important technological property of oil. The viscosity value is taken into account when assessing the filtration rate in the reservoir, when choosing the type of displacement agent, when calculating the pump power of oil production, etc.

Keywords: viscosity, high-sulfur component, sulfur mass fraction, density.

При смешении таких сложных природных углеводородных компонентов, каковыми являются нефти разных месторождений, на вязкость их смеси могут оказывать влияние множество химико-физических факторов. Таким образом, возникает задача определения вязкости смеси нефти как зависимости от ряда параметров [1]. Представленное ранее уравнение множественной регрессии было получено на основе обработки ограниченной базы

данных, в которой отсутствовала информация, как о величине ряда факторов, так и изменении некоторых параметров в течение времени.

Для получения более точной зависимости был поставлен эксперимент [2] в условиях специализированной промышленной лаборатории. Для исключения фактора изменения свойств при изменении температуры, опыты проводились в изотермических условиях. Для выявления наиболее значимых и отбраковки наименее значимых факторов, был произведен корреляционно-регрессионный анализ всех возможных факторов. В результате количество факторных признаков сократилось до восьми:

- вязкость высокосернистого компонента;
- вязкость сернистого компонента;
- плотность высокосернистого компонента;
- плотность сернистого компонента;
- плотность смеси;
- объемная концентрация высокосернистого компонента;
- объемная концентрация сернистого компонента;
- массовая доля серы;

Далее, на основании данных эксперимента была выполнена оценка коэффициентов регрессии. В результате получено уравнение регрессии для определения вязкости смеси сернистой и высокосернистой нефтей:

$$Y = 7,7 \cdot 10^{-3} + 0,4678 \cdot X_1 + 0,4234 \cdot X_2 + 8,6964 \cdot X_3 - 13,2447 \cdot X_4 + 0,08349 \cdot X_5 - 2,8347 \cdot X_6 + 4,2685 \cdot X_7 + 0,03779 \cdot X_8$$

где X_1 – объемная доля сернистой нефти в смеси, доли;

X_2 – объемная доля высокосернистой нефти в смеси, доли;

X_3 – коэффициент кинематической вязкости сернистой нефти, $\text{сСт} \cdot 10^2$;

X_4 – коэффициент кинематической вязкости высокосернистой нефти, $\text{сСт} \cdot 10^2$;

X_5 – массовая доля серы в смеси, %;

X_6 – плотность сернистой нефти, г/м^3 ;

X_7 – плотность высокосернистой нефти, г/м^3 ;

X_8 – плотность смеси сернистой и высокосернистой нефтей, г/м^3 .

Проведенное экспериментально-аналитическое исследование по определению вязкости смеси различных концентраций сернистой и высокосернистой нефти показало, что вязкость смеси довольно точно описываются известными формулами [3,4] только при содержании высокосернистого компонента менее 10 % или более 90%. На оставшемся интервале (20-80%) наиболее точные результаты дает уравнение регрессии, полученное в предположении многофакторности вязкости (3).

Список использованных источников

1. Каримова Г.И., Методы и формулы определения вязкости смеси нефтей и их влияние на результаты гидравлических расчетов нефтепроводов [Текст] // Г. И. Каримова, Л. Р. Байкова // Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде : сб. тез., Уфа, 16-18 ноября 2016 г. / УГНТУ. - Уфа, 2016. - С. 80-85.

2. Адлер Ю. П., Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий [Текст] : научное издание / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Наука, 1976. - 279 с.

3. Рид Р.Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/ Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Химия, 1982. — 592 с.

4. Ахатов Ш. Н., Рациональная формула для определения вязкости смеси нефти и нефтепродуктов [Текст] / Ш. Н. Ахатов [и др.] // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1972. - №4. - С. 4-5.

УДК 629.12.002.75

О НЕКОТОРЫХ ПРИЧИНАХ ВИБРАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.Р. Минибаев

Р.И. Аминев

(ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьский, магистрант)

Аннотация. В данной работе рассматриваются различные способы вибраций на трубопроводы и как следует прокладывать трубопровод, т.к. вибрация является причиной разрушения самого трубопровода и прилегающих коммуникаций.

Ключевые слова: вибрация, гидрогазодинамический характер, пульсации давления газа, колебания.

UDC 629.12.002.75

SOME OF THE REASONS VIBRATION OF PIPELINES

R. R. Minibaev, R. I. Aminiev

(FSEE HE Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, master)

Abstract. In this paper, we consider various methods of vibration on the pipelines and how to lay the pipeline, because vibration is the cause of the destruction of the pipeline and adjacent communications.

Keywords: vibration, water and gas flows in nature, the pulsation of gas pressure, fluctuations

Рассматривая систему трубопроводов на нефтеперекачивающих или компрессорных станциях, обычно считают, что основная причина высокого уровня их вибрации имеет механическое происхождение, часто при этом забывая о колебаниях гидрогазодинамического характера [1]. И если для технологических трубопроводов такая картина еще может являться верной (хотя и далеко не всегда), то магистральные трубопроводы коренным образом отличаются от любых обычных конструкций, подверженных вибрации. В них всегда присутствуют специфические источники вибрации в виде пульсирующего потока газа или жидкости, акустических колебаний, в значительном числе случаев являющиеся основными источниками повышенных колебаний [2].

Обычно пульсации давления газа или жидкости в трубопроводе возникают при прохождении потоком местных сопротивлений различной конфигурации, однако не стоит забывать и о турбулентных пульсациях потока в пристеночном слое. В любом случае, частоты вибрации, вызванные гидрогазодинамическими причинами, могут совпадать с собственными частотами трубопровода, вызывая тем самым резонанс и, соответственно, резко усиливать амплитуду колебаний даже при незначительной величине возмущающей силы. В этих условиях от значительной вибрации трубопровод не спасает ни подземная его прокладка, ни прокладка в насыпи.

Более того, влияние на грунт таких факторов, как сильные вибрационные нагрузки, способно привести к разрушительным последствиям. Например, при прокладке

трубопровода в условиях вечной мерзлоты структура и несущая способность грунта может нарушиться [3].

Рассматривая различные способы прокладки трубопроводов, следует отметить также и различные факторы, вызывающие вибрации трубопроводов в соответствующих условиях. Как показывают многочисленные наблюдения, под влиянием ветра трубопроводы, уложенные на опорах, испытывают колебания, частота которых обычно равняется частоте основного тона свободных колебаний. При определенных значениях скорости ветра амплитуда колебаний резко увеличивается. Это явление называется ветровым резонансом [4] и оказывает, наряду с рядом других причин [5], большое влияние на устойчивость опор надземных трубопроводов.

Вибрации трубопроводов при аэродинамических колебаниях теоретически можно устранить путем установки демпфирующих приспособлений, дополнительных опор или изменения расстояния между ними еще на стадии проектирования, однако на практике сложность уменьшения амплитуды колебаний связана как с широким диапазоном частот, возникающих при обтекании трубы и зависящих от ее диаметра и скорости ветра, так и с необходимостью разработки виброгасителей, имеющих заданные силовые характеристики и способных к длительной работе в условиях значительных амплитуд колебаний.

Список использованных источников

1. Токарев А.П., Новоселова Л.П. Моделирование влияния гидродинамических процессов в обвязке магистральных насосных агрегатов на их вибрационное состояние. / Нефть и газ – 2014 Материалы 68-й Международной молодежной научной конференции. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С.112-113.
2. Самарин А.А. Вибрации трубопроводов энергетических установок и методы их устранения. - М.: Энергия, 1979. - 228 с.: ил.
3. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протавивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты//Территория Нефтегаз. 2017. № 1-2. С. 100-106.
4. Камерштейн А.Г. Расчет трубопроводов на прочность. Справочная книга. Изд. 2, перераб. и дополн. / А.Г. Камерштейн, В.В. Рождественский, М.Н. Ручимский – М.: Изд-во «Недра», 1969. – 440 с.
5. Закирова Э.А., Гаррис Н. А. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. №2. С. 85-92.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ВЗАИМОСВЯЗИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА БС₉¹ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯНАО

*Музипов А.Р.¹, Маляренко А.М.², Блинов С.А.³
(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет)
(АО «Башифтегеофизика»)
(ООО «Крезол – НефтеСервис»)*

Аннотация. В данной статье рассматривается оценка взаимосвязи абсолютной проницаемости от пористости. Данная связь может выявить неоднородность коллекторских свойств пласта, которые влияют на распределение запасов нефти в недрах и их выработку.

Ключевые слова: проницаемость, пористость, корреляция, зависимость

UDC 622.276

ASSESSMENT OF THE INTERRELATION OF THE FILTRATION AND CAPACITY PROPERTIES OF THE BREWERS OF THE BALAY PLATE BC₉¹ ON AN EXAMPLE OF ONE FROM THE FIELDS OF YANAO

Muzipov AR, Malyarenko AM, Blinov SA

(Ufa State Oil Technical University)

((JSC «Bashneftegeofizika»)

(LLC «KREZOL – Oilfield Service»)

Abstract. This article deals with the evaluation of the relationship between absolute permeability and porosity. This relationship can reveal the heterogeneity of the reservoir properties of the formation, which affect the distribution of oil reserves in the subsoil and their production.

Keywords: permeability, porosity, correlation, dependence

Как известно, прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера. Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что более проницаемые породы часто и более пористые.[1]

Связь между проницаемостью и пористостью в породах зависит от размера зерен, минеральной матрицы породы, размера межзерновых пор, количества незалеченных пустот (трещин и полостей выщелачивания), а также от наличия или отсутствия сообщающихся пустот кавернового или трещинного типа.[3] Практически все корреляционные связи проницаемость-пористость используются для качественных оценок. [5] Чтобы получить точную корреляционную связь между пористостью и проницаемостью, необходимо учесть большое число физических факторов, характеризующих пористую среду, в том числе остаточную флюидонасыщенность, удельную поверхность, распределение размеров зерен, форму зерен, упаковку и слоистость, литологию и минералогию, степень и тип цементации и т. д.

Хотя для некоторых пород наблюдается бесспорная корреляция между проницаемостью и пористостью, большое число физических факторов, влияющих на эти два параметра, сильно различаются для разных пород.

Зависимость проницаемости от пористости часто используется для выражения степени неоднородности коллекторских свойств пласта. [2]

Поскольку образцы породы обычно освещают только малую часть всей залежи, то кажется логичным, что для использования данных, полученных при анализе этих образцов, для характеристики всей залежи, эти данные следует подвергать статистической обработке.

Оценку взаимосвязи фильтрационных и емкостных свойств мы провели на примере месторождения ЯНАО. В качестве исходного материала был использован керновый материал, отобранный из скважин №1 и №1*, в интервале пласта БС-9-1.

Из поступившего кернового материала для исследований был отобран только нефтенасыщенный керновый материал, обладающий определенными качествами необходимыми для изготовления стандартных цилиндрических образцов керна.

Из выбранного кернового материала было изготовлено 89 стандартных цилиндрических образцов диаметром 28 мм и высотой от 30 мм до 50 мм. Стандартные образцы высверливались через 10-20 см параллельно напластованию.

Высверленные образцы подсушивались для удаления воды в сушильном шкафу, а затем экстрагировались в аппаратах Сокслета спирто-бензольной смесью. После экстракции образцы высушивались до постоянной массы при температуре 70 °С и помещались в эксикатор над хлористым кальцием (CaCl₂).

Определение пористости и абсолютной проницаемости проводилось согласно ОСТ 39-181-85.[4]

По результатам измерения пористости стандартных образцов керна, на первом этапе исследования коллекторских свойств продуктивного пласта был проведен дисперсионный анализ пористости и проницаемости. В таблице 1 представлено распределение пористости образцов соответствующих пластов и месторождений.

Таблица 1 – Распределение пористости образцов керна

Интервал изменения пористости, %	Количество образцов	Частота %
< 3	1	1,1
3-6	4	4,5
6-9	3	3,4
9-12	27	30,3
12-15	25	28,1
15-18	16	18,0
18-21	12	13,5
>21	1	1,1
Среднее значение	13,36	

Как показывает анализ данных таблицы исследуемая выборка образцов характеризуется очень широким диапазоном изменения пористости (от 2,3 % до 21,5 %) при среднем значении пористости 13,36 %. По данным таблицы 1 построена гистограмма распределения пористости для общей выборки образцов (Рис. 1).

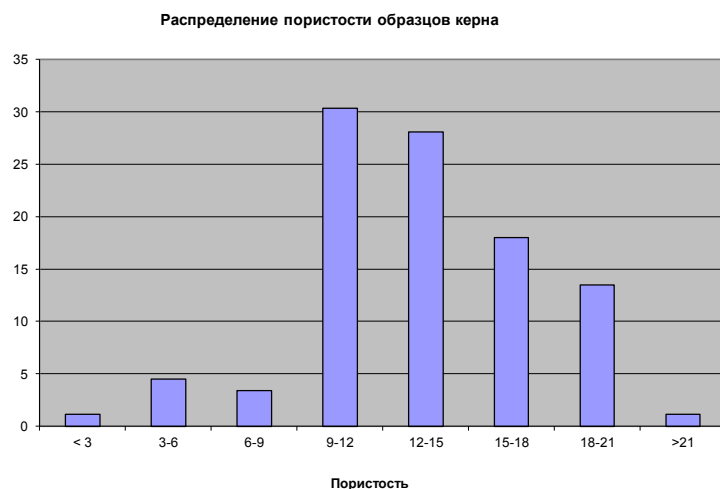


Рис. 1 – Распределение пористости образцов керна

Анализ гистограмм распределения пористости показывает, что исследуемые объекты характеризуются сложным законом распределения пористости с наличием трех пиков в области 5 %, 11 % и 19%.

Аналогично анализу распределения пористости был проведен анализ результатов определения абсолютной проницаемости образцов керна продуктивного пласта БС-9-1 месторождения ЯНАО.

Для анализа была построена таблица 2 и гистограмма распределения проницаемости образцов керна (Рис. 2). Обращает на себя внимание тот факт, что в исследуемой выборке

присутствует небольшое количество непроницаемых образцов (3,3 % от общего количества образцов).

Таблица 2 – Распределение проницаемости образцов керна

Интервал изменения пористости, %	Количество образцов	Частота %
<-1	5	5,68
-1-0,5	8	9,09
-0,5-0	27	30,68
0-0,5	12	13,64
0,5-1	6	6,82
1-1,5	16	18,18
1,5-2	14	15,91
Количество образцов, ед	88	
Диапазон изменения, мД	0-88	
Среднее значение, мД	12,5	

Распределение логарифма проницаемости образцов керна

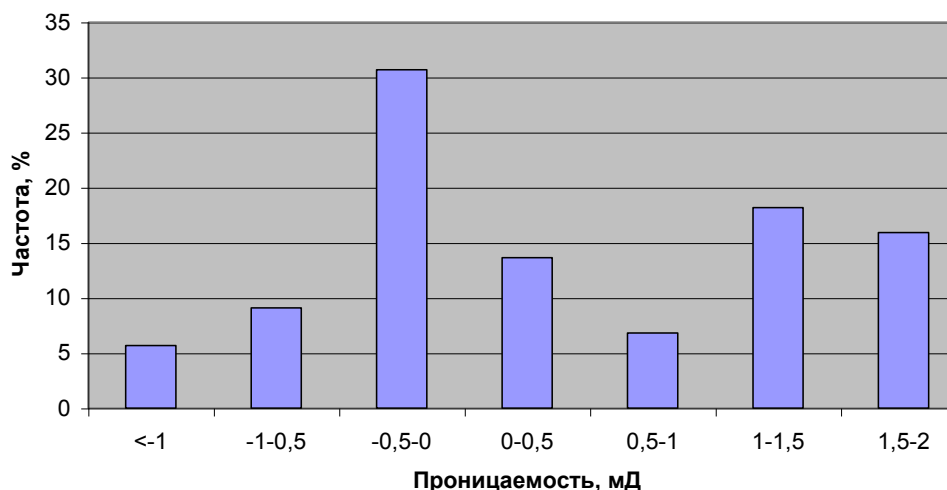


Рис. 2 – Распределение логарифма проницаемости образцов керна

Проницаемость пород коллекторов продуктивных пластов так же, как и пористость, изменяется в широких пределах - от 0,1 мД до 88 мД. Образец № 17 скважины № 1712 имеет проницаемость 105,5 мД при пористости 4,4%, что связано с наличием у данного образца трещины вследствие чего данный образец был исключен из анализа результатов. Средние значения проницаемости данной выборки образцов составило 12,5 мД.

Характеризуя в целом результаты определения абсолютной проницаемости, можно отметить, что исследуемая выборка образцов характеризуется малым количеством непроницаемых образцов керна, сложным законом распределения.

На следующем этапе анализа была оценена связь между фильтрационными (абсолютная проницаемость) и емкостными (пористость) свойствами пород-коллекторов исследуемого объекта. Для этого были построена зависимость проницаемости образцов от их пористости для всей выборки в целом. Эта зависимость приведена на рисунке 3.

Зависимость проницаемости от пористости

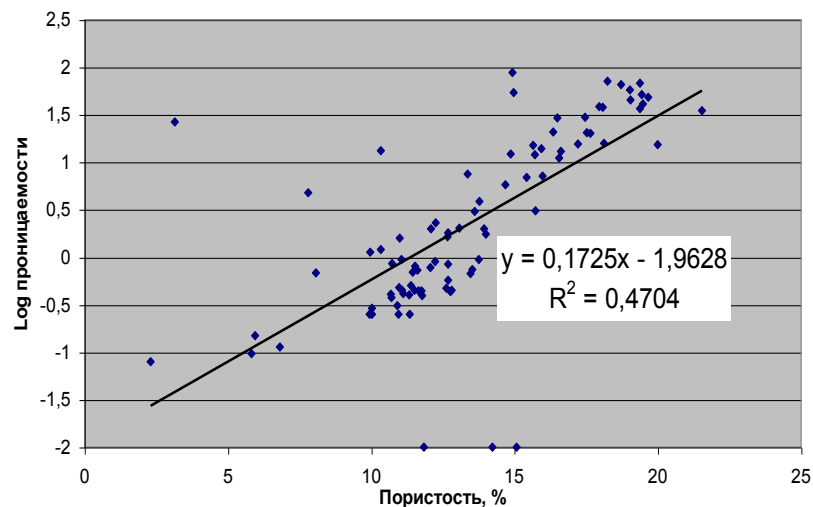


Рис. 3 – Зависимость проницаемости от пористости

Анализ этих зависимостей показывает, что образцы, имеющие одинаковую проницаемость, могут обладать широким диапазоном изменения их пористости.

По результатам измерения пористости и проницаемости было получено регрессионное уравнение – $\text{Log } K = 0,1725 * M - 1,9628$, коэффициент корреляции составил 0,47. Для сравнения уравнение регрессии между пористостью и проницаемостью, полученное по данным исследования коллекторов пластов БС 6-11 месторождений Ноябрьского района

$\text{Log } K = 0,297 * M - 3,89$ (Сонич В.П. и др.).

Анализ коэффициентов уравнений регрессий показывает, что между пористостью и проницаемостью существует довольно тесная связь с высоким коэффициентом корреляции.

Для анализа связи фильтрационных и емкостных свойств коллектора было оценено распределение пористости образцов по интервалам изменения проницаемости. Результаты этого распределения сведены в таблице 3.

Таблица 5 – Распределение пористости образцов по интервалам проницаемости

Интервал изменения Проницаемости, мД	Интервал изменения пористости, %	Среднее значение пористости, %	Количество образцов, ед.
< -1	2.3-15.1	9.9	5
-1-0.5	5.9-11.3	9.5	8
-0.5-0.0	8.1-13.8	11.7	27
0.0-0,5	10-12,7	12.6	12
0.5-1,0	7.8-16	13.8	7
1,0-1,5	3.2-20.0	15.6	16
1,5-2	14.9-21.5	18.6	14

Анализ данных таблицы 3 показывает, что поинтервальное распределение пористости имеет очень широкие пределы. Причем, чем ниже проницаемость, тем больше разброс в значениях пористости, что может быть обусловлено как литологическими причинами, так и гранулометрическим и поровым составом коллекторов продуктивных пластов. Широкие пределы изменения пористости даже в узких интервалах изменения проницаемости говорят о неоднозначности связи фильтрационных и емкостных свойств продуктивного пласта.

Таким образом, статистическим способом установлена связь между пористостью и проницаемостью. Эту зависимость можно использовать в пределах данного объекта для оценки значений проницаемости пород, зная величину их пористости, с определенной степенью осторожности, так как коэффициент корреляции между ними невелик и связь не является тесной и устойчивой в рамках исследованной коллекции образцов.

Список использованных источников

1. Демонина А.Ю. Изучение зависимости проницаемости от пористости для Бурейкинской группы месторождений / А.Ю. Демонина // Научно-методическое обеспечение разработки. - 2010 г. - №5. - С.15-23.
2. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. - М.: Недра, 1987. - 216 с.
3. Вуколов В.А. Основы статистического анализа. М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2004, 464 с
4. Нефть. Метод лабораторного определения пористости углеродосодержащих пород. 1985 г. [Электронный ресурс] https://standartgost.ru/g/OCT_39-181-85
5. Ханин А. А. Породы - коллекторы нефти и газа и их изучение. М., изд-во «Недра», 1969.

УДК 662.665.+647.2
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПРОДУКТОВ ИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ

Мухамеджанов М.М., Сафаев М.М., Орипова Н. Ф.
(ТашГТУ МВуССО РУз, НИИЭиООС ГК РУз ЭиООС)

Аннотация. В работе представлены результаты научно-технологических исследований термохимической переработки вторичных возобновляемых сырьевых ресурсов при производстве углеводородного сырья и топливных фракций по экологически чистой и энергетически эффективной технологии. В качестве сырья исследованы органическая часть бытовых отходов, потенциал которых имеет место во всех объектах человеческой деятельности и исчисляются ежедневное возобновления последнего астрономическими цифрами.

Ключевые слова: органическая часть твердых бытовых отходов, продукты переработки нефти, инженерно-технологическое решение, термохимическая деструкция, пирогаз, пироконденсат, пироуглеродная масса, компаундирование.

UDC 662.665. + 647.2
TECHNOLOGICAL OPPORTUNITIES FOR PRODUCING HYDROCARBON PRODUCTION FROM ALTERNATIVE AND RENEWABLE RAW MATERIAL RESOURCES

Mukhamedzhanov MM, Safaev MM, Oripova NF
(TashGTU MVISSO RUz, NIIEiOS of the Civil Code of the Republic of Uzbekistan EEOS)

Abstract. The paper presents the results of scientific and technological research of thermochemical processing of secondary renewable raw materials in the production of hydrocarbon raw materials and fuel fractions using environmentally friendly and energy efficient technology. In the quality of raw materials, the organic part of domestic waste is investigated, the potential of which takes place in all objects of human activity and is calculated daily by the renewal of the last astronomical figures.

Keywords: organic part of solid household waste, oil refining products, engineering and technological solution, thermochemical destruction, pyrogas, pyrocondensate, pyrocarbon mass, compounding.

Сегодня, когда запасы ископаемых видов топлива повсеместно истощаются, а их расход на промышленные и бытовые нужды постоянно растет, использование возобновляемых топливных ресурсов становится все более актуальным. В некоторых странах доля производства энергоносителей, вырабатываемой на базе нетрадиционных сырьевых источников постоянно увеличивается. Например, в Швеции приняты решения начиная с 2020 года снизить зависимость производства топливных углеводородных продуктов от нефти, заменив последнего продуктами древесного происхождения.

Следует подчеркнуть, что органическая часть твердых бытовых отходов (ТБО) — это топливо, которое не будет исчерпано до тех пор, пока существует человечество. Общеизвестно, что ТБО по своим характеристикам вписывается в обобщенную диаграмму естественных видов твердого топлива. Экспериментально-исследовательскими методами определены зависимости основных теплотехнических характеристик твердого топлива и ТБО с использованием уточненных данных анализа их состава, необходимых для тепловых расчетов энергоустановок, сжигающих ТБО.

При среднем количестве органической части бытового отхода, выбрасываемого каждым среднестатистическим гражданином мира, равном примерно 0,26 т/год, ежегодное поступление бытовых отходов в мировом масштабе составляет около $1,8 \times 10^9$ тонн.

Для города со средним населением миллион человек, ежедневный потенциал образования органической части бытовых отходов составляет 700 т, а ежегодный – 260000 т. Если принять среднюю теплоту сгорания ТБО равной 1350 ккал/кг, то общее количество тепла, которое можно получить при их сжигании с миллионным населением города, составит не менее 350 млн. Гкал/год.

Этого достаточно, чтобы ежегодно обеспечивать жилищные нужды млн. чел. Если же часть тепла в виде пара направить в паровые турбины, то дополнительно можно получить электроэнергию. Так, например, завод в юго-восточной части Лондона при сжигании 450 тыс. т. отходов в год вырабатывает 32 МВт энергии, которая поступает в национальную энергосистему.

Однако у нас потенциала органической части бытовых отходов как энергоноситель используют всего лишь на 1,5%, что составляет ничтожно малую величину в сравнении с Швейцарией (80%), Данией (80%), Японией (85%), Францией (65%), Германией (60%) и некоторыми другими странами. Между тем, сжигание этого топлива в небольших городах и более мелких населенных пунктах не требует сооружения шахт, бурения скважин и строительства транспортных магистралей. Естественно топливная масса такого рода равномерно распределена пропорционально плотности населения и всегда готова к применению без предварительных этапов подготовки. Сжигание органической части бытовых отходов означает заметное сокращение и улучшение санитарного состояния свалок, являющихся источниками загрязнения окружающей среды в населенных местностях. Следует отметить, что в настоящее время на свалках республики, занимающих огромную площадь, накоплено не менее одного миллиарда тонн бытовых отходов, которые при сжигании они подвергаются огневому обезвреживанию.

Разработанное инженерное решение утилизации органической части бытовых отходов предусматривает автоэнергообеспечивающий режим с одновременным использованием пирогаза в автоэнергообеспечении, а пироконденсата направить на совместную переработку с природным углеводородным сырьем на НПЗ. А пироуглеродную массу использовать в качестве транспортабельного экологического чистого энергоносителя после брикетирования.

Поэтому неслучайно пиролизический метод переработки широкой палитры отходов и остатков привлекает как одним из наиболее энергосберегающих экологически чистых

методов утилизации потенциала, при котором твердые органические отходы и остатки, состоящие из низкосортных горючих веществ, перерабатываются в высококалорийные углеводороды нефтяного ряда, с последующей утилизацией получаемых энергоносителей. При этом глубина утилизации достигает 90 %.

В настоящее время утилизацию любых отходов правомерно рассматривать в контексте с общими проблемами жизнеобеспечения, а именно с надвигающимся экологическим и энергетическим кризисом. В этой связи крайне желательно, чтобы помимо экологической безопасности технология была бы энергетически выгодной или, в крайнем случае, могла максимально сократить отрицательный экологический энергетический баланс.

Исходя из вышеперечисленных требований разработан метод пиролизной переработки углерод-углеводородсодержащих отходов различного происхождения в газообразное и твердое топливо с одновременным получением широкой фракции легких углеводородов смеси жидких углеводородных топлив.

Появление этого метода обусловило то обстоятельство, что изменился состав отходов, особенно, увеличилось содержание компонентов, сжигание которых затруднено и сопровождается выделением вредных соединений.

Количество и качество продуктов пиролиза определяются составом продуктов превращения, их влажностью и температурой процесса. В зависимости от температуры различают следующие виды пиролиза:

- низкотемпературный пиролиз, или полукоксование (до 500°C), при котором максимален выход жидких продуктов, твердого остатка и минимален выход пиролизного газа;
- среднетемпературный пиролиз, или средне температурное коксование (500 - 1000°C), при котором выход газа увеличивается, а выход жидких продуктов и коксового остатка уменьшается;
- высокотемпературный пиролиз, или коксование (больше 1000°C), при котором минимален выход жидких продуктов, твердого остатка и максимален выход пиролизного газа.

Более перспективным, является метод низко и среднетемпературного пиролиза, при котором происходит возрастание скорости реакции, увеличивается процент выхода жидких компонентов необходимых при производстве жидких топлив для ДВС методом компаундирования с природным сырьем. При этом методе изменяется объемное соотношение между твердой и газообразной составляющей конечного продукта, что дает возможность избежать применение сложных технологий дальнейшей переработки угольного остатка и непосредственно использовать (после очистки) горючий газ.

Материальный баланс можно представить в виде следующей формулы:

$$M_n = \sum M_i,$$

где M_n - начальная масса перерабатываемого материала (масса навески), г; M_i - расчетная суммарная масса всех получаемых продуктов, г. Отклонение расчетной величины суммарной массы от массы, загруженной в установку не должно превышать 10%. Отклонение в расчетах объясняется погрешностью измерений и возможными потерями в технологическом процессе.

$$M_i = M_T + M_{ж} + M_{г},$$

где M_T - конечная масса твердой фазы, г; $M_{ж}$ - масса жидкой фазы, г; $M_{г}$ - масса образовавшегося газа. Применение предлагаемого способа переработки ТБО позволяет не только утилизировать бытовые отходы, но и получать ценные углеводороды нефтяного ряда, вследствие чего значительно сократятся расходы на переработку широкой палитры отходов и остатков органического происхождения. Для практического подтверждения теоретической разработки была собрана лабораторная экспериментально-технологическая установка, где в качестве сырья использована органическая часть ТБО, который подвергался к термически деструкционной переработке. При этом средний морфологический состав

отходов имел интервал в рамках усредненного состава. Поскольку пирогаз должен быть направлен на автоэнергообеспечение установки подвергался на химический и термодинамический анализ для определения теплотворной способности. Кроме того определен теплотворный способностью пироуглеродной массы. Пироконденсат с интервалом кипения 43-397°С с выходом до 29% от потенциала исследовался в аналогии ШЛФУ нефтяного происхождения, которые дали результаты ближе к ШЛФУ нефтяного происхождения как по узким температурным фракциям, а также и групповому составу. Поскольку в составе сырья пиролиза имеют место материалы растительно-древесного происхождения, в составе пироконденсата имели место оксигенаты положительно влияющие на экологические и эксплуатационные характеристики топлив, получаемых на их основе. Использование пироконденсата в схеме работы НПЗ в составе сырья методом компаундирования положительно влияет на оздоровление окружающей среды и частично снимает одностороннюю зависимость топливно-энергетической политики от монополии природных углеводородных сырьевых ресурсов, что немаловажно в сегодняшний день для всего человечество.

Список использованных источников

1. Герценштейн Ф.Э., Шагивалеева Р.Г. Ускоренная переработка органических отходов. / Экология и развитие Северо-Запада РФ. 1-я Международная конфер. /Сб. докладов./ Санкт-Петербург.:1996
2. «Экология Производства»- научно-практический журнал № 7 от 2006г. Стр. 64-67. г. Москва.
3. Краткая химическая энциклопедия № 3 МАЛЬТАЗА-Пиролиз Москва-1964год Стр.1070.
4. Турабжанов С.М. Охрана окружающей среды и пути решения экологических проблем в Узбекистане. Научно-технический журнал проблемы энерго-и ресурсосбережения №1-2 2002 189-200 стр.
5. Сафаев М.М., Алиханов Б.Б., Сайдахмедов Ш.М., Таджиев К.Д.и др. Патент Республики Узбекистан «IAP 02859 на «Установка и способ переработки отходов» с приоритетом 22.09.2003г. дата регистрации 16.09.2005г. Опубликовано Б.И. №5.
6. Сафиева Р.З. Химия нефти, М.,Химия, 1998, 488с.
7. Сайдахмедов С.И. Разработка бензино-метанольных смесей для автомобильного транспорта. Труды международной конференции “Каталитические процессы нефтепереработки, нефтехимии и экологии”-Ташкент-Новосибирск-2013.-С.42-44.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.

Мухаметшин В.В.

Исламов А.А.

Байбаков И.Р.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена технологиям регулирования процессов извлечения нефти. Рассмотрены различные потокоотклоняющие технологии, применяемые в Западной Сибири, а так же в Казахстане. Обосновано что закачка в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, снижающих проницаемость в высокопроницаемых прослоях, позволяет увеличить охват пласта заводнением и вовлечь в разработку слабодренлируемые запасы.

Ключевые слова: приток, нагнетательная скважина, нефтеотдача, потокоотклоняющие технологии (ПОТ), реагент.

APPLICATION OF FLOW-DEFLECTING TECHNOLOGIES FOR INCREASING PETROLEUM OIL REFINING.*Islamov A.A., Baibakov I.R., Mukhametshin V.V.**(Branch of the federal state budgetary educational institution of higher education of the Ufa State Oil Technical University in the city of Oktyabrsk)*

Abstract. The article is devoted to technologies of oil extraction processes regulation. Various flow-deflecting technologies used in Western Siberia, as well as in Kazakhstan, are considered. It is substantiated that injection into injection wells of limited volumes of special reagents that reduce permeability in high-permeability interlayers allows to increase the formation coverage by waterflooding and to involve poorly drained reserves in development.

Keywords: inflow, injection well, oil recovery, flow deflecting technologies (FDT), reagent.

Заводнение является основным и наиболее эффективным методом разработки нефтегазовых месторождений и осуществляется путем реализации различных способов площадного, законтурного, внутриконтурного и других систем заводнения. При благоприятных физико-геологических условиях метод позволяет достичь коэффициента нефтеотдачи до 0,7. Однако, при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость, неоднородность пластов и др.) из-за низкого охвата продуктивных пластов воздействием коэффициент нефтеотдачи снижается до 0,30 – 0,35, а при вязкости нефти более 30 - 35 мПа·с заводнение становится не эффективным. [1]

На месторождения Западной Сибири выполнены сотни обработок скважин с использованием потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Консолидированная оценка эффективности применения различных ПОТ определяется значительным разнообразием строения и характеристик коллектора, на которых они применяются. [2]

Внедряемые потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. [3]

На Биттемском месторождении проводятся мероприятия по воздействию на пласт АС₁₁ с целью восстановления и повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. На нагнетательном фонде скважин с целью повышения нефтеотдачи и увеличения охвата пластов заводнением применяются потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии. [4]

Для увеличения охвата пласта вытеснением и вовлечения слабодренлируемых запасов нефти в разработку на месторождении применялось различные потокоотклоняющие и нефтеотмывающие методы охвата пластов воздействием. За последние годы на нагнетательном фонде скважин осуществлено более 150 скважино-операция по закачке оторочек химических реагентов с целью выравнивания профиля приемистости и фронта вытеснения. От применения методов увеличения нефтеотдачи дополнительная добыча нефти составила 592.45 тыс. тонн. Средний объем химреагентов при закачке составил 107 м³. Средняя продолжительность эффекта 432 сут. [5] Применение методов за анализируемый период представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты применения технологий МУН

№ п/п	Вид воздействия	Кол-во операций	Удельный объем закачки, м ³	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Удельная эффективность, т/скв. опер.	Продолжительность эффекта, сут
1	Поверхностно-активный полимерный гелеобразующий состав (ППГС)	40	100	140,86	3521,5	430
2	Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)+Вязко-эмульсионный состав (ВЭС)	17	162	85,51	5029,6	424
3	ПГС+Закачка оторочек ПАВ	14	133	110,77	7912,1	621
4	ВЭС	15	80	42,56	2837,1	437
5	Вязко-эмульсионный полимерный состав (ВЭПС)	28	87	78,92	2818,0	364

Наибольшее применение на объекте нашли закачки ППГС (40 скважино-операций), ВЭПС (28 скважино-операций) и ПГС+ВЭС (17 скважино-операций), характеризующиеся соответственно удельной эффективностью 3521,5 т/скважино-операций, 2818 т/скважино-операций и 5029,6 т/скважино-операций.

Таким образом, на основе опыта проведения методов охвата пластов воздействием для повышения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» установлено, что все применяющие на объекте АС11 технологии являются эффективными и планируются для применения на прогнозный период.

Потокоотклоняющие технологии так же широко применяются и за рубежом, в частности, в Казахстане.

На месторождении «Узень» в 2013 г. проведены опытно-промысловые испытания (ОПИ) предложенной ПОТ с использованием ПАА марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307. Анализ определения эффективности ПОТ с применением различных реагентов проведен по 73 скважинам, в том числе: закачка полимерной композиции на основе полимера Алкофлад проведена в 3 нагнетательных скважинах, закачка реагента POLY-T-101 в 20-ти нагнетательных скважинах, FP-307 – в 50-и скважинах.[5]

Проведен сравнительный анализ эффективности технологии ПОТ с применением указанных полимеров. Результаты представлены в таблице 2 и на рисунках 1, 2.

Таблица 2 - Сравнительная оценка ПОТ с применением полимеров Алкофлад, POLY-T-101 и FP-307

Вид полимера	Количество нагнетательных скважин	Q _{пр} , м ³ /сут		Кол-во реагирующих добывающих скважин	Дополнительная добыча нефти на скв.		Снижение обводненности, %
		до	после		т/сут	%	
FP-307	50	559	275	103	1,9	32	59,21
POLY-T-101	20	444	317	62	2,2	33	40,41
Алкофлад	3	547	159	6	1,7	28	3,71

После применения полимеров Алкофлад, POLY-T-101 и FP-307 дебит реагирующих

скважин увеличился в среднем в 1.5 раза, а обводненность при использовании полимера Алкофлад снизилась в среднем на 2%, POLY-T-101 - в среднем на 3%, FP-307 - на 4%. При применении полимеров Алкофлад, POLY-T-101 и FP-307 приемистость по нагнетательным скважинам снизилась в среднем в 2, 1.4 и 3.4 раза соответственно.

Как следует из таблицы 2, по результатам технологических показателей применение полимеров FP-307, POLY-T-101 эффективнее: снижение обводненности соответственно на 4% и 3%, увеличение прироста добычи нефти в среднем на соответственно 1.9 и 2.2 т/сут.

Резюмируя вышепредставленный анализ, можно сказать, что применение ПОТ в нагнетательных скважинах способствует снижению обводненности и повышению дебита реагирующих добывающих скважин.

Список использованных источников

1. Мухаметшин, В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 47-50.
2. Безносиков, А.Ф. Прогноз применения технологий увеличения охвата пласта воздействием [Текст] / А.Ф. Безносиков, Н.В. Погосян / Нефть и газ Сибири. – 2015. – С. 30-35.
3. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ [Текст] / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина, А.В. Патлай // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 55-60.
4. Особенности применения методов повышения нефтеотдачи пласта при разработке нефтегазовых залежей [Текст] / В.В. Инякин, М.А. Подпалый, Р.Р. Фаткуллин, В.В. Кучкин / Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. 11. – № 2. – С. 28-30.
5. Опыт применения потокоотклоняющей технологии на месторождении «Узень». /А.Ж.Абитова// Научные труды Изд. НИПИ "Нефтегаз" Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (Баку) 2014 г. С. 43-51

УДК 622.692

ОСНОВЫ ПРИКЛАДНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ

*Нурутдинов Р.Р., Нурутдинов Ш.Р., Нурутдинова А.Н.
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент.
ООО «ПАЛЛАДА»)*

Аннотация. В статье приводятся основные принципы построения теории движения газожидкостной смеси, учитывающей её важнейшее свойство – дискретность (разрывность) жидкостной и газовой фаз. Благодаря принятой модели процесса движения смеси написаны аналитические выражения для локальных скоростей фаз и составлены дифференциальные уравнения, интегрированием которых получены формулы для гидравлического расчета.

Ключевые слова: Гидродинамика газожидкостных смесей, дискретность, локальные скорости, гидравлический расчет.

UDC 622.692

FUNDAMENTALS OF APPLIED HYDRODYNAMICS OF GAS-LIQUID MIXTURES

*Nurutdinov R.G., Nurutdinov Sh.R., Nurutdinova A.N.
(Ufa State Petroleum Technological University Branch of the University in the City of
Oktyabrsky, Russian Federation, Associate professor.
Pallada, LLC, director.)*

Abstract. The main principles of constructing the theory of motion of a gas-liquid mixture, taking into account its most important property-the discreteness (discontinuity) of the liquid and gas phases. Thanks to the adopted model of the motion of the mixture, analytical expressions for the local phase velocities are written and differential equations are compiled, integrating which formulas for hydraulic calculation are obtained.

Keywords: Hydrodynamics of gas-liquid mixtures, discreteness, local velocities, hydraulic calculation.

Особенностью гидромеханики газонефтяных смесей является сложность изучаемого явления по сравнению с движением однородных сред. Газожидкостной поток имеет не только фиксированные внешние поверхности ограждения (стенки труб), но и поверхности раздела двух текущих сред, в общем случае переменные и в пространстве, и во времени. На границе раздела фаз возникают особые кинематические и силовые условия: скачкообразно изменяются давление и вектор скоростей. Кроме этого, в общем случае, являются переменными отношения объёмов и масс компонентов потока в связи с их сжимаемостью, взаимнойрастворимостью и различием относительных скоростей фаз.

Разработанная нами теория дискретного движения газожидкостной смеси основана на модели, принципиально отличающаяся от модели гидродинамики гомогенной среды. Принятая модель основана на учете основного свойства газожидкостного потока – дискретности (разрывности) движущейся среды.

Эта теория имеет непосредственное отношение к совершенствованию технологии скважинной добычи нефти и однотрубного транспорта углеводородного сырья.

Научная новизна и сущность предлагаемой работы заключается в следующем:

Разработана гидромеханическая модель газожидкостного потока в трубах, которая основана на учете важнейшего свойства смеси – разрывности (дискретности) движения фаз.

1. В результате изучения газожидкостной смеси в рамках принятой модели теоретически получены аналитические выражения для определения локальных средних скоростей и истинного объемного газосодержания.

2. Дано теоретическое решение задачи о скорости движения газовых пузырьков относительно несущей среды – жидкости в вертикальных, наклонных и горизонтальных трубах.

3. Возможность определения локальных средних скоростей фаз позволяет:

- получить теоретические выражения для расчета объемного газосодержания, а, следовательно, гравитационной составляющей градиента давления вдоль потока.
- теоретически обоснованно определить потери напора на гидравлические сопротивления, т.е. найти и второе слагаемое градиента давления.

4. Разработана методика определения закона растворимости газа в нефти в зависимости от давления и фракционного состава газов.

На основании перечисленного выше комплекса признаков научной новизны, определяющих сущность теории дискретного движения газожидкостной смеси, написаны дифференциальные уравнения, в результате интегрирования которых получены универсальные формулы для гидравлического расчета движения смеси в вертикальных, наклонных и горизонтальных трубопроводах.

Таким образом, впервые, теоретически получены универсальные расчетные формулы для всевозможных случаев движения смеси.

Расчетные формулы опробованы на 65 девонских фонтанных скважинах. Сравнение измеренных данных забойного давления с расчетными показали достаточно хорошую их сходимость. Расчетные формулы также опробованы на профильном трубопроводе длиной 5400 м, состоящем из 6 восходящих и 7 нисходящих участков. И в этом случае получены положительные результаты.

Достаточно хорошая сходимость результатов расчета по теоретическим формулам с фактическими данными и возможность получения методик расчета для различных случаев дает основание полагать, что принятая гидромеханическая модель газожидкостного потока наиболее близко соответствует реальному процессу и может служить теоретической основой нового фундаментального научного направления – прикладной гидродинамики многофазных систем.

Все известные теоретические работы и методы гидравлического расчета газожидкостного потока в трубах основаны на использовании широко известной гидродинамики гомогенных сред, т.е., на представлении дискретной системы газ-жидкость как гомогенной. Отсутствие теории, достаточно полно соответствующей физической сущности движения газожидкостной смеси, привело к тому, что к данному времени разработаны (многочисленные) методики гидравлического расчета, полученные чисто эмпирическим или полуэмпирическим путем.

Недостатки известных методов гидравлического расчета заключаются в следующем:

- эмпирические зависимости не раскрывают сущность гидродинамического процесса газожидкостного потока и не дают возможности для аналитического исследования процесса;
- возможность применения методик расчета только в тех диапазонах изменения параметров, в которых проводились эксперименты, в связи с чем возникает проблема выбора той методики, которая применима для данного конкретного случая;
- сомнительность возможности применения каждой из методик расчета для месторождений (скважин) с различными по свойству нефти и газов, количеству растворенного газа и их фракционного состава.

Методики гидравлического расчета, полученные чисто теоретически, кардинально превосходят известные методики и не имеют указанные выше недостатки.

Актуальность разработанной нами методики заключается в следующем:

- возможность получения методик расчета с достаточно высокой точностью для различных нефтяных месторождений (скважин), отличающихся по свойствам добываемого углеводородного сырья;
- возможность аналитического исследования процесса движения газожидкостной смеси и в результате этого разработать более совершенные способы эксплуатации скважин, при которых максимально эффективно используются естественные энергоресурсы и создаются условия для повышения дебита скважины.

На данном этапе развития разработанная нами теория носит первоначальный характер, которая должна получить своё дальнейшее развитие.

Материалы по теории дискретного движения опубликованы в рецензируемых журналах [1,2,3,4,5,6,7] и в сборниках научных трудов в количестве 25 статей.

Список использованных источников

1. Нурутдинова, А.Н. Равнодействующая сил давления жидкости на поверхность погруженного в жидкость тела в гидродинамических условиях [Текст] / А.Н. Нурутдинова, Р.Г. Нурутдинов // Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2014. – №1 (12). – С. 91-94.

2. Нурутдинов, Ш.Р. Теория дискретного движения компонентов газожидкостной смеси в вертикальной трубе [Текст] / Ш.Р. Нурутдинов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 5. – С. 83-88.

3. Нурутдинов, Ш.Р. Объемное газосодержание потока газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах нефтяных, газоконденсатных и нагнетательных скважин [Текст] / Ш.Р. Нурутдинов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 6. – С. 44-47.

4. Нурутдинов, Ш.Р. Уравнение дискретного движения фаз газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах нефтяных и газоконденсатных скважин [Текст] / Ш.Р.

Нурутдинов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 3. – С. 52-55.

5.Нурутдинов, Ш.Р. Сила давления жидкости на погруженное в нее тело в гидродинамических условиях [Текст] / Ш.Р. Нурутдинов, А.Н. Нурутдинова // Научная жизнь. – 2010. – №2. – С.18-19.

6.Нурутдинова, А.Н. Теория дискретного движения фаз газожидкостной смеси в горизонтальных и наклонных трубопроводах [Текст]/ А.Н. Нурутдинова // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 10. – №2. – С. 37-40.

7.Нурутдинов, Р.Г. Исследование движения дискретных образований газа при одноструйном транспорте газожидкостной смеси [Текст]/ Р.Г. Нурутдинов, А.Н. Нурутдинова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 42-46.

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАСТИЛЬЯ

Л.В. Петрова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.г.-м.н.)

К.Т. Мурильо Рохас

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БГР-14-11)

Аннотация. В данной статье мы рассмотрим общие сведения месторождения Кастилья, физико-химический состав добываемой продукции, а также обозначим объем балансовых начальных запасов и коэффициент нефтеотдачи месторождения.

Ключевые слова: общие сведения, стратиграфическая схема, состав нефти, балансовые запасы нефти, коэффициент нефтеотдачи.

UDC 622.276

GEOLOGY AND OIL CHARACTERISTICS OF CASTILLA FIELD

L.V. Petrova

(The branch of federal state budgetary educational institution of higher education "Ufa State Oil Technical University" in the town of Oktyabrsky, assistant professor)

K.T. Murillo Rojas

(The branch of federal state budgetary educational institution of higher education "Ufa State Oil Technical University" in the town of Oktyabrsky, student BGR 14-11)

Abstract. In this article, we will review the general information of the Castilla deposit, the physico-chemical composition of the extracted products, and also we will indicate the amount of balance initial reserves and the oil recovery factor of the field.

Keywords: general information, stratigraphic diagram, oil composition, balance oil reserves, oil recovery factor.

Колумбия всегда считалась страной богатой нефтяными ресурсами. После 1955 г. в основном за счет усилий иностранных компаний открывались все новые месторождения, а территории перспективные с точки зрения дальнейших разработок заняли свыше 50% площади страны. Иностранный капитал стал действовать в Колумбии не на основе концессионных соглашений, которые заключались до 1970 г., а в ассоциацией с государственной компанией "Экопетроль" [1, с 52].

Так, как большинство месторождений Республики Колумбия находится в поздней стадии, возникает немало трудностей по извлечению остаточных запасов. Однако к настоящему времени уровни отборов углеводородного сырья заметно снизились. Вместе с

тем оставшиеся запасы нефти оцениваются в 5,2 млн. тонн, из которых 3,3 млн. тонн являются слабодрейнируемыми и для вовлечения в разработку требуют применения технологий повышения нефтеотдачи пластов [2, с 212].

Месторождение расположено к востоку от Департамента Мета (Колумбия).

Общие сведения о месторождении приведены в таблице 1.

Месторождение Кастилья имеет овальную форму, асимметрический антиклиналь. Структуру имеет длину около 10 км.

Нефтенасыщенные горизонты расположены в меловых отложениях. В составе нижнего отдела меловых отложениях снизу вверх выделяются: барремский, аптский, альбский; а в верхнем отделе: сеноманский, туронский, коньякский, сантонский, кампанский, маастрихтский.

Таблица 1 – Общие сведения о районе

Параметры	Значения месторождения
Год ввода месторождений в разработку	1986
Месторождение (площадь)	Кастилья
Республика	Колумбия
Область (край, округ)	Льяно
Район	Кастилья
Температура воздуха:	
среднегодовая, °С	+24+25
наибольшая летняя, °С	+40
наименьшая зимняя, °С	+15
Годовая норма осадков, мм	3500
Средняя относительная влажность, %	80-94
Продолжительность отопительного периода, сутки	0
Преобладающее направление ветров	зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветров, м/с	10
Многолетнемерзлые породы, м	отсутствуют

В районе Кастилии-ла-Нуэва также находится месторождение Ариари, который формируется за счет полей Кастилия Чичимине, располагается в 95 км к юго-востоку от Боготы. В основу стратиграфического расчленения разреза положены «Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений равнины Напо», утверждённые «Экопетроль» 09-го июня 1988 года [2, с 11].



Рис. 1 – Обзорная карта местоположения месторождения Кастилья

В течение всего периода геологоразведочных работ на месторождении Кастилья проводились комплексные исследования нефтяных, газовых и газоконденсатных объектов. Пласт К. По данным поверхностных проб нефти пласта К малосернистые (0,14%), парафиновые (4,13%) и малосмолистые (2,84%). Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 835 кг/м³. Нефть закипает при температуре 81°C, и 55% светлых фракций выкипает при повышении температуры до 300°C [3, с 105].

Пласт Е. По данным поверхностных проб нефти пласта Е идентичны нефтям пласта L и их характеристики совпадают: нефти малосернистые (0,13%), парафиновые (4,05%) и малосмолистые (3,11%). Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 866 кг/м³. Нефть закипает при температуре 75°C и 56% светлых фракций выкипает при повышении температуры до 300°C.

Пласт L. По данным поверхностных проб нефти пласта L малосернистые (0,14%), парафиновые (4,30%) и малосмолистые (3,15%). Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 915 кг/м³. Нефть закипает при температуре 88°C и 53% светлых фракций выкипает при повышении температуры до 300°C [1, с 78].

По углеводородному составу нефть относится к смешанному типу, с содержанием 17,65% ароматических, 30,45% нафтеновых, 51,90% метановых углеводородов [2, с 99].

Старые и новый балансовые начальные запасы и коэффициент нефтеотдачи месторождения Кастилья приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Балансовые начальные запасы и коэффициент нефтеотдачи месторождения Кастилья

Пласт	Балансовые начальные запасы, млн.т		КНО, %		Извлекаемые запасы, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Запасы, тыс.т	
	1994 г.	2013 г.	1994 г.	2013 г.	1994 г.	2013 г.		1994 г.	2013 г.
Кн	31,0	31,4	43,9	49,6	13613,0	15614,3	12444,7	1168,3	3169,6
Кв	6,7	6,8	51,9	48,2	3481,4	3271,4	2791,6	689,8	479,7
Е	5,4	17,7	28,5	15,4	1532,6	2729,3	536,8	995,8	2192,5
L	2,9	9,2	16,5	14,9	479,0	1369,5	403,7	75,3	965,8
Всего	46,0	65,1	41,1	34,3	18921,7	22384,9	16176,9	2744,8	6208,0

Конечный коэффициент нефтеотдачи для пропластка Кн составляет 49,7%, а по старым значениям КНО – 43,9%.

Вывод:

1) Месторождения Кастилья находится на третьей стадии, характеризующейся падением годового уровня добычи нефти после стабильной добычи с максимальными значениями годовой добычи [4,5,6,7];

2) Извлечение таких запасов возможно с применением физико-химических методов, активно влияющих на повышение нефтеотдачи, позволяющих улучшить связанность коллекторов и тем самым увеличить охват пласта воздействием. К таким методам относится гидравлический разрыв пласта [5,6,8].

Список использованных источников

1 Отчет о научно-исследовательской работе. Технологическая схема разра-ботки месторождения Кастилья, Escopetrol, Богота, 2001 – 136 с;

- 2 Проект разработки нефтяного месторождения Кастилья. «Ecopetrol», г. Богота, 2010 г – 215 с;
- 3 Проект пробной эксплуатации лицензионного участка «Ару у Castilla» Экопетроль, г.Богота, 2008 г – 308 с;
- 4 Авторский надзор за технологической схемой разработки месторождения Кастилья, Экопетроль, Богота, 2010 – 86 с;
- 5 Отчет о научно-исследовательской работе Подготовка геологической основы для пересчета запасов нефти на участке Букараманга. Экопетроль, г.Богота, 2009 г – 115;
- 6 Петрова, Л.В. Основные проблемы и перспективы разработки Ромашкинского месторождения /Петрова Л.В., Садвакасов А.А., Закиров А.И., Валиев А.М. //The Scientific Heritage. 2017. Т. 2. № 9 (9). С. 53-56;
- 7 Петрова, Л.В. История и геологическое строение Туймазинского нефтяного месторождения /Петрова Л.В., Гуторов А.Ю., Кузьмина В.В., Анисимов В.В., Валеев А.И.// The Scientific Heritage. 2017. Т. 3. № 10 (10). С. 13-15;
- 8 Петрова, Л.В. Геолого-техническое изучение Приобского нефтяного месторождения / Петрова Л.В., Галиев Р.Р., Биктимиров Р.Р., Камалеева А.Ф. // В сборнике: 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. 2016. С. 230-233;
- 9 Petrova L.V., Kakinda Adelcio A.V. Pipeline renovation in Angola's oil and gas fields / В сборнике: 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. 2016. С. 236-241;
- 10 Гареев Л.Р., Петрова Л.В. Характеристика текущего состояния разработки Сергинского месторождения / В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 293-300;
- 11 Petrova, L.V. Structural changes and development of oil and gas in Yemen/ Petrova L.V., Gehad A.A., Nketia N.D. // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 365-370;
- 12 Петрова Л.В., Ганиева И.Д. Обоснование закона распределения поровых каналов пород-коллекторов/ Ашировские чтения. 2016. Т. 1. № 1-1 (8). С. 16-20;
- 13 Беляева, Н.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы (в связи с формированием рифовых РЕЗЕРВУАРОВ) /Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. -Санкт-Петербург, 1998.

УДК 625

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ DATA MINING С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Полякова Н. С., Радевич Ю.Е., Анкудинов А.А.
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»)

Аннотация. В работе рассмотрены статистические методы обработки данных с целью поиска зависимостей между технологическими, геолого-физическими параметрами скважин и эффективностью проведения перфорационных работ.

Ключевые слова: перфорационные работы, анализ данных, регрессия, нейронная сеть.

UDC 625

THE APPLICATION OF DATA MINING METHODS WITH THE AIM OF INCREASING THE EFFECTIVENESS OF GEOLOGICAL AND ENGINEERING ACTIVITIES

*Polyakova N. S., Radevich J. E., Ankudinov A. A.
(ООО "LUKOIL-Engineering" "Kogalymnipeft")*

Abstract. The paper deals with statistical methods of data processing with the purpose of finding dependencies between the technological, geological and physical parameters of wells and the efficiency of perforation rates.

Keywords: perforation works, data analysis, regression, neural network.

В условиях длительной разработки месторождения, с целью увеличения продуктивности скважин применяют различные геолого-технические мероприятия по интенсификации притока. Как правило, выбор мероприятия или подбор скважин-кандидатов производится вручную при проведении детального геолого-промыслового анализа. В условиях объектов с фондом скважин в несколько тысяч единиц, данная задача становится достаточно трудоемкой. В работе рассмотрена возможность применение методов DataMinings целью оптимизации подбора ГТМ.

Что же такое DataMining? Это мультидисциплинарная область, которая возникла на стыке различных наук, таких как статистика, искусственный интеллект, теория баз данных и др. И основной задачей существующих методов DataMining является поиск новой, ранее не известной информации, а также возможность прогнозирования результатов на основе исходной информации.

Отработка методов DataMining проводилась на примере перфорационных работ. Особенностью данного метода является его не высокая стоимость, а прогнозирование эффекта может производиться по небольшому числу исходных параметров. На данный момент накоплен значительный объем информации по мероприятиям данного типа.

Целью работы является поиск зависимостей между влияющими параметрами и эффективностью мероприятий для построения математических моделей с применением стандартного пакета «Анализ данных» MS Excel с использованием методов DataMining (регрессия нейронной сети, линейная регрессия), позволяющих находить скважины-кандидаты под рассматриваемый вид работ на примере объекта БВ₈ Повховского месторождения. Объект БВ₈ является основным, определяющим добычу месторождения, отбор от НИЗ составляет 85,2 % при обводненности продукции 89,5 %.

На первом этапе исследования был проведен сбор и обработка геолого-промысловых и технологических данных по фактически проведенным дострелам (177 скважино-операций на 166 наклонно-направленных скважинах).

Для определения прироста дебита нефти после проведения дострела предлагается создание двух математических моделей:

- 1) Модель для оценки прироста дебита жидкости;
- 2) Модель для оценки обводненности после мероприятия.

Для построения математической модели оценки дебита жидкости, исходя из формулы Дюпюи, приняты следующие параметры: толщина пласта, проницаемость, депрессия ввиду их высокой точности определения. Так же в уравнение добавлен параметр максимального дебита жидкости окружающих скважин, с целью оценки фактического значения продуктивности пласта. Для оценки обводненности после мероприятия приняты следующие параметры: удельное значение текущих извлекаемых запасов нефти на метр толщины пласта – данный параметр учитывает текущее насыщение пласта; значение обводненности до мероприятия – данный параметр учитывает влияние уже подключенных в скважине пропластков на значение обводненности после мероприятия; прирост дебита жидкости после мероприятия – данный параметр учитывает взаимовлияния фаз воды и нефти.

В первую очередь, в работе рассматривается построение моделей стандартным методом линейной регрессии с использованием встроенного пакета «Анализ данных» в MSExcel. Суть регрессии заключается в определении степени влияния каждого из предполагаемых влияющих параметров $X_1, \dots, X_n$ на зависимую переменную Y :

$$Y = \sum_{i=1}^n X_i K_i + \quad (1)$$

Формулы для определения прироста дебита жидкости Y_q и обводненности Y_f после проведения мероприятия в модели линейной регрессии MSExcel выглядят следующим образом:

$$Y_q = -0,1965 * X_1 + 0,0936 * X_2 + 0,1861 * X_3 + 0,0013 * X_4 - 5,5673 \quad (2)$$

$$Y_f = -0,1293 * X_1 + 0,4107 * X_2 + 0,7088 * X_3 + 19,0754 \quad (3)$$

Сопоставление рассчитанных показателей с фактическим после проведения дострела показывает высокую сходимость полученных результатов, коэффициент детерминации более 0,7 доли ед. (рис. 1).

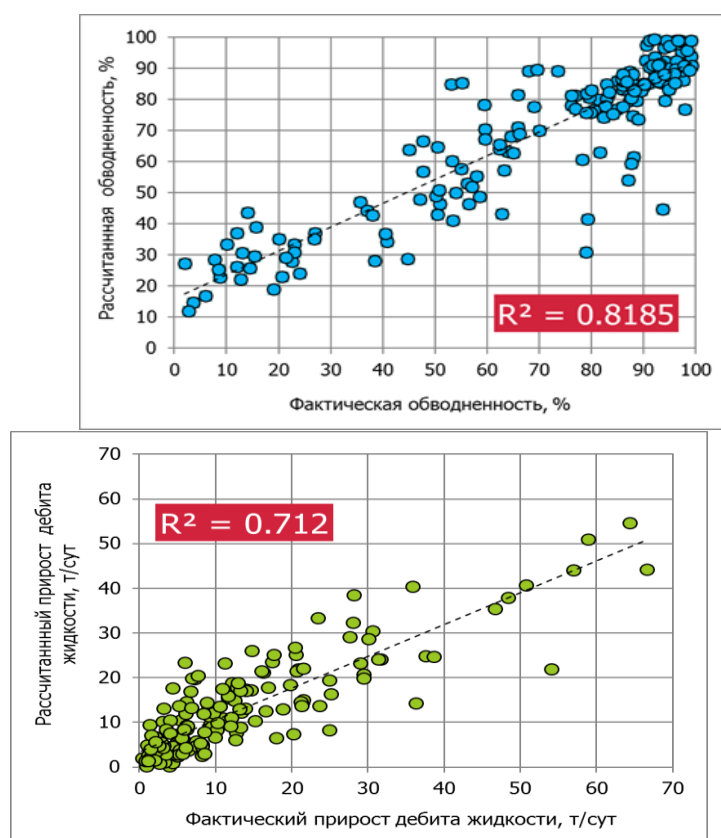


Рис. 1 – Сопоставление рассчитанных значений прироста дебита жидкости и обводненности после проведения дострела с фактическими показателями

На втором этапе рассмотрены 2 метода Data Mining: метод линейной регрессии и регрессия нейронной сети, реализованные в программном продукте Microsoft Azure ML (Рис. 2).

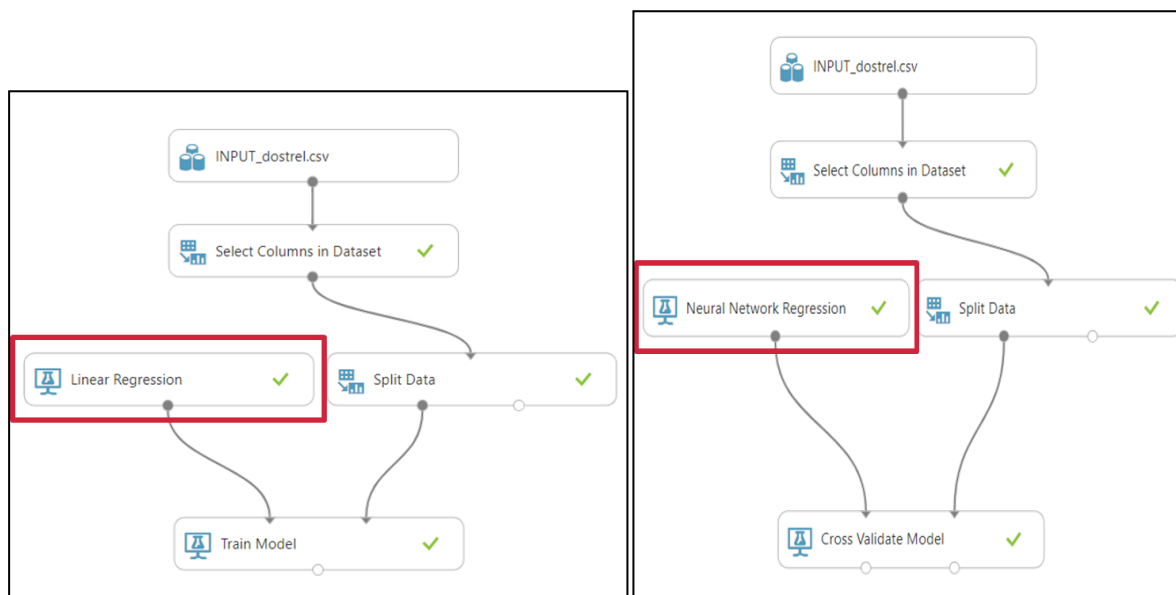


Рис. 2 – Построение моделей в MS Azure ML

Ниже представлено сравнение коэффициентов регрессии, полученных в моделях MS Excel и MS Azure ML, построенных методом «линейная регрессия» для расчета прироста дебита жидкости. Полученные модели имеют практически идентичные показатели (таблица 2).

Таблица 2– Коэффициенты модели прироста дебита жидкости и их анализ

Наименование показателя		MS Excel	MS Azure
у-пересечение	Const	-5,5673	-5,6703
X1	Эфф.нефт.толщина	-0,1965	-0,1965
X2	Проницаемость	0,0936	0,0936
X3	Q _{max} по окружающим скв.	0,1861	0,1861
X4	Депрессия	0,0013	0,0013

Далее в работе был рассмотрен метод DataMining – «Регрессия нейронной сети». В службах SQL «ServerAnalysisServices» алгоритм нейронной сети сочетает каждое возможное состояние входного показателя с каждым возможным состоянием прогнозируемого показателя и использует обучающие данные для вычисления вероятностей. Ниже приведены результаты построения моделей в MS Azure ML методом «регрессия нейронной сети» (рис. 3).

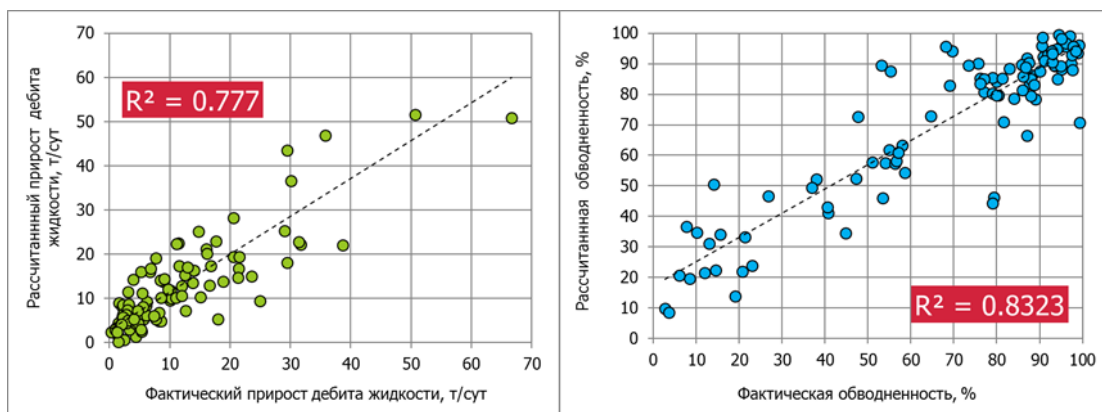


Рис. 3 – Результаты построения модели методом «Регрессия нейронной сети» в MS Azure

Как видно из графиков, несколько лучшей сходимостью с фактическими показателями характеризуется модель, построенная в MS Azure MLS методом «регрессия нейронной сети».

Таким образом, внедрение BigData технологий в процесс разработки месторождений является неоспоримо перспективным направлением. Выполненная работа указывает на возможность применения методов DataMining для анализа исходных данных по фактически проведенным операциям дострелов, а также для прогноза эффективности планируемых. Подход, используемый в работе, может быть распространен на другие эксплуатационные объекты и месторождения, а также на другие виды ГТМ.

Список использованных источников

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности: учебное пособие. – Казань, 2005. – С. 35-108.
2. Мир знаний. [Электронный ресурс]. URL: <http://mirznanii.com/a/116372/metody-data-mining>.
3. Basegroup labs. [Электронный ресурс]. URL: <https://basegroup.ru/community/articles/data-mining>.
4. Савельев В. Статистика и котировки. – Издательские решения, 2016. – С. 23-28
5. Орлов А.И. Прикладная статистика. – Экзамен, 2004. – С. 55

УДК 622.276.1

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДВУМЕРНЫХ ЗАДАЧ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ В ДВУХ ПЛАСТОВЫХ ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Равшанов Н., Назирова Э.Ш.

(Ташкентский университет информационных технологии, профессор, доцент)

Аннотация. Рассматриваются способы и численные методы решения двумерных задач фильтрации нефти в двух пластовых пористых средах. Предложен численный метод совместного решения конечно-разностных систем. Приведены результаты расчетов задачи фильтрации нефти в пористой среде в двух пластовых системах при наличии слабопроницаемой перемычки.

Ключевые слова: математическая модель, численный алгоритм, конечно-разностных систем, вычислительный эксперимент.

UDC 622.276.1

NUMERICAL SOLUTION OF TWO-DIMENSIONAL OIL FILTRATION PROBLEMS IN TWO PLASTIC POROUS MEDIA

Ravshanov N., Nazirova E.S.

(Tashkent University of Information
Technology, Professor, Associate Professor)

Abstract. Methods and numerical methods for solving two-dimensional problems of oil filtration in two reservoir porous media are considered. A numerical method is proposed for the joint solution of finite-difference systems. The results of calculations of the problem of oil filtration in a porous medium in two reservoir systems are given in the presence of a weakly permeable bridge.

Keywords: mathematical model, numerical algorithm, finite-difference systems, computational experiment.

Проблемы математического моделирования задач фильтрации в многопластовых системах привлекает внимание многих исследователей. Это связано с тем, что добыча нефти в определенной степени зависит от разработки месторождений. Важными пунктами этой проблемы являются учет в математических моделях наиболее существенных факторов физических явлений, наличие гидродинамической связи между пластами, требование адекватности математической модели и разработанной численной модели.

В общем случае такую задачу фильтрации необходимо формировать в трехмерном пространстве, что требует значительной информации об изменении параметров пластов в направлении осей x , y и z . Поэтому решение задачи фильтрации нефти в пористой среде при наличии подобной связи между пластами затруднительно. В этом случае при моделировании фильтрации нефти в двух пластовых системах требует более высокоэффективных численных методов, поскольку рассматривается система связанных уравнений.

Если оба пласта, однородны по коллекторским свойствам, задачу можно представить в одномерной или двухмерной постановке[1]. Тогда задачу фильтрации нефти в пористой среде в двух пластовых системах при наличии слабопроницаемой перемычки в двухмерном случае, можно представить к решению системы уравнений параболического типа

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_1(x, y) h_1(x, y) \frac{\partial P_1}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_1(x, y) h_1(x, y) \frac{\partial P_1}{\partial y} \right] = \\ \quad = \mu \beta h_1(x, y) \frac{\partial P_1}{\partial t} - \frac{k_{\Pi}(x, y)}{h_{\Pi}(x, y)} (P_2 - P_1) \\ \frac{\partial}{\partial x} \left[k_2(x, y) h_2(x, y) \frac{\partial P_2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_2(x, y) h_2(x, y) \frac{\partial P_2}{\partial y} \right] = \\ \quad = \mu \beta h_2(x, y) \frac{\partial P_2}{\partial t} + \frac{k_{\Pi}(x, y)}{h_{\Pi}(x, y)} (P_2 - P_1) - \delta q_2(t) \end{array} \right. \quad (1)$$

при следующих начальных и граничных условиях

$$P_1(x, y) = P_2(x, y) = P_H = \text{const}; \quad t = 0 \quad (2)$$

$$-k_1 h_1 \frac{\partial P_1}{\partial n} = \lambda \alpha (P_A - P_1); \quad -k_2 h_2 \frac{\partial P_2}{\partial n} = \lambda \alpha (P_B - P_2) \quad (x, y) \in \Gamma \quad (3)$$

$$\oint \frac{k_2 h_2}{\mu} \frac{\partial P_2}{\partial n_1} ds = -q_i(t); \quad (x, y) \in s_i \quad i = 1, 2 \dots (4)$$

В уравнениях и краевых условий (1) - (4) приняты следующие обозначения: P_1 и P_2 – давление соответственно нижнем и верхнем пласте; P_H – начальное давление; P_A и P_B – приграничная давления соответственно нижнем и верхнем пласте; k_1 и k_2 – проницаемость

пласта соответственно в нижнем и верхнем пласте; k_{Π} – проницаемости пласта в слабопроницаемой перемычке; h_1 и h_2 – толщина пласта соответственно в нижнем и верхнем пласте; h_{Π} – толщина слабопроницаемой перемычки; μ – вязкость нефти; $q(t)$ – дебит скважины; β – упругоёмкость пласта; s_i – контур i -й скважин; n_i – нормаль к контуру s ; n – внутренняя нормаль к границе Γ . λ – некоторая постоянная величина для приведения к размерности; $\alpha = \begin{cases} 0, & 2\text{-ая граничная условия} \\ 1, & 3\text{-ая граничная условия} \end{cases}$

В краевой задаче перейдем к безразмерным переменным и решаем конечно-разностным методом [5]. Для получения конечно-разностной задачи используется алгоритмическая идея схемы переменных направлений [3,4], что позволяет применить метод прогонки вдоль каждой из прямых координатных линий. Переход от слоя k к слою $k+1$ совершается в два этапа с шагом 0.5τ . В результате получается последовательного решения двух систем конечно-разностных уравнений [2].

Система конечно-разностных уравнений для $k+0,5$ слой будет имеет вид:

$$a_i P_{1i-1,j} - b_i P_{1i,j} + c_i P_{1i+1,j} + d_i P_{2i,j} = -f_i; \quad (5)$$

$$(3k_1 h_1 - 2h_{xy} \lambda \alpha) P_{10,j} - 4k_1 h_1 P_{11,j} + k_1 h_1 P_{12,j} = 2h_{xy} \lambda \alpha P_A \quad (6)$$

$$(3k_1 h_1 - 2h_{xy} \lambda \alpha) P_{1n,j} + 4k_1 h_1 P_{1n-1,j} - k_1 h_1 P_{1n-2,j} = -2h_{xy} \lambda \alpha P_A \quad (7)$$

$$a'_i P_{2i-1,j} - b'_i P_{2i,j} + c'_i P_{2i+1,j} + d'_i P_{1i,j} = -f'_i \quad (8)$$

$$(3k_2 h_2 - 2h_{xy} \lambda \alpha) P_{20,j} - 4k_2 h_2 P_{21,j} + k_2 h_2 P_{22,j} = 2h_{xy} \lambda \alpha P_A \quad (9)$$

$$(3k_2 h_2 - 2h_{xy} \lambda \alpha) P_{2n,j} + 4k_2 h_2 P_{2n-1,j} - k_2 h_2 P_{2n-2,j} = -2h_{xy} \lambda \alpha P_A \quad (10)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, N-1.$$

Коэффициенты этих разностных уравнений определяется по формулам:

$$a_i = k_{1i-0,5,j} h_{1i-0,5,j}; \quad c_i = k_{1i+0,5,j} h_{1i+0,5,j};$$

$$b_i = a_i + c_i + \frac{h_{xy}^2}{\tau/2} h_{1i,j} + \frac{h_{xy}^2 k_{\Pi i,j} L_x L_y}{h_{\Pi i,j} h_x^2}; \quad d_i = \frac{h_{xy}^2 k_{\Pi i,j} L_x L_y}{h_{\Pi i,j} h_x^2};$$

$$f_i = \frac{h_{xy}^2}{\tau} h_{1i,j} \hat{P}_{1i,j} + a_i \hat{P}_{1i-1,j} - (a_i + c_i) \hat{P}_{1i,j} + c_i \hat{P}_{1i+1,j};$$

$$a'_i = k_{2i-0,5,j} h_{2i-0,5,j}; \quad c'_i = k_{2i+0,5,j} h_{2i+0,5,j};$$

$$b'_i = a'_i + c'_i + \frac{h_{xy}^2}{\tau} h_{2i,j} + \frac{h_{xy}^2 k_{\Pi i,j} L_x L_y}{h_{\Pi i,j} h_x^2}; \quad d'_i = \frac{h_{xy}^2 k_{\Pi i,j} L_x L_y}{h_{\Pi i,j} h_x^2};$$

$$f'_i = \frac{h_{xy}^2}{\tau} h_{2i,j} \hat{P}_{2i,j} + a'_i \hat{P}_{2i-1,j} - (a'_i + c'_i) \hat{P}_{2i,j} + c'_i \hat{P}_{2i+1,j}; \quad i = \overline{1, N-1}.$$

Где: $\hat{P}$ – давление на k -м слое; P – давление на $k+0,5$ -м слое; h_x, L_x, L_y – некоторые характерное значение мощности и длина пласта; h_{xy} – шаг сетки.

Решения системы разностных уравнений можно представит в виде:

$$P_{1i,j} = A_i P_{1i+1,j} + B_i P_{2i+1,j} + C_i; \quad P_{2i,j} = A'_i P_{2i+1,j} + B'_i P_{1i+1,j} + C'_i \quad (11)$$

$$i = 0, 1, 2, \dots, N-1.$$

Где:

$$A_i = \frac{c_i(b'_i - a'_i A'_{i-1})}{R_i}; \quad B_i = \frac{c'_i(a_i B_{i-1} + d_i)}{R_i};$$

$$A'_i = \frac{(b_i - a_i A_{i-1})c'_i}{R_i}; \quad B'_i = \frac{c_i(a'_i B'_{i-1} + d'_i)}{R_i};$$

$$C_i = \frac{(a_i B_{i-1} + d_i)(a'_i C'_{i-1} + f'_i) + (a_i C_{i-1} + f_i)(b'_i - a'_i A'_{i-1})}{R_i};$$

$$C'_i = \frac{(a'_i B'_{i-1} + d'_i)(a_i C_{i-1} + f_i) + (a'_i C'_{i-1} + f'_i)(b_i - a_i A_{i-1})}{R_i};$$

$$R_i = (b_i - a_i A_{i-1})(b'_i - a'_i A'_{i-1}) - (a_i B_{i-1} + d_i)(a'_i B'_{i-1} + d'_i);$$

$$i = 1, 2, \dots, N - 1.$$

Значения $A_0; B_0; C_0; A'_0; B'_0; C'_0$ можно получить из граничных условий (7) и (10)

$$\begin{aligned} A_0 &= \frac{(b_1 - 4c_1)k_1h_1}{a_1k_1h_1 - (3k_1h_1 - 2h_{xy}\alpha)c_1}; \quad B_0 = -\frac{d_1k_1h_1}{a_1k_1h_1 - (3k_1h_1 - 2h_{xy}\alpha)c_1}; \\ C_0 &= \frac{f_1k_1h_1 + 2h_{xy}\alpha c_1}{a_1k_1h_1 - (3k_1h_1 - 2h_{xy}\alpha)c_1}; \quad A'_0 = \frac{(b'_1 - 4c'_1)k_2h_2}{a'_1k_2h_2 - (3k_2h_2 - 2h_{xy}\alpha)c'_1}; \\ B'_0 &= -\frac{d'_1k_2h_2}{a'_1k_2h_2 - (3k_2h_2 - 2h_{xy}\alpha)c'_1}; \quad C'_0 = \frac{f'_1k_2h_2 + 2h_{xy}\alpha c'_1}{a'_1k_2h_2 - (3k_2h_2 - 2h_{xy}\alpha)c'_1}; \end{aligned}$$

Используя формулы (5), (8), (11) (при $i=N-1$) и правых разностных граничных условий (7), (10) находим на левой части границы $P_{1n,j}$ и $P_{2n,j}$.

$$P_{1n,j} = (S_2 \cdot S'_3 - S_3 \cdot S'_1) / (S_1 \cdot S'_1 - S_2 \cdot S'_2);$$

$$P_{2n,j} = (S_3 \cdot S'_2 - S_1 \cdot S'_3) / (S_1 \cdot S'_1 - S_2 \cdot S'_2)$$

Где:

$$S_1 = [(3a_{n-1} - c_{n-1}) - (4a_{n-1} - b_{n-1})A_{n-1} - d_{n-1}B'_{n-1}];$$

$$S_2 = [-(4a_{n-1} - b_{n-1})B_{n-1} - d_{n-1}A'_{n-1}];$$

$$S_3 = [f_{n-1} + d_{n-1}C'_{n-1} + (4a_{n-1} - b_{n-1})C'_{n-1}];$$

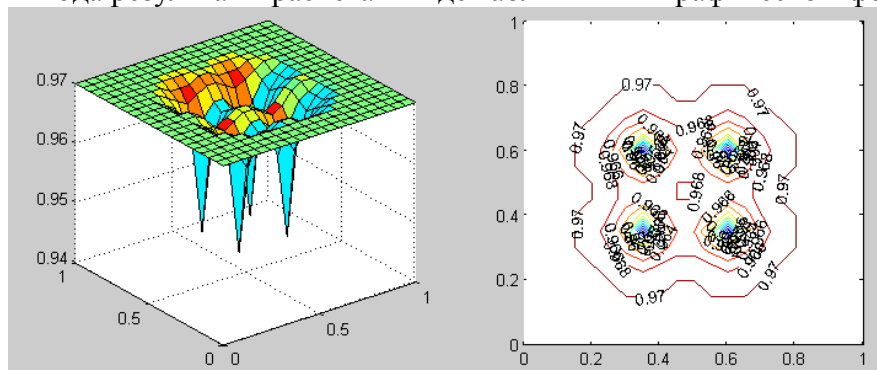
$$S'_1 = [(3a'_{n-1} - c'_{n-1}) - (4a'_{n-1} - b'_{n-1})A'_{n-1} - d'_{n-1}B_{n-1}];$$

$$S'_2 = [-(4a'_{n-1} - b'_{n-1})B'_{n-1} - d'_{n-1}A_{n-1}];$$

$$S'_3 = [f'_{n-1} + d'_{n-1}C_{n-1} + (4a'_{n-1} - b'_{n-1})C_{n-1}].$$

Решения системы конечно-разностного уравнения для $k+1$ слой осуществляется аналогично, как предыдущего $k+0.5$ временного слоя.

Разработан программное обеспечение для вычисления основных показателей разработки нефтяных месторождений в динамический связанный двух пластовых системах. Программное обеспечение состоит из блока ввода исходных данных, вычисление показателей и вывода результаты расчета в виде табличным и графическом форме.



Предложенной математическое обеспечение для решения выше указанной задаче можно использовать для расчета основных показателей нефтяного месторождения.

Список использованных источников

1. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. Изд. Недра, М. 1974.
2. Абуталиев Ф.Б., Хаджибаев Н.Н., Измайлов И.И., Умаров У. Применение численных методов и ЭВМ в гидрогеологии. Ташкент, изд. "Фан", 1976.
3. Азиз Х., Саттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Масква-Ижевск. 2004.
4. Самарский А.А. Теория разностных схем. «Наука», М., 1977.
5. Ньёматов А. Назирова Э.Ш. Численное моделирование процесса фильтрации газа в пористой среде. Международный академический вестник. №1(13) 2016.

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»**

А.Л. Салимов

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье описывается опыт проведения гидравлического разрыва пласта месторождениях ПАО «НК «Роснефть». Приводится сравнительный анализ проведения ГРП.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, продуктивность, интенсификация, плотность, флюид, скважина.

UDC 622.276.66

**ANALYSIS OF EFFECTIVENESS OF APPLICATION OF EMG
ON THE FIELDS OF PJSC «NK «ROSNEFT»**

A.L. Salimov

*(FGBOU VO "Ufa state petroleum technological university"
in the Oktyabrsky)*

Abstract. The article describes the experience of hydraulic fracturing of the reservoir fields of PJSC "NK" Rosneft ". The comparative analysis of hydraulic fracturing is given.

Keywords: hydraulic fracturing, productivity, intensification, density, fluid, well.

Изначально гидроразрыв пласта был предложен лишь как один из методов «выхода за пределы» нарушенной прискваженной зоны. Но впоследствии ГРП стал основным методом повышения приемистости скважин. В Западной - Сибири крупномасштабные работы по проведению ГРП ведутся с 1988 г. ГРП проводится в 50 – 75 % фонда добываемых скважин и является неотъемлемой частью эксплуатации. Для повышения рентабельности предприятия по многим объектам успешно применяют гидравлический разрыв пласта. На сегодняшний день по Западной – Сибири работают больше 15 флотов ГРП, выполняющие в год около 3-х тысяч операций. Многие работы, проводимые на скважинах специализированными совместными предприятиями по зарубежным технологиям, а также с их оборудованием и техникой.

Огромный опыт, накопленный за текущие годы в направлении проведения и оценки эффективного ГРП в геолого-физических условиях. Анализирована эффективность метода в более 800 скважинах АО «Юганскнефтегаз», выполняемых СП «Юганскфракмастер» на 25 пластах 21 месторождения предприятия. Гидравлические разрывы пласта применялась в основном на низкопроницаемых коллекторах. Обработки проводились на более чем 80% объектах с проницаемостью пласта меньше $5 \times 10^2 \text{ мкм}^2$.

Одним из первых ГРП выполнялись на малоэффективных скважинах, т.е. это бездействующие скважины – 30 % от всего фонда, а также на низкодебитных скважинах с добычей меньше 3 т/сут – 35% и меньше 5% т/сут – 70%.

Большое количество всех ГРП приходится на фонд с процентом воды меньше 6%. За время использования геолого-технических мероприятий добыча жидкости увеличилась с 9,1 до 35,2 т/сут, а по нефти с 8,3 до 26,7 т/сут или в 3,6 раза возросшей обводненностью 6,4%.

Связи, с чем дополнительно за 5 лет удалось добыть свыше 7 млн. т. Наилучший результат был получен при ГРП в чистонефтяных объектах с преобладающими нефтенасыщенными толщами, к примеру ачиновская пачка и пласты Б₁ месторождения Приразломная, где произошло возрастание дебита жидкости с 4 – 7 до 40 т/сут при росте обводнённой на 6 – 7%.

Одним из мировых ведущих фирм компаний направленных на интенсификацию притока скважин является Dowell Schiumberger. Большой интерес вызывает ее деятельность на российских месторождениях.

Dowell Schiumberger провел свыше двух десятков операций ГРП на месторождениях Ново-Пурпейск, Тарасовска и Харампур в числе деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз». С 1994 года на данных месторождениях проведено 150 гидроразрыва. Среднесуточный дебит обрабатываемых скважин составил 27,8 т/сут. Общее количество добытой нефти с начала применения ГРП составило 223,8 тысяч тонн. В сентябре 1994 года на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» проводили 17 операций со средним дебитом по нефти до проведения 4,1 т/сут, а позже в 1995 году – 33,4 т/сут. Нудно отметить, что наблюдалось снижение обводнённости. ГРП позволило держать на стабильном уровне добычу нефти по НГДУ «Тарасовскнефть».

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее результативных геолого-технических мероприятий, обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышения эффективности разработки продуктивных коллекторов.

В компании ООО «РН-Пурнефтегаз» после удачного проведения операции ГРП на многих скважинах с низким пластовым давлением, позволило разработать концепцию подбора скважин с пониженным давлением. Итогом было успешное выполнение 5 операций ГРП с суммарным приростом дебита нефти 120 т/сут. Предложена концепция поиска скважин для проведения операций ГРП с низким пластовым давлением, что позволит увеличить добычу и повысить коэффициент нефтеотдачи на скважинах, находящихся в ранее нерентабельных зонах.

Типичные пласты для проведения ГРП:

- низкопроницаемые пласты;
- скважины со значительно ухудшенными фильтрационно-емкостными характеристиками;
- высокая расчлененность разреза скважины;
- управление пескопроявлением.

Основные процессы, происходящие при ГРП:

- Фильтрация вязкой жидкости;
- Утечка жидкости гидроразрыва;
- Упругая деформация породы;
- Механическое расширение и смыкание трещин;
- Транспортировка проппанта вдоль трещин.

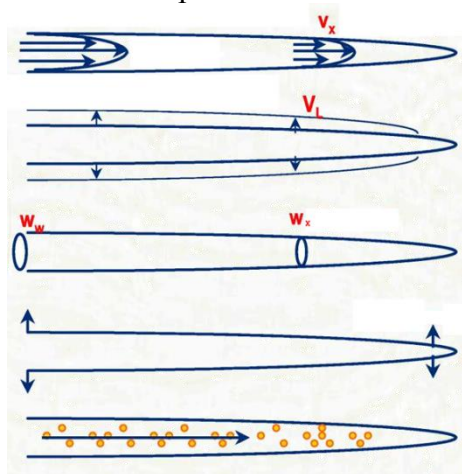


Рис. 1 – Процессы протекающие при ГРП

Пласты сложные для проведения ГРП:

- очень высокая проницаемость;
- слабые перемычки, отделяющие целевой горизонт;
- очень высокое поровое давление (пласты с аномально высоким пластовым давлением);
- пласты с преобладающей природной трещиноватостью;
- пласты, связанные с высокими напряжениями (обычно зоны с высокой тектонической активностью).

На Харампурской площади, гидравлический разрыв пласта осуществлялся с помощью спецоборудования фирмы FracMS.

Практика проведения ГРП на Харампурском газоконденсатном месторождении показала его высокую эффективность при условии правильного выбора скважины кандидата и технологически соответствующих параметров обработки. Существенный прирост дебита получен в случае, когда на скважине до гидроразрыва было проведено несколько кислотных обработок, последние которых оказались безрезультатными.

Список использованных источников

1. Сохошкин С.К., Ещеркин Е.А. Комплексный подход к моделированию процесса образования трещины ГРП // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 2007. – С. 73-153.
2. Артемьев М.Е. Методика проектирования многостадийного ГРП с помощью веб-инструмента FracMS / М.Е. Артемьев, П.В. Белолипецкий // Научный альманах. – 2016. – № 1. – С. 22.
3. Галкин В.И. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласт БВ8) / В.И. Галкин, С.А. Иванов, К.Г. Скачек, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 42.
4. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пласта. / Р. Д. Каневская, А. В. Королёв // Институт компьютерных исследований. – 2007. – С. 140.
5. Казанцев, П.Ю. Исследование технологии воздействия ГРП на поздней стадии разработки месторождений / П.Ю. Казанцев, М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянков // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 5. – С. 80.

УДК 622.276.66

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ КГРП НА ХАРАМПУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Л. Салимов

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье описывается методика проведения кислотного гидроразрыва пласта на Хармпурском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз». Описаны различия применения стандартного ГРП и КГРП.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, кислота, плотность, продуктивность, разработка.

UDC 622.276.66

INTEGRATED APPROACH OF DESIGN OF KGRP ON THE HARAMPURSKY FIELD

A.L. Salimov

Abstract. The article describes the technique of conducting acid fracturing at the Kharmpuskoe deposit of OOO RN-Purneftegaz. Differences in the application of standard hydraulic fracturing and KGRP are described.

Keywords: layer hydraulic fracturing, acid, density, efficiency, development.

Предпосылкой к идее создания искусственных трещин послужили исследования естественно-трещиноватых коллекторов. Наиболее близко к этой идее подошел Маскет в серии своих публикаций, опубликованных в период с 1937 по 1946 год.

Основной целью регулирования разработки нефтяных месторождений является повышение конечной нефтеотдачи пластов. Эффективность показателей разработки значительно повышается при увеличении темпа или сокращения периода разработки месторождения и уменьшения объема капитальных затрат и труда.

Следует различать методы повышения продуктивности скважины в зависимости от типа воздействия на пласт и призабойную зону скважины:

- Очистка призабойной зоны (нет закачки в пласт):
 - a) Механическая промывка перфорационных отверстий;
 - b) Химическая обработка призабойной зоны.
- Обработка пласта (закачка ниже давления разрыва):
 - a) Химическая обработка пласта;
 - b) Термальная обработка пласта.
- Гидроразрыв пласта (закачка выше давления разрыва):
 - a) Гидроразрыв пласта:
 - 1) как с закреплением трещины проппантом (добывающие скважины);
 - 2) так и без закрепления трещины (нагнетательные скважины).

Кислотный гидроразрыв пласта.

В процессе разработки месторождения структура запасов изменяется; на поздней стадии все большую долю в структуре запасов составляют трудноизвлекаемые, изначально приуроченные к малопродуктивным объектам и зонам. Происходит также дополнительное формирование застойных зон с неподвижными запасами нефти, основной причиной которого является ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора. В данную категорию относятся как зоны с пониженной проницаемостью, так и тупиковые зоны, ограниченные зонами замещения коллектора. К этой же категории можно отнести и водонефтяные зоны, так как при значительных различиях в вязкостных характеристиках фильтрующихся флюидов возникают условия для формирования невыработанных целиков нефти. Все вышеуказанные проблемы достаточной мере характерны при разработке Харампурского месторождения. Добыча нефти в этих условиях становится малоэффективной и требует применения методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи.

Выполняя КГРП, если давление превышает давление разрыва, то производят закачку высоковязкой жидкости и раствора соляной кислоты. Однако жидкость разрыва (высоковязкая жидкость), заполняет естественно образованные трещины и каверны с преобладающей проницаемостью, что не позволяет продвижению кислоты, поступающей следом. Из-за заполнения гелем высокопроницаемых пластов, закачивающийся раствор соляной кислоты разъедает породу вдоль направления трещин преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях. Закачиваемый в след пачки жидкости разрыва и раствор соляной кислоты увеличивают протяженность трещины и поверхность фильтрации.

Что предполагает создание условий для приобщения ранее бездействующих пропластков и повышение продуктивности скважин. Применение данной технологии

предполагает использование расклинивающего материала, что не применяется, в связи с тем, что при взаимодействии с соляной кислотой трещина смыкается хаотичными выступами и имеет развитую поверхность. Создается система гидродинамических каналов, из которых протекает фильтрация нефти.

Существенно различается процесс взаимодействий карбонатных и терригенных пород с КГРП. В дальнейшем раствор соляной кислоты реагирует с карбонатными породами с образованием продуктов, которые растворяются в остаточной кислоте. После обработки без затруднений обеспечивается приток продуктов в околоскважинную зону и их подъем на устье для дальнейшей переработки.

При КГРП в терригенных коллекторах частицы пластовых пород осаждаются в порах пласта. Эти частицы нерастворимы в остаточной кислоте, и после обработки от них трудно очистить пласт. При контакте с нефтью они способны образовывать шлам или эмульсию, загрязняющие пласт и сводящие на нет улучшение проницаемости в результате кислотной обработки. В результате этого кислотный ГРП в терригенных коллекторах не получил широкое применение.

При обработках соляной кислотой применяются различные добавки: ингибиторы коррозии, ингибиторы осадкообразования, деэмульгаторы, понизители скорости реакции, ПАВ, число которых достигает 5 и более компонентов. Они решают различные проблемы, возникающие при применении кислоты. Это высокое значение коррозии, межфазного натяжения на границе с углеводородами, а также вторичное осадкообразование, повышенная скорость реакции с водонасыщенной породой и образование осадков и эмульсий с пластовыми флюидами.

Кислотное ГРП:

- Забойное давление выше давления разрыва;
- Кислота реагирует с пластом;
- Стенки трещины съедаются кислотой;
- Пласт должен сохранить свою целостность без разрушения трещины/

При стандартном ГРП

- а) Трещина открывается при достижении давления гидроразрыва;
- б) Проппант предотвращает смыкание трещины.

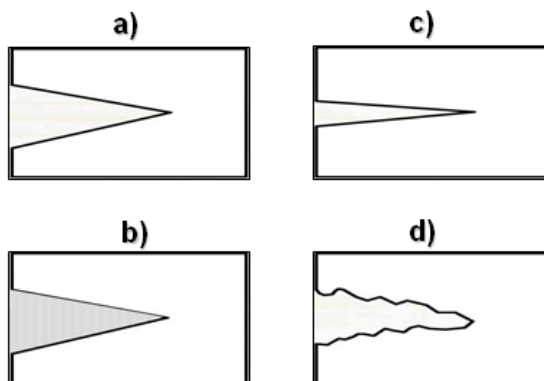


Рис. 1 – Сравнение трещин ГРП и КГРП

При кислотном ГРП:

- с) Трещина начинает смыкаться как только снимается давление;
- д) Кислота «съедает» стенки трещины.

Опыт проведения кислотного гидравлического разрыва пласта на Харампурском газоконденсатном месторождении, продуктивные отложения которого характеризуются наличием плотных пористо-трещиноватых известняков с низкой проницаемостью (0,1 – 6,0) и пористостью 8 – 15.

Список использованных источников

- 1) Байков Н.М., Новые технологии кислотных обработок продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – С. 114
- 2) Федоров Ю.В., Повышение эффективности технологии кислотного гидравлического разрыва пласта // Нефтепром. дело. – 2010. – С. 39
- 3) Сохошкин С.К., Ещеркин Е.А. Комплексный подход к моделированию процесса образования трещины ГРП // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 2008. – С. 73-153.
- 4) Галкин В.И., Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта / С.А. Иванов, К.Г. Скачек, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 10. – С. 42–45

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ОБЪЕКТА АС4-8 ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

*А.Ю. Гуторов, Г.Ф. Шамсутдинова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)*

Аннотация. Эффективность разработки нефтяных месторождений в первую очередь определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП), которая наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям, как в процессе вскрытия пласта, так и эксплуатации скважин. Возникает необходимость проведения мероприятий по увеличению фильтрационных свойств пород в ПЗП. В статье рассматривается эффективность воздействия перфорационными методами на Федоровском месторождении, на основе чего и делается анализ проведенных работ.

Ключевые слова: перфорация, дострел, эффективность, фонд скважин, призабойная зона пласта.

UDC 622.276

PERFORATING IMPACT EFFECTIVENESS ANALYSIS ON OJSC "SURGUTNEFTEGAS" FEDOROVSKOYE OIL-FIELD AS4-8 OBJECT

*A.Yu. Gutorov, G.F. Shamsutdinova
(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University» in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The oil field development efficiency is primarily determined by the bottomhole formation zone conditions, which is most susceptible to various physical, chemical and thermodynamic changes, both in the process of the reservoir opening and in the wells operation. There is a need to carry out measures to increase the bottom-hole formation zone filtration properties. The paper considers the perforating impact methods effectiveness at the Fedorovskoyeoil-field, on the basis of which the performed work analysis is done.

Keywords: perforation, re-perforation, efficiency, well stock, bottomhole formation zone.

За период 2010-2013 годов на добывающем фонде скважин проведено 340 скважиноопераций (скв.-опер.) по дострелу и повторной перфорации продуктивных интервалов, в том числе совместно с обработкой призабойной зоны скважин (ОПЗ)

химическими реагентами – 10, совместно с ремонтно-изоляционными работами (РИР) –194, совместно с РИР и ОПЗ химическими реагентами–24, самостоятельных воздействий–112 [1].

Наибольший объем мероприятий, при проведении самостоятельных воздействий, приходится на дострел продуктивных интервалов – 95 скв.-опер., при удельной эффективности 434,1 т/скв.-опер. Кратность увеличения дебита нефти после мероприятий составила 2 раза, средняя продолжительность эффекта 247 суток, средний прирост дебита нефти – 1,8 т/сут. Успешность мероприятий оценивается на уровне 86 %.

Дострел и повторная перфорация проведены в 8 скважинах (13 скв.-опер.). Удельная эффективность мероприятий оценивается на уровне 312,6 т/скв.-опер. Кратность увеличения дебита нефти после мероприятий составила 3,2 раза, средняя продолжительность эффекта 364 сут, средний прирост дебита нефти – 1,4 т/сут. Успешность мероприятий оценивается на уровне 100 % [2].

Повторная перфорация проведена в 4 скважинах. Кратность увеличения дебита нефти после мероприятий составила 4,1 раза, средняя продолжительность эффекта 246 сут, средний прирост дебита нефти – 0,8 т/сут. Успешность мероприятий оценивается на уровне 100 %. Проведение 194 перфорационных мероприятий совместно с РИР [3] характеризуется средней удельной эффективностью 316,2 т/скв.-опер., в том числе 162 скв.-опер. по дострелу продуктивных интервалов – 318,2 т/скв.-опер., 22 скв.-опер. по дострелу и перестрелу – 323,1 т/скв.-опер., 10 скв.-опер. по повторной перфорации – 269 т/скв.-опер. [4].

Проведение 24 перфорационных мероприятий совместно с РИР и ОПЗ химическими реагентами характеризуется средней удельной эффективностью 324,7 т/скв.-опер., в том числе 18 скв.-опер. по дострелу продуктивных интервалов – 382,6 т/скв.-опер. [5], 2 скв.-опер. по дострелу и перестрелу – 204 т/скв.-опер., 4 скв.-опер. по повторной перфорации – 124,5 т/скв.-опер [6].

На нагнетательном фонде скважин проведено 30 скважиноопераций по дострелу и повторной перфорации, в том числе совместно с ОПЗ химическими реагентами – 2, совместно с РИР – 4, совместно с РИР и ОПЗ химическими реагентами – 1, самостоятельных воздействий – 19, при переводе из отработки в систему ППД – 4 [7]. Наибольший объем мероприятий, при проведении самостоятельных воздействий на действующем фонде скважин, приходится на дострел – 15 скв.-опер., при удельной эффективности 574,4 т/скв.-опер. Средняя приемистость после воздействий увеличилась с 617,5 до 639,1 м³/сут, при средней продолжительности эффекта 183 сут. Успешность мероприятий составила 87 % [8].

Дострел и повторная перфорация проведены в 1 скважине (2 скв.-опер.). После воздействий приемистость увеличилась с 698,8 до 709,6 м³/сут, при продолжительности эффекта 661 сут. За счет мероприятия по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 199,2 т нефти (99,6 т/скв.-опер.) [9]. Повторная перфорация проведена в 2 скважинах. Удельная эффективность мероприятий оценивается на уровне 1820,1 т/скв.-опер. Кратность увеличения приемистости после мероприятий составила 1.6 раза, средняя продолжительность эффекта 503 сут. Успешность проведения самостоятельных перфорационных мероприятий на нагнетательном фонде скважин оценивается на уровне 89 % [10]. Проведение 2 перфорационных мероприятий совместно с ОПЗ химическими реагентами характеризуется средней удельной эффективностью 839,5 т/скв.-опер. [11].

Проведение 4 перфорационных мероприятий совместно с РИР характеризуется средней удельной эффективностью 90 т/скв.-опер. [12], в том числе 3 скв.-опер. по дострелу продуктивных интервалов – 110 т/скв.-опер., 1 скв.-опер. по повторной перфорации – 30 т/скв.-опер.

За анализируемый период с учетом переходящего эффекта от ранее проведенных перфорационных мероприятий на добывающем и нагнетательном фонде скважин дополнительно добыто 475,5 тыс. т нефти [13]. На рисунке приведена диаграмма зависимости дополнительно добытой нефти от мероприятий, проведенных в скважинах объекта АС4-8 Федоровского месторождения за период 2010-2013гг.

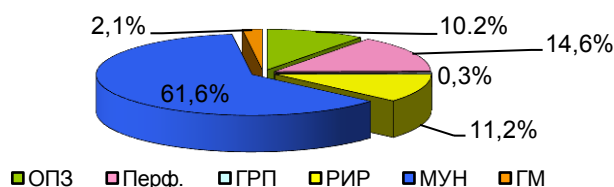


Рис. 1 – Доля дополнительной добычи нефти от мероприятий, проведённых в скважинах объекта АС4-8 Федоровского месторождения за период 2010-2013 гг.

Список использованных источников

1. Геологический отчёт ОАО «Сургутнефтегаз» за 2013 г. [Текст] / ОАО «Сургутнефтегаз» – Сургут; 2013. – 310 с.
2. Гуторов, А.Ю. К вопросу об эффективности управления разработкой нефтегазовых месторождений на основе интеллектуальных скважинных систем управления [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2017. – № 8. – С. 10-16.
3. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // *Нефтепромысловое дело*. – 2016. – № 7. – С. 17-22.
4. Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // *Каротажник*. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
5. Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // *Каротажник*. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.
6. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2015. – № 1. – С. 35-42.
7. Гуторов, А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // *Нефтепромысловое дело*. – 2014. – № 2. – С. 23-27.
8. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185с.
9. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Газовая промышленность*. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.
10. Гуторов, А.Ю. Возможности применения термоимплюзионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 4. – С. 8-11.
11. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.
12. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов соляно-кислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // *Нефтегазовое дело*. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.
13. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаро- воздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 24 с.

УДК 622.276

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ИЛЬКИНСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ
ПАО АНК «БАШНЕФТЬ»**

А. Ю. Гуторов, Э. М. Шарафутдинов
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассматривается применение ряда методов по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов-коллекторов на территории Илькинского месторождения. Приведена информация по итогам проведенных мероприятий. Представлены прогнозные технологические показатели разработки будущих мероприятий с применением методов увеличения нефтеотдачи и методов интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: пласт, скважина, разработка, нефть, нефтеотдача

UDC 622.276

**OIL PRODUCTION INTENSIFICATION AND OIL RECOVERY ENHANCEMENT
METHODS EFFICIENCY AT ILKINSKY OIL FIELD OF PJSC «SPS» BASHNEFT»**

A.Yu. Gutorov, E. M. Sharafutdinov
(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The article considers a number of methods of oil production intensification and oil recovery enhancement application in the Ilkinskoye oil field reservoirs. The information on the conducted procedures results is provided. The forecast technological indicators for the future procedures with of oil production intensification and oil recovery enhancement techniques application are presented.

Keywords: reservoirs, well, development, oil, oil recovery

По состоянию на 01.01.2013 г. в разработке месторождения находится только одна залежь – залежь 1 пласта Дкн1 [1]. Совершенствование системы разработки рассматриваемого объекта, требует в первую очередь повышения эффективности заводнения, опробование и применения новых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и реализацию методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [2].

По разрабатываемому объекту за период 1980-2012 гг. по добывающему фонду проводились следующие ГТМ: термогазохимическое воздействие (ТГХВ), депрессионное воздействие, газоразрывы пластов зарядом ЗГРП, газоперфорация «Перфоген», перестрелы, перестрелы с имплозионным воздействием, гидроразрыв пласта, газоимпульсное воздействие, термогазогенераторноимпульсное воздействие, термоимплозия с металлическим натрием, имплозионная обработка, дилатационно-волновое воздействие, ремонтно-изоляционные работы (РИР), очистка призабойной зоны пласта с помощью струйного аппарата УОС-1 [3].

За период с начала разработки кыновского объекта Илькинского месторождения в период с 1980 по 2012 гг. проведено 168 ГТМ [4]. Дополнительная добыча нефти составила 190.2 тыс.т, что составляет 19.1 % от накопленной добычи по месторождению за рассматриваемый период [5].

Все виды ГТМ были направлены на поддержание скважин в состоянии, обеспечивающем их оптимальную работу (то есть сохранение базовой добычи нефти), связанные с ремонтом обсадных колонн, ремонтом и заменой насосно-компрессорных труб (НКТ), глубинно-насосного оборудования, штанг, ловильно-аварийными работами (ЛАР),

мероприятиями по ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), увеличением или уменьшением глубины подвески насоса [6].

Основной вклад в дополнительно полученную добычу нефти по месторождению внесли следующие мероприятия [7]:

1) ТГХВ 41 скв./опер., из них 37 эффективные, по результатам которых дополнительная добыча нефти составила 44.877 тыс.т (23.6 %) [8].

2) Депрессионное воздействие выполнено 35 скв./опер., из них 28 эффективные, дополнительная добыча нефти – 23.96 тыс.т (16.6 %) [9].

3) ЗГРП проведен в количестве 29 скв./опер., все ГТМ оказались эффективными, дополнительная добыча нефти составила 25.788 тыс.т (13.6 %) [10].

4) Невысокая эффективность характерна для опробованных различных перфорационных методов воздействия: газоперфорация «Перфоген», перестрел с имплозионным воздействием и другие мероприятия, приросты нефти по которым не превысили 1 % [11].

5) Перестрел (повторная перфорация имеющегося интервала того же пласта) выполнен в 23 скв., из них 14 эффективные, дополнительная добыча нефти – 51.640 тыс.т (27.4 %). Удельная добыча на скважину составила 3.7 тыс.т нефти [12].

6) Гидроразрыв пласта (ГРП) проведен в шести скважинах. Все ГТМ оказались успешными, дополнительная добыча нефти составила 38.9 тыс. нефти (20.2 %). Удельная дополнительная добыча составила 6.4 тыс.т на одну скважину [13]. В результате применения гидроразрыва пласта в скважинах отмечается увеличение дебитов нефти в 6 раз. Увеличение обводненности продукции отмечено не было. Успешность ГРП также связан с правильным подбором оптимальных скважин-кандидатов [14].

Список использованных источников

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Илькинского нефтяного месторождения ПАО АНК «Башнефть» за 2012 г. [Текст] / ПАО АНК «Башнефть» - Уфа, 2013. – 234 с.

2. Samigullina, L. Z. Some Aspects of Cognitive and Ideographic Characteristics as a Means of Professional Terminological System Description [Text] // European Research Studies. – 2015. – Т.18. – №. 4. – С. 197-210.

3. Гуторов, А.Ю. К вопросу об эффективности управления разработкой нефтегазовых месторождений на основе интеллектуальных скважинных систем управления [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 10-16.

4. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 17-22.

5. Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 3 (261). – С.97-104.

6. Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // Каротажник. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.

7. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 35-42.

8. Гуторов, А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №2. – С. 23-27.

9. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.

10. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.

11. Гуторов, А.Ю. Возможности применения термоимплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 4. – С. 8-11.

12. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.

13. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов соляно-кислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.

14. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаро- воздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 24 с.

УДК 622.276

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТВОРОТОВ ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВООТВОРОТНОЙ ГИБКОЙ МУФТЫ И НАНЕСЕНИЯ АНАЭРОБНОГО СОСТАВА

Ибрагимов Р. Р.

(ООО «Башнефть-Добыча», инженер аналитического сектора ОРМФ)

Аннотация. В статье проведен анализ отворотов штанговой колонны в ООО «Башнефть-Добыча» за период 2015-2017 года. Выявлены основные причины отворота штанговой колонны. Рассматривается применение противоотворотной гибкой муфты и нанесение анаэробного состава на резьбовое соединение штанговой колонны.

Ключевые слова: штанговая колонна, отвороты штанговой колонны, противотворотная гибкая муфта, анаэробный состав.

UDC 622.276

PREVENTING SLIPS ROD STRING BY APPLYING PROTOVAVARIJNOJ FLEXIBLE COUPLING AND APPLICATION OF THE ANAEROBIC COMPOSITION

Ibragimov R. R.

(ООО "Bashneft-Extraction", analytical engineer sector ORMP)

Abstract. the article analyzes the laps of the barbell column in LLC "Bashneft-Dobycha" for the period 2015-2017. The main reasons for the turn of the barbell column are revealed. The application of the anti-reversal flexible coupling and application of anaerobic composition to the threaded connection of the rod column is considered.

Keywords: rod column, laps of the rod column, anti-reversal flexible coupling, anaerobic composition.

На текущий период фонд скважин ООО «Башнефть-Добыча», эксплуатируемых установками штангового глубинного насоса составляет около 75 процентов. Установка штангового глубинного насоса состоит из привода, устьевого оборудования, колонны насосных штанг, колонны насосно-компрессорных труб, скважинного насоса и вспомогательного дополнительного оборудования.

Колонна насосных штанг представляет собой стержень, состоящий из отдельных штанг, соединенных друг с другом резьбовыми соединениями [Ивановский]. Штанговая колонна предназначена для передачи возвратно – поступательного движения от устьевого штока к плунжеру насоса.

Одной из основных причин отказа установки штангового глубинного насоса является отворот штанговой колонны. Анализ проведенных исследований показал основные особенности работы колонны штанг в условиях сжатия и продольного изгиба, которые сводятся к следующему:

- возникновение сложно – напряженного состояния части колонны штанг на участке сжатия и продольного изгиба (деформация сжатия, изгиба и кручения);

- возникновение дополнительного взаимодействия между изогнутой частью колонны штанг и ограничивающими ее насосно – компрессорными трубами при ходе штанг вниз, а также между изогнутой частью колонны НКТ и штангами при ходе штанг вверх;

- возникновение в течение насосного цикла изменений в ходе плунжера.

Таким образом, основные причины отворота штанговой колонны это:

- возникающий крутящий момент;

- деформация сжатия, изгиба и кручения; [Мищенко]

Анализ эксплуатации штанговых колонн показывают, что около 79 процентов отказов штанговых колонн составляют обрывы штанг, около 17 процентов отвороты штанговой колонны, остальные – заклинивание, истирание и срыв с резьбы. В таблице 1 представлены данные по количеству отказов и средней наработке на отказ в период с 2015 по 2017 года.

Таблица 1. Отказы штанговой колонны за 2015-2017 года.

Причина отказа штанговой колонны	2015		2016		2017	
	Количество отказов, шт	ННО, сут	Количество отказов, шт	ННО, сут	Количество отказов, шт	ННО, сут
Обрыв штанг	1034	420	927	440	616	531
Отворот штанг	179	388	189	368	155	443
Заклинивание, истирание	22	812	42	478	30	821
Срыв с резьбы	25	424	20	794	8	517

УДК 622.276.1

ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Костюченко К. П.

(ФГБОУ ВО «СамГТУ», студент 4-НТФ-5)

Аннотация. Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Поэтому в данной работе анализируется рентабельность проведения ГРП на Приобском месторождении, а так же оценивается полученный эффект и экономическая выгода.

Ключевые слова: месторождение, дебит, гидроразрыв пласта, нефтеотдача, разработка месторождения

UDC 622.276.1

JUSTIFICATION HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS ON PRIOBSKOE OIL FIELD

Kostyuchenko K. P.
(SSTU, student 4-NTF-5)

Abstract. hydraulic Fracturing is one of the most effective methods of intensification of oil production from low-permeable reservoirs and increasing the production of oil reserves. Therefore, this work analyzes the profitability of hydraulic fracturing at the Priobskoye field, as well as the resulting effect and economic benefits.

Keywords: oilfield, production, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, field development

Ключевая роль в нефтедобыче по автономному округу Югре принадлежит гигантскому Приобскому месторождению, которое было открыто в 1982 г. и введено в разработку в 1989 г. Максимальная добыча нефти по СЛТ+ЮЛТ Приобского месторождения достигала 42 млн.т, что составляло 8,5% от добычи по России.

Приобское нефтяное месторождение расположено в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийск и в 115 км западней г. Нефтеюганск.

Основными объектами промышленной эксплуатации на ЮЛТ Приобского месторождения являются продуктивные пласты двух горизонтов – АС₁₀ и АС₁₂. Особенности геологического строения отложений ключевого объекта ЮЛТ — АС₁₀₋₁₂ являются: наличие большого количества залежей нефти, клиноформное строение пластов-коллекторов, высокая степень неоднородности отложений — по площади и разрезу, присутствие зон замещения коллекторов, большая расчлененность разреза, значительная прерывистость пластов.

Продуктивная толща объекта АС₁₀₋₁₂ в целом содержит 22 литологически - экранированных залежи нефти, в которых сосредоточено 96% от всех запасов ЮЛТ Приобского месторождения.

Исследование и расчеты

Гидроразрыв пласта представляет собой одну из сложнейших операций в нефтегазодобывающей промышленности. Эта методика уже около 50 лет применяется во всем мире с целью увеличения продуктивности скважин.

Раньше гидроразрыв пласта применялся главным образом к низкопроницаемым (0,1-10 мД) породам с целью получения узких, глубоко проникающих в коллектор проводящих поток флюида трещин. До недавних пор гидроразрыв пласта проводился почти исключительно в малодебитных скважинах (зачастую только для того, чтобы поддержать их рентабельность). Но сейчас внимание в отрасли переместилось на высокодебитные скважины и на скважины с большей потенциальной прибыльностью.

Основные критерии для подбора скважин Приобского месторождения с целью проведения ГРП:

1. Нефтенасыщенная толщина: АС₁₀-не менее 8 м, АС₁₁-не менее 6м, АС₁₂-не менее 12м.
2. Обводненность продукции: текущая обводненность не более 1,5% за последние 3 месяца работы скв. расстояние до ближайшей нагнетательной скважины не менее 700м.
3. Расположение забоя скважины: не рекомендуется проводить ГРП с расположенными в непосредственной близости (не более 200 м) обширными зонами замещения с целью избежания «стопа» при проведении ГРП.

4. Не рекомендуется проводить ГРП в зонах с аномальными пластовыми давлениями: аномально высокое пластовое давление – образовавшееся в результате сильной перекаченности системой ППД зоны, запланированной под ГРП, ввиду малых длин трещин, образовавшихся при проведении ГРП.

Рассчитаем основные параметры гидроразрыва пласта в добывающей скважине 203 куст 101 Приобского месторождения. Для расчета используем исходные данные, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Основные параметры гидроразрыва пласта в добывающей скважине 203 куст 101 Приобского месторождения

Параметры	Параметр	Значение
Глубина скважин	L_c	2639 м
Вскрытая толщина пласта	h	22,2 м
Внутренний диаметр НКТ	$d_{вн}$	0,0765м
В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется не фильтрующаяся амбарная нефть плотностью	ρ_n	945 кг/м ³
В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется не фильтрующаяся амбарная нефть вязкостью	μ	0,285 $Па \cdot c$
Предполагается закачать в скважину песка	Q_n	10 т

Рассчитываем вертикальную и горизонтальную составляющую горного давления, получаются значение 67,2 и 28,8 МПа соответственно.

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. Рассчитываем забойное давление разрыва (40,27 МПа) и объемную концентрацию песка в смеси (0,01).

Рассчитаем плотность жидкости - песконосителя с песком (960,5 кг/м³), вязкость жидкости с песком (0,024 Па*с) и потери на трение (9,43 МПа).

Давление на устье скважины при закачке жидкости -песконосителяполучилось равным 30 МПа, а необходимое число насосных агрегатов 4 шт. Объем продажной жидкости $V_{п} = 12,12$ м³, а объем жидкости для осуществления гидроразрыва $V_{жр} = 36,4$ м³.

Далее был произведен расчет параметров трещин и получены следующие значения: длина вертикальной трещины = 16,74 м, раскрытость трещины = 0,2 м, остаточная ширина = 0,003 м, проницаемость трещины = $7,5 \cdot 10^{-7} м^2$.

Средня проницаемость в призабойной зоне пласта при вертикальной трещине = $4,89 \cdot 10^{-10} м^2$

Определим, во сколько раз увеличится проницаемость в результате создания трещины по формуле:

$$\frac{K_1}{K} = \frac{4,89 \cdot 10^{-10}}{0,0028 \cdot 10^{-12}} = 17464 \quad \text{раза}$$

Таким образом, в результате создания трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в тысячи раз.

Ожидаемый эффект от ГРП можно определить по формуле Г.К. Максимовича.

$$n = \frac{\lg \frac{360}{0,073}}{\lg \frac{360}{16,74}} = 2,8$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта на скважине № 203 можно ожидать увеличение дебита скважины в 2,8 раз.

Прирост добычи нефти: $Q_{\text{эпр}} = Q_{\text{эпр}} - Q_1 = 70 - 25 = 45 \text{ м} / \text{сут.}$

В заключении был произведен расчет экономической эффективности гидроразрыва пласта, проведенного в одной из скважин месторождения, чтобы лучше понять на сколько целесообразно проводить ГРП не только с технологической стороны, но и с экономической. И в результате реализации дополнительно добытой нефти, мы получим прирост дополнительной прибыли, оставшейся предприятию:

$$\Delta \Pi_t = (C_t - C_2) \cdot Q_2 - (C_t - C_1) \cdot Q_1 = 283612597 \text{ руб}$$

То есть у предприятия останется чистая прибыль с учетом налогов:

$$\Pi_t = \Delta \Pi_t - \Delta H = 226890078 \text{ руб};$$

Заключение и выводы

- В ходе проведенных расчетов гидравлического разрыва пласта можно сказать, что при правильном выборе составляющих (состав жидкости разрыва, концентрация жидкости песконосителя, пластовой жидкости, их вязкости гранулометрический состав песка, качественное оборудование) и их правильном применении при ГРП увеличится продуктивность скважины, проницаемость пласта, расширится зона дренирования, что позволит увеличить дебиты скважин почти в два раза при тех же прочих условиях.

- На месторождении в широких масштабах применяют ГРП, который является эффективным инструментом разработки месторождения. Благодаря постоянному совершенствованию эффективность технологии ГРП возрастает. Применение массивного, больше объемного ГРП позволяет эффективно вырабатывать обладающий наилучшими ФЕС пласт АС₁₂.

- Проанализировав полученные значения можно сделать вывод, что экономическая эффективность ГРП весьма высока в течение просчитанного года. Обоснование применения ГРП на данной скважине экономически целесообразно.

Список использованных источников

1. А. М. Юрчук, А. З. Истомин. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1979. – 270 с.
2. В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2001. – 212 с.
3. В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2005. – 234 с.
4. В. Д. Лысенко. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2000. – 123 с.
5. Е. В. Юдин, А. А. Лубнин. Оценка коэффициента охвата сеткой с использованием данных эксплуатации скважин // Территория нефтегаз. – 2011. – №4. – С. 40-45.
6. И. М. Муравьев, Р. С. Андриасов, Ш. К. Гиматулинов, В. Т. Полозков. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – 445 с.
7. И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Т. И. Богомольный. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
8. П. М. Усачев. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986. – 165 с.
9. Э. А. Махмудбеков, А. И. Волков. Интенсификация добычи нефти. – М.: Недра, 1975. – 223 с.

УДК 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ СВОЙСТВ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ОЧИЩЕННЫХ И НЕОЧИЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ СУЛЬФОНАТОВ

М. В. Жидкова

(ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»)

Аннотация. Известно, что стадия очищения нефтяных сульфонатов (НС) от воды, неорганических солей и несulфированных масел существенно повышает стоимость конечного продукта. Поэтому представляется интерес провести сравнение нефтевытесняющей свойств очищенных и неочищенных (после стадии нейтрализации) НС. В работе представлены результаты исследования нефтевытесняющих свойств водных растворов очищенных и неочищенных нефтяных сульфонатов, полученных из экстрактов селективной очистки масел. Результаты экспериментальных данных показали более высокую нефтевытесняющую способность неочищенных нефтяных сульфонатов без стадии выделения.

Ключевые слова: нефтяные сульфонаты, экстракты селективной очистки масляных фракций, анионные поверхностно-активные составы, методы увеличения нефтеотдачи.

UDC 622.276

RESULTS OF OIL – DRIVING PROPERTIES WATER SOLUTIONS OF PURIFIED AND CRUDE PETROLEUM SULFONATE

M.V. Zhidkova

(Samara State Technical University)

Abstract. In fact that the stage of refining of petroleum sulfonate from water, inorganic salts and unsulphonated oils substantially increases the cost of the final product. Therefore, it is of interest to compare the oil – driving properties of purified and crude (after deacidification stage) petroleum sulfonate. The paper presents the results of a study of oil – driving properties water solutions of purified and crude petroleum sulfonates obtained from extracts of solvent refining. The experimental data showed a higher oil – driving properties of purified petroleum sulfonate without a separation step.

Keywords: petroleum sulfonate, extracts of solvent refining, anionic surfactants, methods of enhanced oil recovery.

Система разработки месторождения, как правило, последовательно преобразуется от первичных методов на ранних стадиях разработки месторождения к вторичным методам и далее к третичным методам на поздних стадиях [1, 2]. К третичным методам относят методы увеличения нефтеотдачи (МУН) [3], среди которых можно выделить тепловые и физико-химические методы воздействия на пласт. Физико-химические методы базируются на применение различных поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислот, щелочей, солей, полимеров и т.д.

В нефтяной отрасли наиболее часто используются анионные поверхностно-активные вещества (АПАВ). Среди анионных ПАВ можно выделить отдельную группу - нефтяные сульфонаты, которые получают сульфированием углеводородного сырья [4]. Известно применение нефтяных сульфонатов в качестве метода повышения нефтеотдачи пластов с 1974 года и до настоящего времени [5].

Одним из возможных источников сырья для получения НС являются экстракты селективной очистки масляных фракций – крупнотоннажные побочные продукты производства масел, получаемые после очистки масляных погонов селективными растворителями [6, 7].

Представленная работа нацелена на сравнительную оценку нефтевытесняющих свойств водных растворов ПАВ, приготовленных на основе очищенных и неочищенных нефтяных сульфонатов, которые получены из экстрактов селективной очистки масляных фракций.

НС были синтезированы из экстрактов селективной очистки масел, компонентный состав исходного сырья и полученных продуктов и поверхностные свойства представлены в работе [8].

Получены два вида НС: очищенный (концентрация активного вещества - 100%) и неочищенный (концентрация активного вещества – 32,8%).

Межфазное натяжение очищенных и неочищенных образцов измеряли методом вращающейся капли на видеотензиометре Spinning Drop Video Tensiometer (Data Physics, SVT-15N) при достижении равновесия системы при постоянной скорости вращения и температуре 23 °С. В качестве углеводородной среды использован керосин по ГОСТ 10227-86, НС растворяли в дистиллированной воде по ГОСТ 6709-72.

Вязкость водных растворов НС измеряли при помощи реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH) в измерительной ячейке плита-плита PP50 при 25°С и скоростях сдвига от 1 до 100 с⁻¹. Определение вязкости проводилось при скорости сдвига 50 с⁻¹.

Межфазное натяжение и критическая концентрация мицеллообразования очищенных и неочищенных образцов нефтяных сульфонатов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) и МФН для очищенных и неочищенных нефтяных сульфонатов

	Очищенный НС	Неочищенный НС
ККМ, % мас.	0,5	3
МФН в ККМ, мН/м	0,65	3,64

Как видно из представленных данных критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) очищенного образца составляет 0,5 %, неочищенного – 3,64% (разница в ККМ примерно 6 раз), что сопоставимо с значениями межфазного натяжения образцов в точке ККМ.

Для фильтрационных испытаний на насыпной модели керна была использована нефть, пластовая и закачиваемая вода месторождения N Оренбургской области, краткая характеристика объекта приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Краткая характеристика объекта исследования

Месторождение	Плотность нефти, кг/м ³	Содержание солей в пластовой воде, г/л	Содержание солей в закачиваемой воде, г/л
N	829	160	1,02

Методика проведения эксперимента, а также схема установки насыпной модели керна приведена ранее в статье [9].

Суть эксперимента заключалась в последовательном насыщении керна пластовой минерализованной водой до установления постоянного давления и определения объем пор, далее насыщения нефтью и водой до полной обводнённости выходящей жидкости (имитация процесса заводнения) и определения остаточной нефтенасыщенности. В подготовленный керн закачивали водный раствор НС, равный 0,5Vпор и 2-3 Vпор закачиваемой воды, далее измеряли дополнительный объем нефти, вытесненный после прокачивания водного раствора НС.

Для испытаний приготовлено два состава, содержащих одинаковую концентрацию активного вещества - 1% очищенного НС (состав 1) и неочищенного (состав 2). НС растворяли в закачиваемой воде месторождения N Оренбургской области (краткая характеристика объекта приведена в таблице 1). Определение реологических свойств показало, что состав 1 характеризуется более высокой вязкостью, чем состав 2 (таблица 2).

Эффективность действия оценивали по вытеснению остаточной нефти после заводнения керна и рассчитывали по формуле (1):

$$\eta_n = (V_{\text{выт.н.}} / V_{\text{ост.н.}}) \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $V_{\text{выт.н.}}$ - объем вытесненной нефти после применения состава; $V_{\text{ост.н.}}$ - объем остаточной нефти после заводнения керна.

Результаты испытаний на нефтевытесняющую способность водного раствора очищенного и неочищенного образцов НС представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты испытания водного раствора очищенного и неочищенного НС на нефтевытесняющую способность

	Т испытания, ° С	V _{пор} , мл	v филтрац ии, мл	μ раствора, мПа·с	V остаточной нефтенасы щенности, мл	η _н , %
Состав 1	20	15,3	2,2	0,24	3,5	11,4
Состав 2	20	15,5	2,2	0,19	3,1	6,5

Таким образом, проведены испытания водных растворов очищенного и неочищенного образцов НС на нефтевытесняющую способность на насыпной модели керна, которые показали более эффективное действие неочищенного раствора.

Список использованных источников

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. Недра. – 1985. – с.308
2. Gurgel A, Moura MCPA, Dantas TNC, Barros Neto EL, Dantas Neto AA (2008) A review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery. Braz J Pet Gas 2:83–95
3. Enhanced oil recovery: challenges & opportunities S.Kokal, A. Al-Kaabi Journal Global Energy Solutions. -2010. - P.64-69
4. Fang Yu, Wei-yu Fan, Shui-ping Li, Guo-zhi Nan, Xiang-hui Chen, You-zhi Duan. Study on Synthesis and Applied Performance of Petroleum Sulfonate for Enhanced Oil Recovery // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2008. – Vol. 29. – P. 975 – 984
5. A. Bera, A. Mandal Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review // J Petrol Explor Prod Technol. – 2015. –P. 255–268
6. Капустин В.М., Тонконогов Б.П., Фукс И.Т. Технология переработки нефти. Часть 3. Производство нефтяных смазочных материалов. Учебное пособие. – 2014. – 328 с.
7. Гайле А.А. Селективные растворители. Разделение и очистка углеводородсодержащего сырья. – СПб, ХИМИЗДАТ, 2008. –736 с.
8. Коновалов В.В., Склюев П.В., Городнов В.П., Бабицкая К.И., Жидкова М.В. Компонентный состав и поверхностная активность нефтяных сульфонатов из экстрактов селективной очистки масляных дистиллятов // Научно-технический и производственный журнал. Нефтяное хозяйство. – 2016. – №1. – С.122-126
9. Коновалов В.В., Городнов В.П., Жидкова М.В. Исследование эффективности нефтевытесняющих композиций на основе нефтяных сульфонатов из экстрактов селективной очистки масляных фракций // Научно-технологический журнал «Технология нефти и газа». – 2017. – №3. – С.20-25.

УДК 621.928

ПОДГОТОВКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПОСЛЕ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

Султанов Р.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Данная статья посвящена подготовке попутного нефтяного газа после сепарации нефти с высоким газовым фактором на нефтяных и нефтегазоконденсатных

месторождениях. Рассматривается подготовка ПНГ на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Предлагается применение сепарационного блока СБВГ для подготовки нефти и газа.

Ключевые слова: вода, высокий газовый фактор, газ, нефть, сепарация, подготовка.

UDC 621.928

**PREPARATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS OIL AFTER
SEPARATION OF OIL WITH HIGH GAS FACTOR**

Sultanov Ratmir Rodionovich

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The article focuses on the preparation of associated petroleum gas after separation technology of oils with a high gas factor in oil and oil-gas condensate fields. The preparation of APG at the Urengoy oil and gas condensate field is under consideration. It is proposed to use a separating block SBVG for oil and gas treatment.

Keywords: water, high gas factor, gas, oil, separation, the separation unit, preparation.

В настоящий момент проблема отделение нефтяного попутного газа от нефти и дальнейшая его подготовка занимает большое внимание среди нефтяников, тем более если речь идет о нефти с высоким газовым фактором.

В данной статье мы разберем подготовку нефти с высоким газовым фактором на примере Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Объектом исследования нашей работы является нефть с высоким газовым фактором. На первоначальном этапе данная смесь по шлейфам поступает от скважин до центрального пункта сбора. Затем через узел дополнительных работ поступает на площадку распределения потоков и подается на УПОГ, где происходит предварительный отбор газа из нашей нефтегазовой смеси. Процесс связан с частичной дегазацией, вследствие транспортировки сырья от скважин до технологической площадки ЦПС.

Процесс сепарации нефти, газа и воды происходит на УПН. Нефть после УПОГ направляется в нефтегазовые сепараторы С-4/1 и С-4/2, а газ после предварительного отбора в газовые сепараторы СГ-1/1 и СГ-1/2, где в дальнейшем газ разделяется на две части: одна из которых направляется уже на СГ-2 для использования его в котельной и печах для подогрева нефти, а другая, оставшаяся часть газа, отправляется на компрессорную станцию КС.

На первую ступень сепарации нефтегазовая смесь может приходиться с температурой ниже 6°C, поэтому предусмотрен подогрев на печах до 30°C для качественного разделения её на фазы. На второй ступени происходит дальнейшая сепарация нефти в С-5, откуда потом в отстойник О-1, затем в С-6 и О-2. Нефть с отстойника О-2 направляется на концевую сепарационную установку для окончательной сепарации, а потом на хранение в РВС-5000. Вода с отстойника сбрасывается по водяным линиям в РВС-1000 и отправляется на поглощающие скважины.

После хранения в резервуарах, нефть через нефтенасосную перекачивается на узел учёта нефти, затем подогревается на печах до нужной температуры и направляется в магистральный трубопровод.

Газ направленный на компрессорную станцию полностью проходит все стадии подготовки. Вначале своего пути газ от УПН попадает в блок редуцирования газа, который предназначен для регулирования давления входного потока газа. После блока редуцирования газ направляется на вход блоков входных сепараторов СВ-1 и СВ-2, один из которых рабочий, другой резервный. Входные сепараторы предназначены для улавливания капельной жидкости, содержащейся в нефтяном газе, а также жидкостных пробок.

Выделившееся в сепараторах СВ жидкость по внутримплощадочным сетям направляется в цех подготовки газа на блоки фильтров-сепараторов тонкой очистки ФС-1и ФС-2, один рабочий, а второй резервный. Фильтры-сепараторы предназначены для окончательной очистки газа от жидкости и механических примесей до 10 мкм. Выделившаяся жидкость направляется в накопительную емкость.

Очищенный газ от фильтра-сепаратора ФС-1 по трубопроводу поступает на вход турбокомпрессорных агрегатов. ТКА состоит из двухкорпусного центробежного газового компрессора на конечное давление 8,16 МПа, мультипликатора и газотурбинного двигателя мощностью 8 МВт, а также отдельных блоков. Компримирование газа до требуемых параметров обеспечивается двумя последовательными корпусами сжатия. Первый корпус низкого давления КНД, обеспечивает повышения давления с 0,3 МПа до 1,16 МПа и предусматривает промежуточное охлаждение газа на выходе из корпуса. Второй корпус высокого давления, который обеспечивает повышение давления до 3,5 МПа и 8,16 МПа соответственно. На выходе из корпуса предусмотрено так же охлаждение газа.

После первой ступени компримирования в КНД газ по трубопроводу поступает на аппарат воздушного охлаждения газа АВО-1. После АВО-1 охлажденный газ по трубопроводу поступает в блок сепаратора промежуточного СП-1, где происходит отделение жидкости, выделившейся в результате охлаждения газа на АВО-1. Из сепаратора СП-1 газ направляется на вторую ступень компримирования.

После второй ступени компримирования в первой секции КВД газ по трубопроводу поступает АВО-2, затем в СП-2 и направляется на третью ступень компримирования.

После третьей ступени компримирования газ по трубопроводу поступает на АВО-3,а после охлаждения в блок сепаратора конечного С-2. Дальше газ по трубопроводу направляется в цех подготовки газа.

После концевых сепараторов С-2 часть скомпримированного газа отбирается для газлифтной системы промысла, остальная часть поступает на установку низкотемпературной сепарации газа для осушки, которая состоит из теплообменников «газ-газ» Т-1, Т-2 и низкотемпературных блоков сепараторов С-3 и С-4. Данные блоки предназначены для очистки газа от капельной жидкости и разделения выделившейся жидкости на углеводородный конденсат и насыщенный раствор метанола.

Проблема сепарации нефти с высоким газовым фактором и дальнейшая подготовка нефтяного попутного газа на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений на сегодняшний день остаётся актуальной, так как качество сепарации на первой ступени не позволяет полностью отделить нефть от газа.

АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» предлагает решить эту проблему с помощью установки сепарационных блоков СБВГ для нефти с высоким газовым фактором на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях с размещением на кустах или перед входом в ДНС, УПН и мультифазных насосных станций.

При использовании данной технологии при подготовке нефти с высоким газовым фактором, качество сепарации на первой ступени повысится, за счёт встроенного внутреннего циклонного сепаратора, а также уменьшится количество потерь. Сепарационный блок СБВГ предназначен для дегазации нефти с высоким газовым фактором от 200 до 3000 м³/м³ и предварительного сброса воды. Данный блок представлен на рисунке 1.



Рис. 1 – Сепарационная установка для сепарации нефти с высоким газовым фактором

В состав блока входит: внутренний циклонный сепаратор для разделения жидкой и газовой фаз, а так же аппарат - накопительная ёмкость. Входной циклонный сепаратор позволяет отделить до 99% свободного газа и до 95% воды от нефти. Производительность по жидкости и по газу составляет от 500 до 5000 м³/сут зависит от типа установки. Температура продукции может варьироваться от -3 до +30 °С, а температура окружающей среды от -60 до +50 °С, поэтому использование установки в южных и северных районах России выглядит целесообразным.

Попутный газ нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений остается пока маловостребованным углеводородным сырьем, добываемым на территории РФ. Это связано во многом из-за удаленности месторождений от магистральных газопроводов и сложившейся в прошлом практикой обустройства месторождений. При использовании установки сепарационного блока СБВГ, позволит производить сепарацию уже на кустах или перед входом в ДНС, УПН и мультифазных насосных станций. Качество сепарации нефти с высоким газовым фактором повысится, отделение газа после первой ступени сепарации достигнет 99%, что позволит подготавливать газ без особых проблем. Данный сепарационный блок уже использует компания ОАО ТПП «Лукойл-Урайнефтегаз» на Тальниковском месторождений.

Список использованных источников:

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1977. – С. 143-146.
2. Технологический регламент ЦПС-2. – ООО «Газпром добыча Уренгой», 2015. – С. 12-17.
3. Технологический регламент КС. – ООО «Газпром добыча Уренгой», 2015. – С. 130-145.
4. URL:<http://www.mngk.ru/catalog/25/129/> (дата обращения 10.03.2018).

УДК 622.243.572

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО РАСТВОРА САИ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ОБРАЗЦОВ КЕРНА, ОТОБРАННЫХ ИЗ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА АЛЕКСАНДРОВСКОЙ ПЛОЩАДИ ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тарасовская Л. З.
(ОНК, г. Октябрьский)

Пустовит В. Н.
(ПАО НПП ВНИИГИС, г. Октябрьский)

Гареев А.М.
(НГДУ "Туймазанефть" НК Башнефть, г.
Октябрьский)

Бакиров И.М.

*(институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть"
им. В.Д. Шашина, г. Бугульма)
Хисаметдинов М.Р.
(институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть"
им. В.Д. Шашина, г. Бугульма)*

Аннотация. В работе показана зависимость проницаемости образцов керна, отобранных из бобриковского горизонта и насыщенных высокоминерализованной водой от концентрации раствора биореагента САИ. Также наглядно продемонстрировано влияние времени выдержки образца. С увеличением концентрации добавленного раствора биореагента САИ и времени выдержки с момента его добавления, проницаемость образца керна, отобранного из бобриковского горизонта, стремится к некоторому нижнему пределу, определяемому, по-видимому, конкретными свойствами применяемого биореагента. Было выявлено, что меняя концентрацию добавленного в обводненную часть продуктивного пласта пресного раствора биореагента САИ и время выдержки на его реагирование, можно управлять обводненностью продукции, добываемой из продуктивного пласта с ВНК.

Ключевые слова: САИ, биореагент, кернохранилище, терморегулятор, ИФЕС-1, проницаемость, концентрация.

UDC 622.243.572

**EXPERIMENTAL STUDY OF THE INFLUENCE
MICROBIOLOGICAL SOLUTION SAI
ON THE PERMEABILITY OF CORE SAMPLES SELECTED
OF BOBRIKOVSKY HORIZON OF THE ALEXANDER SQUARE
TUIMAZINSKOYE FIELD**

*Tarasovskaya L. Z.
(ONC, Otyabrsky)
Pustovit, V. N.
(OAO NPP VNIIGIS, Otyabrsky)
Gareev A. M.
(NGDU "Department" NK Bashneft, G. Otyabrsky)
Bakirov I. M.
(the Institute "TatNIPIneft" JSC "Tatneft" im. V. D.
Shashin, Bugulma)
Khisametdinov M. R.
(Institute "TatNIPIneft" JSC "Tatneft" im. V. D.
Shashin, Bugulma)*

Abstract. the paper shows the dependence of permeability of core samples taken from the bobrikovsky horizon and saturated with high-mineralized water on the concentration of the solution of THE SAI bioreagent. The effect of the sample holding time is also clearly demonstrated. With the increase in the concentration of the added SAI bioreagent solution and the holding time since its addition, the permeability of the core sample selected from the Bobrikov horizon tends to a certain lower limit, determined, apparently, by the specific properties of the bioreagent used. It was found that changing the concentration added to the flooded part of productive formation of a fresh solution of bioreagent SAI and the exposure time on his responses, you can control the watering of products produced from the productive formation.

Keywords: SAI, bioreagent, core storage, temperature control and IFES-1, permeability, concentration.

Целью экспериментальных исследований являлась оценка степени влияния микробиологического раствора САИ на проницаемость образцов керна, отобранных из бобриковского горизонта Александровской площади с помощью боковых сверлящих керноотборников СКМ [1] и насыщенных высокоминерализованной пластовой водой.

Известно [2], что бактерии, содержащиеся в растворе САИ способны существовать только в пресных растворах с минимальной минерализацией, поэтому необходимо было оценить возможность их жизнедеятельности в реальных пластовых условиях и степень их влияния на проницаемость обводненной части пласта, не прибегая к дорогостоящим и затратным исследованиям на эксплуатационном фонде скважин Александровской площади Туймазинского месторождения.

Для достижения поставленной цели из кернохранилища НГДУ "Туймазанефть" были отобраны образцы керна, которые были получены в 60-х годах прошлого века с помощью боковых керноотборников из бобриковского горизонта Александровской площади для более детального исследования его фильтрационно-емкостных свойств. Поскольку керновый материал, пролежавший в нефтехранилище более пятидесяти лет, утратил свои естественные свойства, соответствующие глубине залегания бобриковского горизонта, то было решено провести исследования влияния раствора биореагента САИ на его проницаемость с помощью лабораторной установки ИФЕС-1, которая полностью имитирует пластовые условия залегания бобриковского горизонта по горному (≥ 25 МПа) и поровому (≥ 12 МПа) давлениям.

Образцы керна размером 22х45мм сначала насыщали пластовой водой соответствующей минерализации бобриковского горизонта порядка 245г/л в специальной вакуумной установке.

Установка подобного типа разработана во ВНИИГИСе. Она позволяет насыщать образцы пород при предварительном разделенном вакуумировании насыщающей жидкости и образцов и при последующем создании давления в насыщающей камере от атмосферного до 5 МПа с помощью поршневой пары, расположенной в крышке камеры насыщения.

Экспериментальные исследования на образцах керна в количестве 12 штук проводились в следующей последовательности по нескольким этапам: 1-й этап : образцы керна подвергались экстрагированию в специальном экстракторе для удаления из их порового пространства адсорбированных в них нефти, битума, воды и солей; 2-й этап: образцы керна насыщались пластовой водой минерализацией 245 г/л в вакуумной установке; 3-й этап: образцы керна размещались в камерах высокого давления установки ИФЕС-1 и при имитации пластового (≥ 25 МПа) и порового (≥ 12 МПа) давлений подвергались измерению проницаемости; 4-й этап: образцы керна извлекались из камеры высокого давления установки ИФЕС-1 и подвергались насыщению биореагентом САИ концентрацией 10 см³/л; 5-й этап: образцы керна после насыщения их биореагентом САИ размещались в камерах высокого давления установки ИФЕС-1; 6 этап: затем, образцы керна, насыщенные раствором биореагента САИ концентрацией 10 см³/л выдерживались в камере высокого давления в течение 6 часов, после чего подвергались измерению проницаемости; 7, 8 этапы: затем подобные измерения проницаемости повторялись на образцах керна, насыщенных раствором биореагента 10 см³/л с выдержкой, соответственно, через 12 и 18 часов; 9 этап: образцы керна извлекались из камеры высокого давления установки ИФЕС-1 и насыщались в вакуумной установке раствором биореагента САИ концентрацией 20 см³/л; 10 этап: затем, все операции по измерению проницаемости образцов керна, насыщенных раствором биореагента САИ концентрацией 20 см³/л повторялись при разных выдержках через 0 часов; 6 часов; 12 часов; 18 часов.

На основе анализа полученных результатов эксперимента можно сделать следующие выводы:

1. Проницаемость образцов керна, отобранных из бобриковского горизонта и насыщенных высокоминерализованной водой, зависит от добавления к ней пресного раствора биореагента САИ различной концентрации;

2. Проницаемость образцов керна, отобранных из бобриковского горизонта и насыщенных высокоминерализованной водой, зависит от времени выдержки образца с момента добавления в него пресного раствора биореагента САИ;

3. Чем выше концентрация добавленного пресного раствора биореагента САИ, тем ниже проницаемость образца керна.

4. Чем больше выдержка образца керна после добавления в него пресного раствора биореагента САИ, тем ниже его проницаемость.

Список использованных источников:

1. Г.Н. Филиди, В.В. Дронов, Р.К. Яруллин. Многоотборный сверлящий керноотборник СКМ-8-9//«Нефтяное хозяйство», М., 1979, №2, с.16-18

2. Э.М. Юлбарисов, Ш.М. Фаизов, Н.В. Жданова. Исследование фильтрационных характеристик биореагентов на основе сухого активного ила//«Нефтяное хозяйство», М, 1996, № 6, с. 42-44

3. А.А. Молчанов, М.Р. Мавлютов, Г.Н. Филиди. Отбор керна из стенок скважины//М., Недра, 1984, 152 с.

4. Юлбарисов Э.М. О повышении нефтеотдачи заводненных пластов// "Нефтяное хозяйство", М., 1981, №3

5. Юлбарисов Э.М. Выбор объекта для микробиологической обработки // РНГС "Нефтепромысловое дело", 1978, № 3.

**ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОВЕДЕНИЕ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ
КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

*Токарева Н.М., Токарев М.А, Мифтахова Г.М., Фазлыев К.И.
(ФГБОУ ВО УГНТУ)*

Аннотация. Рассмотрен метод проведения заключительных работ при капитальном ремонте скважин. Применение щелевого перфоратора (ГМЩП) с последующим использованием технологии разглинизации позволяет значительно повысить эффективность эксплуатации низкодебитных скважин. Длительность эффекта в среднем составляет 20 месяцев.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, гидромеханический щелевой перфоратор (ГМЩП), разглинизация, перфорация, дебит, вскрытие пласта.

**THE OPTIMAL CONDUCT OF THE FINAL WORKS DURING CAPITAL REPAIR OF
WELLS**

*Tokareva N. M., Tokarev M. A, Miftakhova G. M., Fazlyev K. I.
FSDEI HE USPTU in UFA, Russia*

Abstract. The method of carrying out final works at overhaul of wells is considered. The use of a slot perforator (GMSP), followed by the use of the technology of extension, can significantly improve the efficiency of the operation of low-pressure wells . The duration of the effect on average is 20 months.

Keywords: workover, hydromechanical slot-hole puncher (GMShchP), razglinization, perforation, output, layer opening

Российские нефтяники имеют громадный фонд добывающих и нагнетательных скважин, работающий уже десятки лет. Ежегодно большое количество скважин подвергается капитальному ремонту. Ввиду того, что эксплуатационные объекты многопластовые и обводняются неравномерно, при капитальном ремонте необходимо изолировать обводнившиеся пласты.

Алгоритм капитального ремонта и последующего комплексного воздействия на продуктивные пласты следующий: 1) обследование состояния продуктивных пластов объекта с помощью методов ГИС (геофизических исследований скважин) с выявлением обводнившихся пластов; 2) проведение изоляционных работ с целью снижения обводненности продукции скважин из этого объекта; 3) проведение вторичного вскрытия пласта с помощью щадящих способов перфорации; 4) обработка призабойной зоны пластов после вторичного вскрытия с целью повышения продуктивности; 5) интенсивные способы освоения скважин с ее выводом на оптимальный режим эксплуатации.

Последние три пункта данного алгоритма соответствуют комплексным методам воздействия на продуктивные пласты [1,2,3].

Большое значение имеет эффективность вторичного вскрытия пласта. Как один из щадящих способов перфорации нами предложен усовершенствованный способ ГМЩП (гидромеханической щелевой перфорации) [1].

Вовлечение в разработку тонких пластов 1,0-1,5 м эффективной нефтенасыщенной мощности является ювелирной работой и требует специальной технологии привязки. В настоящее время существует возможность подключения продуктивных пластов мощностью до 0,5 метра с получением из них рентабельных дебитов нефти. Однако вскрытие таких тонких объектов традиционными способами перфорации приводит к нарушению заколонной цементной перемычки между продуктивными пластами и сведению на нет эффекта от изоляции нижерасположенных обводнившихся пластов. Применение технологии гидромеханической щелевой перфорации (ГМЩП) позволяет избежать такого рода осложнений благодаря отсутствию ударного воздействия на эксплуатационную колонну и цементную перемычку.

Среди технологических преимуществ ГМЩП следует отметить возможность селективного вскрытия продуктивных пластов с пропуском обводнившихся интервалов, а также перфорации продуктивных пластов с применением нефти или любой другой жидкости, проведение работ в любое время суток [2,4,5].

Гидромеханический щелевой перфоратор (ГМЩП) спускается в скважину на насосно-компрессорной трубе диаметром 73 мм. НКТ при этом являются каналом гидромеханической связи перфоратора с наземным оборудованием. Спуск ГМЩП производится до подошвы перфорируемого пласта. Для точной привязки ГМЩП относительно перфорируемого пласта используется следующая технология: на насосно-компрессорную трубу на 15-20 метров выше ГМЩП устанавливается реперный патрубок длиной 1,5-2,0 метра. С помощью геофизической партии малогабаритным прибором гамма-каротажа, совмещенным с прибором СГДТ (скважинный гамма-дефектометр толщиномер) или локатором муфт производится запись кривой гамма-каротажа и отбивка муфт НКТ и реперной трубы. С помощью гамма-каротажа отбивается положение реперного пласта, ближайшего к продуктивному.

Практически все элементы технологической цепочки – реперная муфта, реперный пласт, продуктивный пласт, прибор ГМЩП – привязаны по глубинам с точностью до 0,1 метра, что приемлемо при перфорации самых тонких пластов [1,3,]. Следует отметить, что привязка по глубинам при кумулятивной перфорации производится в два этапа при спуске приборов гамма-каротажа и кумулятивного перфоратора на кабеле. При этом точность всегда несколько меньше.

Прорезание щели производится накатным диском с созданием ступенчатого повышения давления на устье скважины с 1 МПа до 6-7 МПа с шагом 1 МПа. На каждой ступени давления производится 2-3 цикла спускоподъемных операций в пределах меток. При гидромониторном размыве пласта после перфорации давление повышается до 18-20 МПа. Размыв в одной точке осуществляется в течение 6-10 минут.

Непосредственно после проведения ГМЦП без подъема оборудования возможна обработка призабойной зоны композициями химреагентов, в том числе и на кислотной основе [4, 5].

Площадь вскрытия продуктивного пласта с помощью ГМЦП в 10-15 раз выше, чем при применении кумулятивной перфорации. За счет большей площади контакта в системе скважина-пласт достигается высокое гидродинамическое совершенство по характеру вскрытия.

С помощью ГМЦП в Татарии на Ромашкинском месторождении было проперфорировано несколько сотен скважин.

Рассмотрим результаты ГМЦП по 11-ти скважинам Бавлинского месторождения. Дебит объекта по нефти после ГМЦП изменяется в широких пределах от 50 до 350%. Длительность эффекта в среднем составляет 20 месяцев. Так по скважине 2745 на дату перфорации дебит по нефти составлял 1,7 т в сутки, после перфорации составил 4,6 т в сутки. Длительность эффекта составила 18 месяцев. При проведении изоляции заколонного пространства и предотвращения перетоков между нефтяными и обводненными пластами происходит некоторое ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) оставшихся нефтенасыщенных пластов. Для восстановления (ФЕС) желательна обработка призабойной зоны пласта с помощью щадящих методов. Наиболее эффективными из них являются физико-химические методы разглинизации [5].

По некоторым скважинам непосредственно через перфоратор ГМЦП была проведена обработка призабойной зоны пласта после перфорации реагентом для разглинизации-пероксокарбонатом натрия с последующей нейтрализацией продуктов реакции соляной кислотой [5].

Так по скважине 4476 Бавлинского месторождения с начальным дебитом 1 т/сутки после комплексного воздействия дебит составил 3,5 т/сутки.

Скважина №10105 Таушского месторождения эксплуатировала бобриковско-радаевские отложения в интервале 1386,6-1391,0 м. При обводнении на 98,5% скважина шесть месяцев работала с дебитом нефти 0,7 т/сут. После изоляции обводненного интервала и перехода на верхний пласт в интервале 1381,3-1383,3 м и проведения комплексного воздействия скважина стала работать с дебитом 14,2 т/сут при обводненности продукции 40,7%. Вторичное вскрытие пласта проводилось с помощью ГМЦП с последующим применением технологии разглинизации и освоением скважины для вывода на режим. Интервал цементного кольца в перемычке между обводненным и нефтеносным пластом составил всего 5 метров.

Следует отметить, что при существующих ценах на нефть, эксплуатация низкодебитных скважин после применения комплексных методов воздействия экономически рентабельна.

Список использованных источников:

1. Зубаиров С.Г., Токарев Г.М., Токарев М.А., Токарева Н.М. Перфоратор щелевой для обсаженных скважин. // Патент на изобретение № 2597392, Опубликовано 09.09.2016 г.
2. Токарева Н.М., Мифтахова Г.М., Черепанова Н.А., Чинаров А.С. Регулирование и оценка эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии при физико-химических методах воздействия. // Научные исследования: информация, анализ, прогноз. Книга 25. ВГПУ. Воронеж, 2009. С. 453-465.
3. Токарев Г.М., Токарева Н.М., Токарев М.А. Совершенствование вскрытия продуктивных пластов в сложных технологических условиях. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» 2013, № 1. Стр.232-239 <http://www.ogbus.ru>
4. Токарев М.А., Чинаров А.С., Токарев Г.М., Чинарова О.А., Вытовтов В.Ю., Токарева Н.М. Способ обработки заглинизированных пластов. // Патент на изобретение № 23002522. Опубликовано 10.07.2007 Бюл. № 19.

5. Токарев М.А., Исламов Р.Г., Смирнов В.Б., Токарев Г.М. Способ обработки заглинизированных пластов. // Патент на изобретение № 216146, Опубликовано 20.01.2001 г. Бюл. № 2.

УДК 622.276

ПРИНЦИП ИМПЛОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Тынчеров К.Т.

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
д.т.н., профессор.)*

Селиванова М.В.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, АГНИ, магистрант)

Аннотация. Импульсионное воздействие на нефтеприемную часть скважины основано на создании мгновенного перепада между пластовым и забойным давлениями, который вызывает интенсивную фильтрацию жидкости (смеси из воды и нефти) из пласта в скважину с одновременной декольматацией фильтрующих каналов. Для создания импульсионного эффекта в стволе скважины с помощью пакера можно создать изолированную полость с пониженным давлением (по сравнению с гидростатическим) или использовать специальное импульсионное устройство – прибор для гидродинамической обработки скважины (ГОС-89) с камерой, в которой создают пониженное давление.

В момент открытия доступа в камеру (полость) пониженного давления забойное давление резко падает и возникает интенсивный гидропоток, приводящий к ее быстрому заполнению («захлопыванию»). Скорости движения жидкости в прифильтровой зоне в начальный момент импульсии зависят от разности давлений внутри импульсионной камеры (полости) и вне ее и могут достигать 100—300 м/с, т. е. достаточны для отрыва частиц кольматанта от поверхности фильтрующих каналов и выноса в скважину. Одновременно происходит гидравлический удар падающего столба жидкости, находящейся над импульсионным устройством. Падающий по инерции столб жидкости в течение долей секунды способен создать давление, которое может в несколько раз превосходить гидростатическое. Мощный гидравлический удар способствует растрескиванию и расслоению слабосцементированных кольтирующих осадков на поверхности фильтра. Как и при пневмовзрыве, основными декольтирующими факторами при импульсионном воздействии являются волны сжатия и разрежения, интенсивные гидропотоки, фильтрационный поток.

Ключевые слова. Импульсионная обработка, технологии повышения отдачи скважин, призабойная зона пласта, обработка скважины, проницаемость, трещины, кольтирование, очистка

UDC 622.276

THE PRINCIPLE OF IMPLOSION AND THE IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

Tyncherov K.T.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
technician of department of information technologies, Doctor of Technical Science, professor)*

Selivanova M.V.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
Almetyevsk State Oil Institute, master student)*

Abstract. The implosion effect on the oil receiving part of the well is based on the creation of an instantaneous difference between the reservoir and downhole pressures, which causes

intensive filtration of the liquid (mixture of water and oil) from the reservoir into the well with the simultaneous decolization of the filtering channels. To create an implosion effect in the borehole with packer, you can create an isolated cavity with reduced pressure (compared to hydrostatic) or use a special implosion device – a device for hydrodynamic processing of the well (GOS-89) with a chamber in which low pressure is created.

At the time of opening access to the chamber (cavity) of the reduced pressure, the downhole pressure drops sharply and an intensive hydraulic flow occurs, leading to its rapid filling ("slamming"). The velocity of the liquid in the filter zone at the initial moment of implosion depends on the pressure difference inside the implosion chamber (cavity) and outside it and can reach 100-300 m/s, i.e. sufficient to tear off the colmatant particles from the surface of the filter channels and removal into the well. At the same time, there is a hydraulic impact of the falling column of the liquid located above the implosion device. Falling by inertia column of the liquid for a fraction of a second is able to create a pressure that can be several times greater than the hydrostatic. Powerful hydraulic shock contributes to the cracking and delamination bridging laborzentrifugen precipitation on the surface of the filter. As with pneumodrive, the main delatititude factors of implosion and exposure are waves of compression and rarefaction, intensive hydropolicy, filtration flow.

Keywords: Implosion processing technology enhance the capacity of the wells, bottom-hole formation zone, the processing of wells, permeability, cracks, mudding, cleaning

Эффективность имплозионного воздействия зависит от начального перепада давлений, скорости открытия доступа в имплозионную полость, ее объема, наличия или отсутствия в ней воздуха. Авторы в работах [1-11] исследовали методы воздействия на призабойную зону пласта. Ими установлено, что при снятии преграды между областями высокого и низкого давлений в течение 0,01—0,02 с (что характерно для большинства механических, гидромеханических и электромеханических клапанных систем) амплитуда изменения давления при заполнении области низкого давления мала и не превышает 10—15 % от начального перепада давлений. Результативность такого имплозионного воздействия обычно невелика. При практически мгновенном открытии доступа в зону низкого давления (что наблюдается, например, при раздавливании стеклянных капсул, находящихся под вакуумом) амплитуда колебаний давления при заполнении имплозионной полости может более чем в 2 раза превышать начальный перепад давлений. Эффективность процесса значительно выше.

Наиболее распространенный технологический вариант имплозионного воздействия на пласт связан с применением испытателей пластов в процессе бурения и освоения нефтяных и газовых скважин. При открытии клапанов испытателя пласта изолированная пакером часть ствола получает сообщение с пустой колонной труб, на которых подвешено устройство. В результате создается значительный перепад между пластовым и забойным давлениями (в начальный момент практически равный напору водоносного горизонта), и пластовая жидкость с большой скоростью устремляется через подпакерное пространство в колонну бурильных труб. Возникающий при этом интенсивный поток улучшает фильтрационные характеристики профильтровой зоны.

Сущность метода заключается в том, что в скважину на насосно-компрессорных трубах спускают прибор гидродинамической обработки скважины (ГОС-89). Перед спуском в скважину при сборке устройства блок управления и регистрации со стабилизатором давления соединяют с депрессионной камерой и клапанным узлом. Через интерфейсный разъем к устройству подсоединяется компьютер, с помощью которого осуществляется включение контроллера, подача питания и постановка устройства на задержку. После этого устройство включается в состав колонны НКТ и спускается на интересующий интервал скважины. По истечении времени задержки блок управления и регистрации включает режим записи технологических параметров (давление внешнее, внутреннее, температуру). После

включения режима записи контроллер формирует электрический сигнал, который приводит к срабатыванию пиротехнического снаряда, срезанию удерживающей шайбы и осевому перемещению штока. Под действием гидростатического давления фиксирующие элементы освобождают корпус клапана, что приводит к разгерметизации депрессионной камеры. Высокая скорость потока при заполнении депрессионной камеры создает ряд гидроударов, формирующих гармонические затухающие колебания давления. Это дает возможность корпусу клапана многократно перемещаться в осевом направлении, открывая и закрывая депрессионную камеру, до полного выравнивания давления внутри и снаружи. В течение всего периода обработки призабойной зоны идет регистрация технологических параметров этого процесса с записью в энергонезависимую память блока управления и регистрации. После окончания обработки устройство поднимается на устье скважины. С помощью стабилизатора давления выравнивается давление внутри депрессионной камеры до атмосферного. После этого производится отбор скважинной жидкости из депрессионной камеры и считывание информации, записанной в процессе обработки.

Выводы:

В основу разработанного прибора гидродинамической обработки скважины положены принципы имплозионного воздействия. Предполагается, что многократное применение разработанной технологии позволит значительно повысить дебит и нефтеотдачу скважины. Авторы поставили перед собой ряд задач, связанных с проведением вычислительных экспериментов, позволяющих исследовать динамику изменения гидродинамических характеристик водных потоков и оценить основные характеристики имплозионного воздействия на пласт — амплитуду и частоту, объемы воды, поступающей из скважины в пласт и из пласта в скважину, длину образующихся трещин.

Список использованных источников

1. Тынчеров, К.Т., Внутрискважинная установка ударного вибротсейсмического воздействия на пласт [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // 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. 2016. С. 109-112.
2. Тынчеров, К.Т. Вибрационные воздействия в нефтегазовой промышленности [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 393-400
3. Тынчеров, К.Т. Модулярный вейвлет-анализ для оценки исследования магнитного поля трубопроводов в системе поддержания пластового давления [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. С. 164-173.
4. Тынчеров, К.Т., Искусственный интеллект для нефтегазового месторождения [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. С. 173-180.
5. Тынчеров, К.Т. Критерии оценивания качества живучих вычислительных систем [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, И.В. Шокуров, Д.С. Егоров, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 285-287.

6. Тынчеров, К.Т. Класс живучих вычислительных систем. [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 287-290.
7. Тынчеров, К.Т. Средства контроля и диагностики живучих вычислительных систем [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 283-285.
8. Тынчеров, К.Т., Методика анализа скважинных вибраторов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции. 2016. С. 197-206.
9. Измайлова, Г.Р., Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного и акустического воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя [Текст] Г.Р. Измайлова, Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Физика. 2015. Т. 10. № 3. С. 89.
10. Вахитов, А.И. Способ повышения эффективности термобарического воздействия на призабойную зону пласта нефтегазовых скважин [Текст] А.И. Вахитов, Г.Р. Измайлова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х томах. Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2013. С. 37-40
11. Izmailova G.R., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M. Acoustic wave energy absorption and distributed heat sources upon an acoustic impact on media / High Temperature. 2016. Т. 54. № 1. С. 56-61.

УДК 622.276

**К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СКОРОСТИ ГОРЕНИЯ
ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ В ПРОЦЕССЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА**

Тынчеров К.Т.

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
д.т.н., профессор.)*

Селиванова М.В.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, АГНИ, магистрант)

Аннотация. Интенсивность процесса образования газов, газодинамика воздействия в целом и продолжительность действия давления газового пузыря при проведении газодинамического воздействия на призабойную зону пласта во многом зависят от режима горения твердотопливного заряда. Промышленность выпускает заряды на основе различных топлив, которые отличаются химическим составом, компоновкой, условиями воспламенения и т.д.

Очевидно, что выбор вида твердого топлива и конструкции твердотопливного заряда является основным фактором, определяющим эффективность газодинамического воздействия на призабойную зону пласта. В этом случае заряд рассматривается как элемент комплексной технологии для конкретных геолого-технических и геолого-физических условий скважины.

Существуют основные режимы горения твердотопливного заряда:

- прогрессивный режим горения заряда, при котором поверхность горения твердотопливного заряда увеличивается с увеличением сгоревшего свода заряда;
- нейтральный режим горения заряда - режим горения, при котором поверхность горения твердотопливного элемента остается постоянной;

- дегрессивный режим горения заряда - режим горения, при котором поверхность горения твердотопливного заряда уменьшается с увеличением сгоревшего свода заряда.

Для того чтобы реализовать наиболее оптимальное газодинамическое воздействие на продуктивный пласт, специалистам организации, осуществляющей сервисные услуги по интенсификации дебита скважин, целесообразно выбирать твердотопливный заряд таким образом, чтобы его конструкция обеспечивала два режима горения — прогрессивный на первом участке газодинамического воздействия и близкий к нейтральному на втором участке газодинамического воздействия.

С целью обоснования выбора вида и типа заряда в статье обосновывается необходимость определения скорости горения твердых баллистичных топлив при давлениях до 100 МПа и более, применяемых для газодинамической обработки призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: кумулятивная технологии повышения отдачи скважин, призабойная зона пласта, обработка скважины, проницаемость, трещины, скорость горения твердого топлива, пороховые заряды, баллистичное топливо

UDC 622.276

SOLID FUELS IN THE PROCESS OF GAS-DYNAMIC IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

Tyncherov K.T.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
technician of department of information technologies, Doctor of Technical Science, professor)*

Selivanova M.V.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
Almetyevsk State Oil Institute, master student)*

Abstract. The intensity of the process of formation of gases, gas dynamics of the impact as a whole and the duration of the pressure of the gas bubble during the gas-dynamic impact on the bottom zone of the formation largely depend on the combustion mode of the solid-fuel charge. Industry produces charges based on different fuels, which differ in chemical composition, layout, ignition conditions, etc.

It is obvious that the choice of the type of solid fuel and the design of the solid fuel charge is the main factor determining the efficiency of the gas-dynamic impact on the bottom-hole formation zone. In this case, the charge is considered as an element of complex technology for specific geological, technical and geological and physical conditions of the well.

There are basic modes of burning solid fuel charge:

- * progressive mode of charge combustion, in which the surface of solid fuel charge combustion increases with the increase of the burnt charge arch;

- * neutral mode of charge combustion-combustion mode in which the combustion surface of the solid fuel element remains constant;

- a declining balance combustion mode charge - mode combustion in which the burning surface of solid propellant charge decreases with increasing the burnt body of charge.

In order to realize the most optimal gas — dynamic impact on the productive reservoir, specialists of the organization that provides services for the intensification of the flow rate of wells, it is advisable to choose a solid-fuel charge so that its design provides two combustion modes—progressive in the first phase of gas-dynamic impact and close to neutral in the second phase of gas-dynamic impact.

In order to justify the choice of type and charge type, the article substantiates the necessity of determining the combustion rate of solid ballistic fuels at pressures up to 100 MPa and more used for gas-dynamic treatment of bottom-hole formation zone.

Keywords: cumulative technology enhance the capacity of the wells, bottom-hole formation zone, the processing of wells, permeability, cracking, burning rate of solid fuel propellant charges, ballistite fuel

Для оценки работоспособности комплексной технологии кумулятивной перфорации и последующей газодинамической обработки прискважинной зоны пласта с использованием твердотопливных газогенерирующих устройств, а также эффективности ее применения в различных геолого-технических и геолого-физических условиях нефтяных и газовых скважин необходимо проводить расчеты внутрибаллистических параметров работы газогенерирующих устройств в скважинах [1-16].

Для расчетов внутрибаллистических параметров работы твердотопливных газогенерирующих устройств в скважинах необходимо знание зависимости скорости горения твердотопливного заряда от давления — «закона» скорости горения твердого топлива при давлениях до 100 МПа и более.

При горении твердого топлива в стационарных условиях, т.е. при постоянных температуре и давлении окружающей среды, скорость горения можно было бы установить теоретическим путем. Для этого должны быть известны все реакции в конденсированной фазе и численные значения параметров, характеризующих эти реакции. Как отмечается в работе [1], не представляется возможным положить в основу внутренней баллистики твердотопливных газогенерирующих систем теоретический закон горения твердого топлива.

В этом случае пользуются внутрибаллистическими расчетами и экспериментальным законом горения, т.е. опытной зависимостью скорости горения U от давления P и температуры заряда T :

$$U=U(P,T) \quad (1)$$

Эмпирический закон горения твердого топлива также представляют в виде произведения независимых функций, каждая из которых учитывает влияние только одного фактора:

$$U=U(P,T) = U(P)\theta(T), \quad (2)$$

где

$U(P)$ - функция, учитывающая влияние давления на скорость горения твердого топлива;

$\theta(T)$ - функция, учитывающая влияние температуры твердого топлива на скорость горения твердого топлива.

Функция $U(P)$ для большинства топлив является монотонно возрастающей и для рабочего интервала давлений:

- до 15...20 МПа хорошо аппроксимируется степенной зависимостью вида

$$U(P)=U_2+U_1P^v, \quad (3)$$

где

U_1 - постоянный коэффициент, равный скорости горения твердого топлива при стандартном атмосферном давлении;

P - безразмерное давление, равное отношению давления, при котором определяют скорость горения твердого топлива, к стандартному атмосферному давлению;

v - показатель степени;

- более 15...20 МПа хорошо аппроксимируется линейными зависимостями вида

$$U(P)=U_1P, \quad (4)$$

$$U(P)=U_2+U_1P, \quad (5)$$

где

U_1, U_2 - постоянные коэффициенты, соответствующие размерности определяемой скорости горения твердого топлива;

P - безразмерное давление, равное отношению давления, при котором определяют скорость горения твердого топлива, к стандартному атмосферному давлению.

Функция $\theta(T)$ для любого интервала давлений, при которых определяют скорость горения твердого топлива, имеет вид [2]

$$\theta(T) = \frac{B}{B - (T - T_N)} \quad (6)$$

где

B - физико-химическая константа, являющаяся индивидуальной характеристикой твердого топлива;

T - температура твердого топлива, для которой рассчитывают скорость горения твердого топлива;

T_N - номинальная температура твердого топлива, при которой определяют скорость горения твердого топлива.

Определение скоростей горения топливных зарядов при давлениях до 20 МПа проводится на образцах твердого топлива в установке постоянного давления, обеспечивающей постоянство давления в камере сгорания подачей инертного газа – азота [5]. При определении скорости горения твердого топлива в установке УПД применяется бесканальный образец твердого топлива диаметром 15мм и длиной 150мм, забронированный по боковой поверхности и одному торцу, снабженный перегорающими в начале и конце горения образца двумя проволочками, установленными в теле образца перпендикулярно его оси.

Скорость горения твердого топлива образца определяют при заданном давлении P в камере сгорания УПД и заданной температуре образца T делением осевого расстояния между проволочками L на промежуток времени между моментами перегорания проволочек.

Определение скоростей горения топлив в УПД при давлениях более 20 МПа сопряжено с большими техническими трудностями, вызванными необходимостью подачи специальным компрессором большого количества инертного газа (азота) для обеспечения постоянного уровня высокого давления в камере УПД в процессе сгорания образца [5].

Известны лабораторные приборы для определения величины и характера нарастания давления газов, образующихся при сжигании твердых топлив в постоянном объеме - сосуды постоянного объема (СПО), которые применяются для исследования и определения внутрибаллистических характеристик и скоростей горения артиллерийских порохов и твердых топлив [3-4].

Сущность метода определения скоростей горения твердых топлив в СПО состоит в следующем.

Образец твердого топлива без бронировки помещают в замкнутый объем СПО и воспламеняют. При сгорании образца в СПО изменение величины давления P во времени t измеряется датчиком давления. После срабатывания воспламенителя в замкнутом объеме СПО происходит резкий подъем давления газов, вызванный быстрым сгоранием навески воспламенителя.

После сгорания воспламенителя нарастание давления P в СПО, обусловленное горением образца твердого топлива, происходит медленнее, чем во время сгорания воспламенителя ($0 - T_i$). Горение образца заканчивается, когда скорость изменения давления dP/dx (градиент) становится равной нулю (тг). По мере остывания газа (продуктов сгорания) в замкнутом объеме СПО давление P снижается и при достижении газом температуры окружающей среды устанавливается на некотором уровне. Путем обратного пересчета зафиксированной датчиком кривой давления $P(t)$ находят зависимость скорости горения образца от давления. Математическая аппроксимация зависимости скорости горения от давления представляет собой «закон» скорости горения твердого топлива.

Аналитическую обработку результатов испытаний образцов твердого топлива в СПО проводят следующим образом.

В каждый момент времени для газа, содержащегося в объеме СПО, справедливо уравнение Менделеева - Клапейрона [3-5]:

$$P(W_{CB} - W_{обр} + W_{сг}) = \frac{m}{\mu} \times R \times T, \quad (7)$$

где

P - давление газа в камере сгорания СПО;

W_{CB} - свободный объем камеры сгорания СПО;

$W_{обр}$ - начальный объем образца;

$W_{сг}$ - объем твердого топлива, сгоревший к текущему моменту времени;

m - масса продуктов сгорания;

μ - молекулярный вес продуктов сгорания;

R - универсальная газовая постоянная продуктов сгорания;

T - температура продуктов сгорания.

Полагая, что тепловые потери в стенки СПО отсутствуют, комплекс, стоящий в правой части уравнения (7), равен известной характеристике — «силе» твердого топлива f_o . Если разбить время горения образца твердого топлива в СПО на n i -тых равных промежутков времени, то в каждый i -ый промежуток времени сгорает объем образца, равный $W_{сгi}$.

Следовательно:

$$W_{сг} = \sum_{i=1}^n W_{сгi}, \quad (8)$$

где

n - количество i -тых промежутков времени, соответствующих текущему моменту времени.

С другой стороны

$$W_{сгi} = S_i U_i \Delta\tau, \quad (9)$$

где

S_i - поверхность горения образца на i -ом промежутке времени;

U_i - скорость горения образца на i -ом промежутке времени;

$\Delta\tau$ - длительность i -ого промежутка времени.

Подставляя эти выражения в (7) и решая его относительно U_i , получим:

$$U_i = \frac{1}{S_i \Delta\tau} \left(\frac{m_i \times f_o}{P_i} - W_{CB} + W_{обр} - \sum_{i=1}^n W_{сгi} \right) \quad (10)$$

где

m_i - масса газа, образовавшего на i -ом промежутке времени;

P_i - давление газа в камере сгорания СПО на i -ом промежутке времени.

Выражение (10) позволяет последовательно рассчитывать значения скорости горения образца U по зафиксированной кривой давления P , вычисляя поверхность горения и сгоревший объем образца для каждого момента времени. Построенная зависимость $U=f(P)$ обрабатывается методом наименьших квадратов и представляется в виде степенного или линейного закона скорости горения твердого топлива.

Выводы:

Основным недостатком определения скорости горения твердого топлива с использованием формулы (10) является отсутствие учета тепловых потерь на нагрев стенок СПО. Поэтому необходима разработка способа определения зависимости скорости горения твердых топлив от давления с учетом тепловых потерь.

Список использованных источников

1. Соркин Р.Е. Теория внутрикамерных процессов в ракетных системах на твердом топливе: внутренняя баллистика. — М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1983.-288 с.
2. Орлов Б.В., Мазинг Г.Ю. Термодинамические и баллистические основы проектирования ракетных двигателей на твердом топливе. - Изд. 2-е перераб. и доп.- М.: Машиностроение, 1968. - 536 с

3 Серебряков М.Е. Внутренняя баллистика ствольных систем и пороховых ракет.- М.: Оборонгиз, 1962. - 703 с4. Belonenko V.N. "Vibro seismic technology for increasing hydrocarbon bed recovery" New Technologies for the 21st Century. Join English/Russian Magazine, Vol. 4, 2000. p. 14.

4. Андреев К.К. и Беляев А.Ф. Теория взрывчатых веществ. - М.: Оборонгиз, 1960.- 595с.

5. Балдин А.В. Разработка комплексной технологии кумулятивной перфорации скважины и газодинамической обработки прискважинной зоны пласта/ Дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. Пермь, 2008.

6. Тынчеров, К.Т., Внутрискважинная установка ударного вибросейсмического воздействия на пласт [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // 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. 2016. С. 109-112.

7. Тынчеров, К.Т. Вибрационные воздействия в нефтегазовой промышленности [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 393-400

8. Тынчеров, К.Т. Модулярный вейвлет-анализ для оценки исследования магнитного поля трубопроводов в системе поддержания пластового давления [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. С. 164-173.

9. Тынчеров, К.Т., Искусственный интеллект для нефтегазового месторождения [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. С. 173-180.

10. Тынчеров, К.Т. Критерии оценивания качества живучих вычислительных систем [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, И.В. Шокуров, Д.С. Егоров, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 285-287.

11. Тынчеров, К.Т. Класс живучих вычислительных систем. [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 287-290.

12. Тынчеров, К.Т. Средства контроля и диагностики живучих вычислительных систем [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 283-285.

13. Тынчеров, К.Т., Методика анализа скважинных вибраторов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции. 2016. С. 197-206.

14. Измайлова, Г.Р., Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного и акустического воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя [Текст] Г.Р. Измайлова, Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Физика. 2015. Т. 10. № 3. С. 89.

15. Вахитов, А.И. Способ повышения эффективности термобарического воздействия на призабойную зону пласта нефтегазовых скважин [Текст] А.И. Вахитов, Г.Р. Измайлова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х томах. Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2013. С. 37-40

16. Izmailova G.R., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M. Acoustic wave energy absorption and distributed heat sources upon an acoustic impact on media / High Temperature. 2016. Т. 54. № 1. С. 56-61.

УДК 622.276

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НЕКОТОРЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

Тынчеров К.Т.

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
д.т.н., профессор.)*

Селиванова М.В.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, АГНИ, магистрант)

Аннотация. При определенных соотношениях параметров и свойств пластовой системы закупорка поровых каналов оказывает существенное влияние на снижение продуктивности нефтяных пластов. Указанная проблема актуальна почти для всех нефтегазодобывающих компаний мира. Решение о применении того или иного метода, позволяющего повысить дебит скважин, должно приниматься только на основе всесторонне взвешенного анализа.

Ключевые слова: методы и технологии повышения отдачи скважин, призабойная зона пласта, обработка скважины, проницаемость, трещины

UDC 622.276

ANALYTICAL REVIEW OF SOME METHODS FOR WELL TREATMENT

Tyncherov K.T.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
technician of department of information technologies, Doctor of Technical Science, professor)*

Selivanova M.V.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
Almetyevsk State Oil Institute, master student)*

Abstract. At certain ratios of parameters and properties of the reservoir system, blockage of pore channels has a significant impact on reducing the productivity of oil reservoirs. This problem is relevant for almost all oil and gas companies in the world. The decision to use one or another method to increase the flow rate of wells should be made only on the basis of a fully weighted analysis.

Keywords: methods and technologies enhance the impact of wells, bottomhole formation zone, the processing of wells, permeability, cracks

Известно, что производительность нефтяных скважин тесно связана с гидропроводностью, являющейся функцией проницаемости пласта и вязкости нефти [1].

Во время кислотной и термокислотной обработки в нефтяные скважины по заливочным трубам через реакционный наконечник, загруженный магнием (25-40 кг), закачивают около 3-5 т 15%-ной ингибированной соляной кислоты из расчета 0,5 м³ HCl на 1 м трещины продуктивного пласта и 1 кг магния на 100 л кислоты. Также проводят

обработку нагнетательной скважины, только в качестве промывочной и продавочной жидкости в нефтяной скважине применяют нефть, а в нагнетательной скважине – воду [1-2].

Наиболее эффективными были первые кислотные обработки нефтяных скважин «старых» месторождений. Практика применения кислотных обработок показала, что их успешность снижается с увеличением числа проводимых обработок в одной скважине, а также с увеличением интервала обрабатываемой толщины пласта. Наиболее частая причина неудач – несоответствие технологии кислотного процесса геолого-эксплуатационной характеристике скважины и уход части кислоты в хорошо проницаемые участки призабойной зоны пласта. В этом случае часть продуктивного пласта в непосредственной близости от ствола скважины может остаться необработанной.

Эффективность кислотных обработок существенно зависит от своевременного пуска скважин в эксплуатацию после проведения процесса. Если затянуть по времени процесс, то при вводе скважины в эксплуатацию, особенно при наличии пластовой воды, из продуктов реакции могут выпасть осадки и вновь закупорить поры коллектора [1].

В качестве продавочных жидкостей обычно используют, водные растворы с поверхностно активными веществами и техническую воду. Но при всех условиях, все-таки целесообразнее использовать нефть или специальные растворы на нефтяной основе, например, гидрофобно-эмульсионные. При попадании в пласт воды происходит гидратация (набухание) глинистых частиц, что может привести к снижению эффективности кислотной обработки. Кроме того, при попадании воды в нефтеносную часть призабойной зоны пласта изменяется отношение фазовых проницаемостей. Резко уменьшается фазовая проницаемость по нефти и увеличивается по воде [2].

Начиная с 1976 года, скважины обрабатывают с использованием пенокислот. От обычной азрированной соляной кислоты пенокислота отличается тем, что кислоту перед азрацией предварительно обрабатывают поверхностно активными веществами [2]. Практика применения пенокислотной обработки показала ее высокую эффективность, особенно в первые годы внедрения. Подобно соляно-кислотным обработкам эффективность пенокислотной обработки со временем снижается. Сейчас пенокислотную обработку применяют только на скважинах с карбонатными коллекторами [2].

Гидравлический разрыв пласта стали широко применять с 1961 года, при этом добивались увеличения дебита в десятки раз. Известно, что рост дебитов не зависит от количества закачанного в пласт песка [3].

Гидроразрыв, как метод интенсификации добычи нефти в условиях месторождений с терригенными коллекторами, оказался одним из самых эффективных. Вместе с тем, в последние годы его применяют все реже, из-за появления менее трудоемких методов воздействия на призабойную зону пласта, например, – термогазохимического воздействия. Кроме того, гидроразрыв пласта малоэффективен на старых, истощенных месторождениях, разрабатываемых без поддержания пластового давления [3].

Под термогазохимическим воздействием понимается метод интенсификации добычи нефти и закачки воды в пласт путем разрыва и прогрева его порохowymi газами. Виды термогазохимического воздействия отличаются по типу, составу, числу зарядов, способу их доставки до обрабатываемого пласта, конструкции аппаратов для спуска зарядов в скважину и временем их горения. Доставку, как правило, выполняют через насосно-компрессорные трубы, в контейнерах, самотеком по трубам или иными способами.

Справедливо отметить, что и пороховые генераторы обладают недостатками, например, опасностью разрыва колонны, так как взрыв пороха способствует значительному возрастанию давления. Наиболее благоприятными объектами для разрыва пласта давлением пороховых газов служат скважины, находящиеся в начальной стадии эксплуатации, с высокими пластовыми давлениями и низкой продуктивностью. Лучшими условиями, являются те, при которых во время разрыва неоднородных пластов в засоренной при

бурении прискважинной зоне, освоении и эксплуатации скважин, скважина низкодебитная, но расположена вблизи объектов с высокой продуктивностью [3].

Паровой прогрев и прокачку горячей нефти применяют в течение многих лет для прогрева призабойной зоны пласта и борьбы с парафиновой закупоркой труб в нефтяных скважинах. При этом следует отметить, что прокачка горячей нефти с температурой 80-100°C на входе в скважину позволяет очистить насосно-компрессорные трубы, в лучшем случае – промыть забой, но существенного влияния на очистку призабойной зоны оказать не может. Но благодаря своей простоте он нашел довольно широкое применение, например, на истощенных месторождениях, где другие методы оказываются безрезультатными.

С 1971 года применяют обработку скважин растворителями. Данный метод актуален для старых истощенных месторождений. При этом в скважину закачивают бензин, конденсат или дизтопливо около 3-12 т для растворения асфальто-смолистых отложений в призабойной зоне пласта. Результативность этого способа можно повысить при комплексном его использовании с последующей закачкой в пласт кислотных растворов. Из-за дефицита бензина, дизтоплива и конденсата на нефтяных скважинах обработка скважин углеводородными растворителями резко сокращена, хотя значительно повышает эффективность обработки скважин на истощенных месторождениях.

Особенность способа нестационарного воздействия на нефтяные пласты заключается в создании нестационарного состояния путем повышения и снижения давления нагнетания (объемов закачиваемой воды) в скважинах в строго определенном порядке. Остановка и пуск скважин под закачку осуществляется на устье перекрытием задвижек. Практика показывает, что при таком подходе можно значительно снизить обводненность, и получить прирост нефтеотдачи.

Применение методов увеличения добычи нефти, основанных на сейсмической интенсификации пока широкого распространения не получили. Предполагалось, что вибрация коллекторской породы приведет к уменьшению капиллярных сил, уменьшению слипания между породой и жидкостью, стимулированию и группированию нефтяных капелек в «потoki», которые движутся вместе с водой. Исследовано влияние на добычу нефти даже землетрясения.

В мире с целью обоснования положительного эффекта от вибрации разработаны всевозможные теории и практически опробованные методы изменения в гравитационных капиллярных силах, таких как фаза смачивания, относительная проницаемость, капиллярная дисперсия нефти, минерализация реликтовых вод, уменьшение вязкости, повышение температуры, зависимость от частоты и интенсивности, влияние упругости, резонансные и доминирующие частоты. В [4] даже описан метод генерации ультразвуковых колебаний сейсмическими волнами.

В России также имеется опыт применения волнового воздействия [5-13], сущность которого заключается в спуске специального прибора, позволяющего создавать в призабойной зоне пласта импульсы депрессий и репрессий при подъеме и спуске колонны труб подъемником. Действительно, интенсивное движение жидкости из пласта в скважину способствует очистке фильтровой части пласта от загрязнений, а в отдельных случаях приводит к разрушению породы призабойной зоны и образованию трещин. Приток нефти в нефтедобывающих скважинах после имплозии может возрасти в несколько раз. Иногда скважины, эксплуатируемые механизированным способом, переходят в ряд фонтанирующих. Опыт применения метода имплозии показывает, что внедрение его более целесообразно на скважинах с ухудшенными коллекторскими свойствами продуктивных пластов. Высокая эффективность способа в низкопроницаемых скважинах объясняется образованием вертикальных трещин, обеспечивающих больший приток жидкости из пласта к забою скважин. Недостатком метода имплозии является то, что через прорыв мембраны в колонну насосно-компрессорных труб заливается скважинная жидкость большей частью из полости скважины, а не призабойной зоны пласта.

Большой вклад в изучение влияния гидроударных волн определенной частоты и амплитуды на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта, на свойства цементных растворов, глинистую корку внесли Нургалеев Р.М., Кузнецов Ю.С., Агзамов Ф.А.. Например, Кузнецов Ю.С. доказал, что вибрационное поле в потоке цементного раствора приводит к увеличению прочности цементного камня на 18-20% по сравнению с невибрированными образцами. Установил оптимальную область взаимодействия скорости потока и интенсивности вибраций для получения наилучшего сцепления цементного камня с песчаником в исследованном диапазоне варьирования входных параметров.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод и том, что наиболее целесообразны методы, которые позволяют создавать в призабойной зоне пласта искусственные трещины [5]. Это гидравлический разрыв пласта, способы термогазохимического воздействия, которые, несмотря на высокую эффективность достаточно сложны, трудоемки, дорогостоящи и не всегда безопасны. Но для выполнения гидроразрыва пласта требуются значительные материальные ресурсы, а термогазохимическое воздействие связано с применением опасных взрывчатых веществ.

На этом фоне значительный интерес может представлять метод акустического воздействия на призабойную зону скважины с целью восстановления естественных фильтрационно-емкостных свойств и на повышение нефтеотдачи пластов. Вместе с тем успех данного метода зависит от теоретических и практических исследований в реальных геологических условиях.

Список использованных источников

1. Андреев В.В. Справочник по добыче нефти / К.Р.Уразаков, В.У.Далимов и др.; Под ред. К.Р.Уразакова. 2000. 376с.
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Ребченко В.И. Технология промывки скважин. М.: Недра, 1980.
3. Гавура В.Е. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей // В. В. Исайчев, А. К. Курбанов и др.; ГП "Роснефть", РМНТК "Нефтеотдача". М.: Всерос. НИИ орг., управления и экономики нефтегазовой пром-сти, 1994. 344с.
4. Belonenko V.N. "Vibro seismic technology for increasing hydrocarbon bed recovery" New Technologies for the 21st Century. Join English/Russian Magazine, Vol. 4, 2000. p. 14.
5. Манасян А.Э. Исследование и разработка комплексной волновой технологии увеличения текущей нефтедобычи (на примере Обошинского месторождения Самарской области) / Дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. Тюмень, 2015.
6. Тынчеров, К.Т., Внутрискважинная установка ударного вибросейсмического воздействия на пласт [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // 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. 2016. С. 109-112.
7. Тынчеров, К.Т. Вибрационные воздействия в нефтегазовой промышленности [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 393-400
8. Тынчеров, К.Т. Модулярный вейвлет-анализ для оценки исследования магнитного поля трубопроводов в системе поддержания пластового давления [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. С. 164-173.

9. Тынчеров, К.Т., Искусственный интеллект для нефтегазового месторождения [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. С. 173-180.
10. Тынчеров, К.Т. Критерии оценивания качества живучих вычислительных систем [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, И.В. Шокуров, Д.С. Егоров, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 285-287.
11. Тынчеров, К.Т. Класс живучих вычислительных систем. [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 287-290.
12. Тынчеров, К.Т. Средства контроля и диагностики живучих вычислительных систем [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова, А.А. Оленев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 283-285.
13. Тынчеров, К.Т., Методика анализа скважинных вибраторов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции. 2016. С. 197-206.
14. Измайлова, Г.Р., Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного и акустического воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя [Текст] Г.Р. Измайлова, Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Физика. 2015. Т. 10. № 3. С. 89.
15. Вахитов, А.И. Способ повышения эффективности термобарического воздействия на призабойную зону пласта нефтегазовых скважин [Текст] А.И. Вахитов, Г.Р. Измайлова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х томах. Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2013. С. 37-40
16. Izmailova G.R., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M. Acoustic wave energy absorption and distributed heat sources upon an acoustic impact on media / High Temperature. 2016. Т. 54. № 1. С. 56-61.

УДК 622.276.66

ВЫБОР ФОНДА СКВАЖИН ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА(ГРП)

И.Д.Фаррахов

Р.А.Яхшигулов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. Подбор кандидатов является, вероятно, наиболее критичным этапом всего проекта ГРП. Успех ГРП в очень большой степени зависит от подбора скважины. Например, эффект от ГРП истощенного коллектора может оказаться весьма краткосрочным и неутешительным. И наоборот, такой ГРП на скважине с сильно поврежденной призабойной зоной, в коллекторе с большими запасами может привести к значительному и устойчивому приросту добычи.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, подбор кандидатов, призабойная зона, прирост добычи.

UDC 622.276.66

THE CHOICE OF A FUND OF WELLS OF HYDRAULIC FRACTURING (FRACTURING)

I.D. Farrakhov.

Coauthor R.A. Yakshigulov.

(The branch of Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Ufa State Oil Technical University" in Oktyabrsk)

Abstract. The selection of candidates is probably the most critical stage of the whole project of the fracturing. The success of the fracturing depends to a very large extent on the selection of the well. For example, the effect of fracturing of a depleted reservoir can be very short-term and disappointing. And, on the contrary, such fracturing on a well with a severely damaged bottom-hole zone, in a reservoir with large reserves can lead to a significant and sustainable output growth.

Keywords: hydraulic fracturing, selection of candidates, bottom-hole zone, output growth.

Выбор фонда скважин ГРП

При выборе скважины для гидравлического разрыва пласта руководствуются, прежде всего, гидродинамическими характеристиками пласта, призабойной зоны скважины.

При этом в случае многопластового объекта разработки, параметры определяются для каждого пласта или пропластка, вскрытого скважиной, в отдельности, посредством исследований методом установившихся отборов и проведения замеров профилей притока или закачки на каждом режиме.

Для глубоко проникающего гидроразрыва предпочтительны слабопроницаемые (до $0,05 \text{ мкм}^2$), цементированные, крепкие породы. Предпочтительная толщина продуктивной части пласта 5 - 15 м. В скважинах, вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м, проводят многократное или поинтервальное воздействие.

Рекомендуется избегать разрыв в глинистых зонах, хотя наличие глинистых линз не может существенно влиять на результат разрыва пласта. Отмечается снижение результатов гидроразрыва от степени выработки горизонтов и по месторождениям в целом.

Лучшие результаты гидроразрывов в добывающих скважинах отмечаются по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющим более высокую нефтенасыщенность. Гидроразрыву в первую очередь подвергаются скважины, продуктивность которых меньше чем у близлежащих.

Вместе с тем, если производительность малодебитной скважины обусловлена недостатком пластовой энергии, то гидроразрыв производится в

первую очередь в водонагнетательной скважине. Гидроразрыв пласта рекомендуется производить на скважинах следующих категорий:

- скважины, давшие при опробовании слабый приток нефти;
- скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
- скважины, имеющие заниженный дебит по отношению к окружающим;
- скважины с загрязненной призабойной зоной;
- скважины с высоким газовым фактором для его снижения. Снижение газового фактора за счет ГРП достигается в скважинах, имеющих разгазированную область вокруг забоя;
- нагнетательные скважины с неравномерной приемистостью по продуктивному разрезу.

Гидравлический разрыв не рекомендуется производить в следующих скважинах:

- в нефтяных скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности;
- в скважинах с нарушенной фильтровой частью;
- в скважинах со сломом или смятием колонны;

- при недостаточной высоте подъема цемента или при плохом состоянии цементного кольца за колонной.

В тех скважинах, в которых в результате разрушения цементного камня или неудовлетворительной цементировки за колонной возникла циркуляция жидкости, необходимо произвести цементировку для исправления кольца, а затем уже планировать гидравлический разрыв пласта. Считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах.

Комплексный подход к проектированию ГРП требует рассмотрения этой технологии не только, как средства обработки призабойной зоны скважины, но и как элемента системы разработки.

В связи с этим при подборе скважин для проведения ГРП рекомендуется последовательность действий при подборе скважин для проведения ГРП.

Для различных технологий в таблице представлены в порядке возрастания результаты оценки удельного веса затрат на 1 т дополнительно добытой нефти. Комбинация методов повышает эффективность обработки скважин.

Таблица эффективности технологий по удельному весу затрат на 1 т дополнительно добытой нефти

Технология	Технологические показатели					Стоимость, тыс. руб.**	Удельные затраты, рубль на тонну
	Количество скважин (выборка)	Успешность обработки, %	Приращение дебит, т/сутки	Продолжительность эффекта, месяцев	ΔQ , т*		
Электрическая обработка скважин	450	92	13,1	32,4	6500	1000	154
Газодинамический разрыв пласта	43	82,5	13,8	12	2525	500	198
Акустическая обработка	1833	78,5	9,9	7,3	1101	300	272
Реагентно-гидроимпульсно-виброструйная обработка	17	-	8,4	9,0	1129	350	310
Реагентная обработка	1898	89,6	5,8	12,4	1106	350	316
Гидравлический разрыв пласта	1578	70	12,5	43,7	8307	3500	421
Электрогидравлическая обработка	50	87,5	5,1	7,2	522	425	814
Щелевая разгрузка пласта	152	72,4	6,6	34	3397	2800	824
Азотно-импульсная обработка скважин	50	90	5,1	6,1	470	450	957
Виброволновое воздействие	36	75	-	10	1356	1800	1327

Объемное волновое воздействие	205	75,7	-	12	632	3000	4747

* ΔQ , т – дополнительная добыча нефти из скважины за счёт её обработки,

** Стоимость, тыс. руб. – стоимость обработки одной скважины

Как видно из таблицы, при применении технологии ГРП - высокий процент успешных обработок, увеличение дебита добычи нефти т/сут, наибольшая продолжительность эффекта от производства технологии и относительно небольшие удельные затраты на тонну нефти.

Список использованных источников

1 Регламент по применению технологии ГРП. РД 153-39.0-102-01.

2 "Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности". РД 39-01/06-0001-89.

3 Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмик, О.Ю. Сметанников, Д.В. Шустов// Геомеханический анализ условий развития трещины повторного гидроразрыва пласта/ Нефтяное хозяйство/ 2014/.

4 А.Н. Янин, М.С. Павлов, А.А. Гильдерман и др.// Оценка эффективности гидроразрыва пласта в водонефтяных зонах пласта/ Нефтяное хозяйство/ 2012/.

5 Р.Р. Галлеев, А.М. Зарин, А.В. Колонских и др.// Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва/ Нефтяное хозяйство/.

6 О.М. Карпова, Б.Г. Ганиев, Н.Ф. Гумаров// Основные направления применения гидроразрыва пласта на поздней стадии разработки девонских отложений на Ромашкинском месторождении/ Нефтяное хозяйство/ 2012/.

УДК 622.279

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Фокин А.А.

(Самарский государственный технический университет)

Аннотация. В статье рассмотрено воздействие как стандартного заводнения, так и нестационарного. На примере несуществующего месторождения было исследовано влияние изменения режима работы групп нагнетательных скважин. Было выявлено, что нестационарное воздействие приводит к перераспределению давлений в зоне отбора, за счет чего происходит вовлечение в разработку незатронутых разработкой запасов.

Ключевые слова: Нестационарное заводнение, разработка, неоднородность, циклическая закачка, приемистость.

UDC 622.279

THE STUDY OF THE EFFECT OF NON-STATIONARY WATER INJECTION

Fokin A.A.

(Samara state technical university)

Abstract. The article discusses the impact of both standard flooding and non-stationary. For example, a non-existent field was investigated the influence of changing the operating mode of the groups of injection wells. It was found that non-stationary influence leads to redistribution of pressures in the selection zone, due to which there is involvement in the development of undisturbed reserves.

Keywords: Non-stationary water injection, development, heterogeneity, cyclic injection, injectivity.

При разработке нефтяных месторождений часто прибегают к методу поддержания пластового давления. При заводнении вырабатываются запасы нефти в основном только в высокопроницаемых пропластках. Это связано с тем, что при поддержании пластового давления закачкой воды в нагнетательные скважины подвижность флюида в высокопроницаемых слоях кратно выше разреза в целом. Кроме того, имеет место превышение давления закачки, что приводит к возникновению техногенных трещин и, следовательно, к прорыву воды в высокопроницаемые слои [1].

Для повышения эффективности разработки трудно-извлекаемых запасов применяют нестационарное заводнение, позволяющее существенное снижение темпов обводнения залежей из-за значительного уменьшения отрицательного влияния неоднородности коллектора и высокой вязкости нефти. [2]. Технология циклической закачки представлена на рисунке 1.

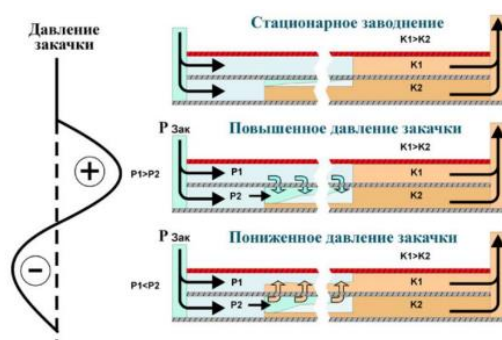


Рис. 1 – Технология циклической закачки

В статье представлены результаты расчетов показателей разработки по гидродинамическим моделям несуществующего месторождения при реализации одной из модификаций технологии нестационарного заводнения с поэтапным изменением работы нагнетательного фонда. Механизм технологии - увеличение упругого запаса пластовой системы с активизацией капиллярных, гравитационных и деформационных сил. В результате указанного комплексного механизма фильтрации водо-насыщенность обводненных участков уменьшается, что приводит к росту коэффициента охвата пласта воздействием.

Для оценки эффективности нестационарного заводнения была построена универсальная гидродинамическая модель в программном комплексе «Tempest More 7.0». Параметры универсальной модели были заданы на основании статистического анализа. Основные характеристики модели: средняя пористость – 0,23 д.ед.; средняя проницаемость – 0,085 мкм²; эффективная толщина – 3 м; количество добывающих скважин – 12; количество нагнетательных скважин – 8; расстояние между скважинами – 200 м; начальное пластовое давление – 22,8 МПа; давление насыщения – 2 МПа; начальная нефтенасыщенность – 0,8; коэффициент вытеснения – 0,41; расчетный период – 16 лет. На рисунке 2 представлена схема размещения фонда скважин.

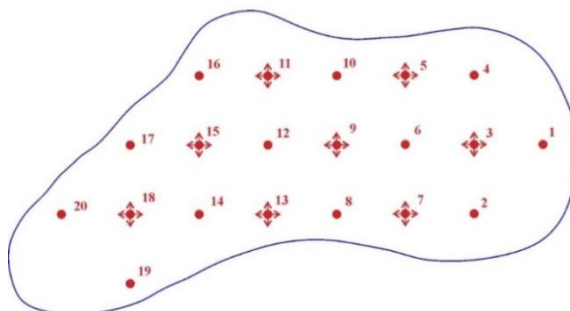


Рис. 2 – Схема расположения скважин

Так как эффект от нестационарного заводнения наблюдается лишь в неоднородных залежах, распределение проницаемости для модели, используемой в эксперименте, задавалось неоднородной. [3] Распределение проницаемости в модели представлено на рисунке 3.

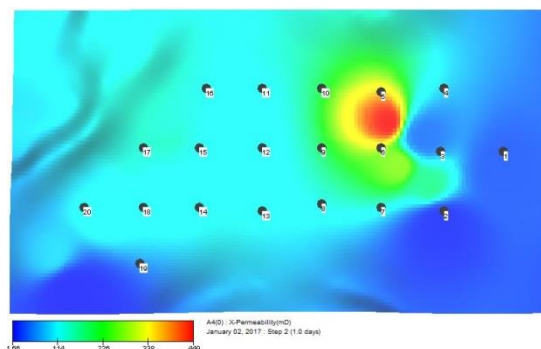


Рис. 3 – Распределение проницаемости

На базе построенной модели проводилось сравнение и анализ двух режимов разработки залежи: с классическим заводнением и нестационарным. Для реализации второго прибегали к циклическому воздействию на пласт рядами нагнетательных скважин.

Режимы работы нагнетательных скважин (время работы и остановки) при циклической закачке воды в пласт определялись исходя из расчетов оптимальной рабочей частоты смены циклов по формуле М.Л. Сургучева [4] с использованием параметров пласта, полученных из четырехслойной модели (формула 1):

$$Wp=2 \chi/L^2 \text{ или } t=L^2/2 \chi \quad (1)$$

Перед принятием граничных значений приемистости и давления нагнетательных скважин, мною был произведен расчет давления разрыва пласта (формула 2): [5]

$$P_{\text{разр}} = P_{\text{в.г.}} - P_{\text{пл}} + s_p = 286 \text{ атм} \quad (2)$$

Следующим шагом после подбора закачки по участку, рассмотрения циклики и анализа результатов стало определение возможного прироста добычи нефти при циклическом заводнении по сравнению с базовым вариантом. Сравнение технологических показателей варианта с классической закачкой и варианта с циклической закачкой представлено на рисунках 4-5.

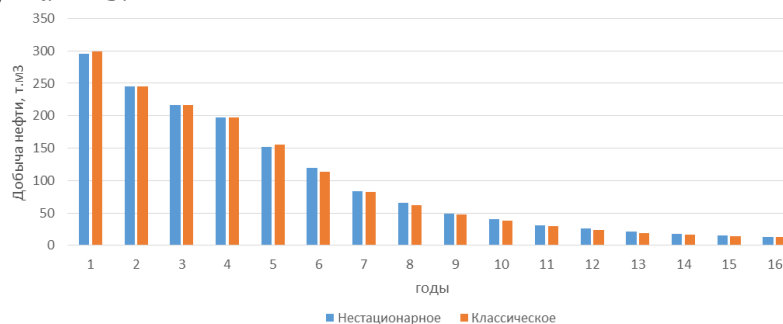


Рис. 4 – Уровни добычи нефти по годам

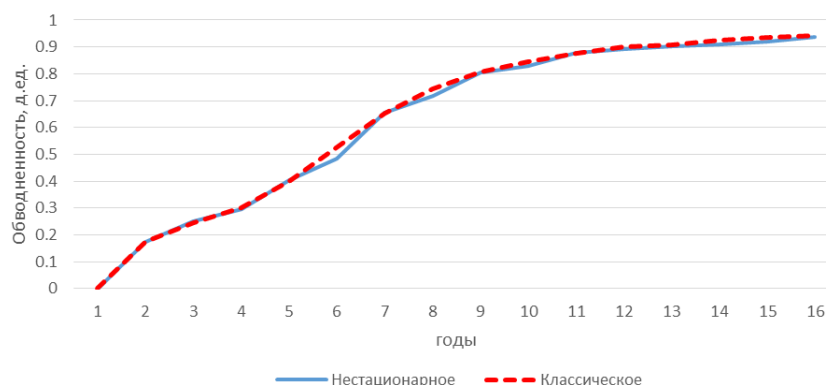


Рис. 5 – Уровни добычи нефти по годам

По результатам полученных расчетов были построены карты остаточных подвижных запасов для выявления неэффективных зон разработки – Рис. 6.

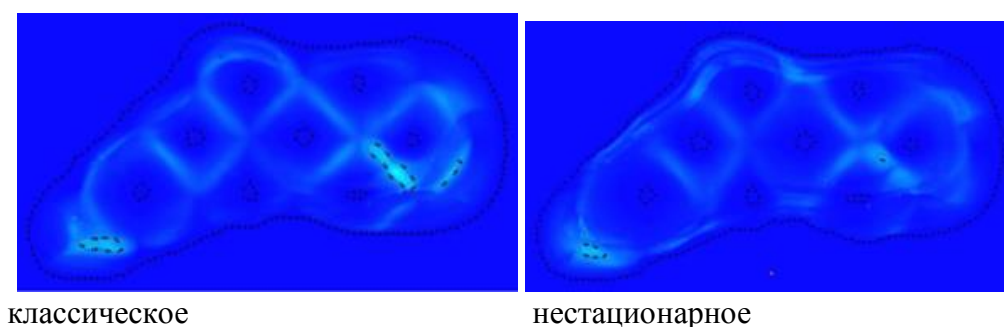


Рис. 6 – Карты остаточных подвижных запасов

Выводы: Экспериментально было установлено, что при циклическом заводнении период снижения пластового давления характеризуется интенсивным перераспределением жидкости в пласте за счет капиллярной пропитки, в результате чего водонасыщенность более проницаемого (обводненного) слоя уменьшается за счет вытеснения нефти из малопроницаемых прослоев. Расчеты показали, что метод циклического заводнения может применяться на всех месторождениях, которые в принципе могут разрабатываться методом заводнения и характеризуются неоднородностью пластов по проницаемости.

Список использованных источников

1. Белоногова, Е.А. Нестационарное извлечение нефти из заводненного зонально-неоднородного по проницаемости пласта. // Патракова Е.П., Иванов В.А. Нефтепромысловое дело. – 2012. - С. 30-34.
2. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
3. Фокин А.А. Исследование воздействия нестационарного заводнения для однородного и неоднородного пласта. // Ашировские чтения. – 2017. С. 383-388.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
5. Панахов, Г.М., Аббасова, Н.Н. Гидродинамический метод извлечения зацементированной углеводородной жидкости в условиях капиллярной неоднородности. // Нефтяное хозяйство. – 2015. - №2. – С. 49-52.

УДК 622.276.63

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЦЕПТУРЫ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Р. ТРЕБСА

*Фоломеев А.Е., Гильмутдинова Л.И., Ленченкова Л.Е., Кунавых В.А.
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)*

Аннотация. Продуктивные пласты месторождения им. Р. Требса представлены карбонатными породами сложного состава, высокой пластовой температурой, повышенным содержанием смол и асфальтенов в добываемой продукции. В ходе проведенных исследований подобраны оптимальные кислотные составы для геолого-технических условий месторождения им. Р. Требса, обладающие улучшенной совместимостью с пластовыми флюидами исследуемых объектов, сниженной коррозионной агрессивностью и замедленной скорости реакции с породой.

Ключевые слова: кислотная обработка, кислотные составы, карбонатный коллектор, модификаторы кислотных составов.

UDC622.276.63

ACID COMPOUNDS OPTIMIZATION FOR ACIDIZING HIGH-TEMPERATURE RESERVOIRS OF R. TREBS OIL FIELD

*A.E. Folomeev, L.I. Gilmutdinova, L.E. Lenchenkova, V.A. Kupavykh
(Ufa State Oil Technical University)*

Abstract. The oil reservoirs of R. Trebs field are predominately heterogeneous carbonates with a well developed network of natural fractures, high formation temperature and high concentration of resins and asphaltenes in the produced crude. The conducted research supported the selection of the optimum acids for the geological and engineering conditions of R. Trebs oil field to secure better compatibility with the formation fluids from the target intervals, lower corrosion activity and retarded reaction rate.

Keywords: acid treatment, acid composition, carbonate reservoir, acid additives

Продуктивные пласты месторождения им. Р. Требса образованы карбонатными породами сложного состава, представленного доломитом, известняком с включением глин и кварца. Наличие высокой пластовой температуры (93 °С) снижает глубину кислотной обработки (КО) пласта за счет преждевременного расходования кислотного состава (КС) уже в прискважинной зоне, а также ускоряет процессы коррозии внутрискважинного оборудования. Добываемая нефть характеризуется повышенным содержанием смол и асфальтенов, что увеличивает риски образования нефтекислотных эмульсий и выпадения тяжелых компонентов нефти в процессе КО.

Целью работы являлось совершенствование технологии КО призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин месторождения им. Р. Требса путем замедления скорости реакции КС с породой.

Проведен комплекс физико-химических исследований КС, направленных на определение скорости коррозии, тестирование способности удержания железа, определение стабильности при пониженных температурах, исследование совместимости с пластовыми флюидами фильтрата бурового раствора, исследование скорости реакции с породой исследуемых объектов.

По результатам физико-химических исследований были выбраны 4 КС, обладающие наименьшими рисками вторичной коагуляции породы пласта и наименьшей скоростью коррозии: КС, замедленный ПАВ (КС-1); КС, с добавкой уксусной кислоты и ПАВ (КС-2); уксусная кислота с добавкой ПАВ (КС-3); глутаминовая, N, N-диуксусной кислота (КС-4).

Результаты физико-химических исследований КС для условий продуктивных объектов месторождения им. Р. Требса приведены в таблице 2 и более подробно рассмотрены в работах [1, 2].

Важным фактором повышения эффективности КО является увеличение глубины стимуляции. В высокотемпературных карбонатных коллекторах это может достигаться замедлением скорости реакции КС с породой. Главными факторами, влияющими на вышеперечисленные параметры, являются концентрация, объем и природа кислоты, ее физико-химические свойства, температура, давление, химический состав породы, структура коллектора, скорость закачки кислоты, активные добавки [3].

Таблица 1 – Сравнение физико-химических параметров базового реагента и комплексных кислотных составов

Параметр	Ед. измерения	Значения				
		12% р-р соляной кислоты	КС-1	КС-2	КС-3	КС-4
1	2	3	4	5	6	7
Скорость коррозии марки 08кп при 90 °С	г/м ² *час	160	10,2	8,5	5,0	14,8
Скорость реакции с породой (замедление по сравнению с 12%-ой соляной кислотой) при 90 °С	не менее, ед.	1	1,27	1,18	1,99	2,54
Совместимость реагента с нефтью	да/частичная совместимость/нет	не совместим (осадок, эмульсия)	совместим	совместим	совместим	совместим

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Температура замерзания реагента (товарной формы)	°С	минус 45	минус 45	минус 45	минус 18	минус 21
Стабильность реагента при пластовой температуре в течение 4 часов	да/нет	да	да	да	да	да
Стабилизация железа (удерживание железа в	осадок есть/осадка нет	осадок	осадка нет	осадка нет	осадка нет	осадка нет

количество 2000 ppm)						
Образование осадка при взаимодействии с карбонатом кальция	да/нет	нет	нет	нет	да (растворим в воде)	да (раствори м в воде)

Существуют различные методики определения скорости реакции КС с породой пласта: метод диафрагменной ячейки [4], метод с использованием мраморных кубиков [5], метод вращающегося диска [6, 7], метод кинетики газовыделения [8, 9]. В данной работе использован метод кинетики газовыделения при использовании манометрической установки.

Для исследований использовался керн, отобранный со скважины № 7ТРМ месторождения им. Р. Требса. Эксперименты проведены при температуре, соответствующей пластовой (93 °С). Аппроксимация полученных кинетических кривых была проведена в соответствии с предположением о том, что кинетика реакции соляной кислоты с карбонатной горной породой подчиняется основным закономерностям топахимических процессов [10], проходящих в неоднородных средах:

$$v_t = v_0(1 - \exp(-Kt_k^n)) \quad (1)$$

где v_t – количество выделившегося газа в момент времени t (ммоль); v_0 – общее количество выделившегося газа (ммоль); K – константа реакции, c^{-n} ; t_k – время, с, n – показатель

Константы скорости реакции исследуемых КС с образцами породы пластов D1or1 приведены в таблице 2, кинетические кривые на рисунке 1.

Таблица 2 – Кинетические параметры скорости реакции КС с породой объектов D1or1

№ п/п	Кислотный состав	v_0 , ммоль	k , c^{-1}	t_{max} , сек
1	12% р-р HCl	2,25	0,036	1,6
2	КС-1	1,79	0,032	2,0
3	КС-2	2,07	0,029	1,7
4	КС-3	1,71	0,022	4,2
5	КС-4	0,77	0,010	2,0

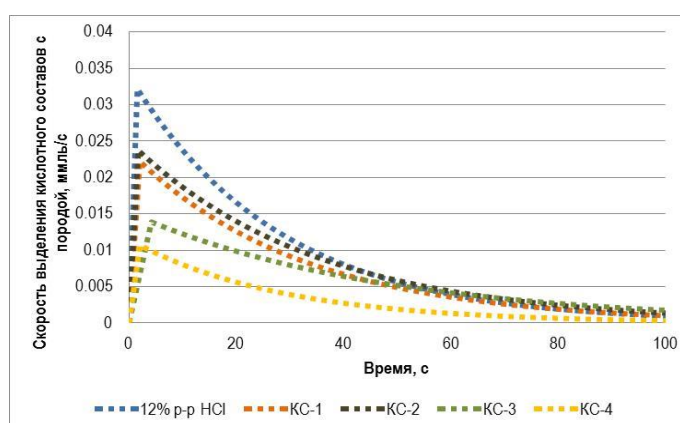


Рис. 1 – Зависимость изменения скорости реакции КС и 12% р-ра ингибированной соляной кислоты с карбонатной породой пласта D1or1 от времени при температуре 93 °С

Согласно полученным кинетическим параметрам все разработанные замедленные КС реагируют с породой пласта медленнее, чем 12% раствор ингибированной соляной кислоты.

Уменьшение константы скорости взаимодействия КС с породой объекта D_{10p1} происходит в ряду от большего к меньшему: КС, замедленный ПАВ (КС-1); КС, с добавкой уксусной кислоты и ПАВ (КС-2); уксусная кислота с добавкой ПАВ (КС-3); глутаминовая, N, N-диуксусной кислота (КС-4). Таким образом, при температуре 93 °С для карбонатного коллектора, преимущественно состоящего из доломита, замедление скорости взаимодействия КС с породой за счет уменьшения непосредственно скорости кинетической составляющей при замене соляной кислоты на уксусную кислоту более эффективно, чем замедление диффузионной составляющей за счет использования ПАВ.

В результате работы разработаны замедленные КС, обладающие оптимальными физико-химическими и технологическими свойствами, повышающие технологическую эффективность кислотного воздействия.

Список использованных источников:

1. Folomeev A.E., Sharifullin A.R., Vakhrushev S.A., Murinov K.Yu., Akimkin A.V., Lenchenkova L.E., Nabiullin R.M., Federov A.I. Theory and Practice of Acidizing High Temperature Carbonate Reservoirs of R. Trebs Oil Field, Timan-Pechora Basin. SPE-171242-MS. 2014. 18 p.
 2. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Шарифуллин А.Р., Ленченкова Л.Е., Набиуллин Р.М., Федоров А.И. Комплексный подход при разработке дизайнов кислотных обработок скважин месторождения им. Романа Требса // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №8. – С. 72-75.
 3. Харисов Р.Я., Фоломеев А.Е., Булгакова Г.Т., Телин А.Г. Исследование возможностей управления на наноуровне свойствами композиционных составов, повышающих эффективность кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Тез. II-ой Международной научно-практической конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». Москва, 21 – 22 октября 2010 года – М.: Нефть и газ, 2010. – с. 366-371.
 4. Michael W. Conway, Mahmoud Asadi, Glenn S. Penny, and Frank Chang. A Comparative Study of Straight/Gelled/Emulsified Hydrochloric Acid Diffusivity. Coefficient Using Diaphragm Cell and Rotating Disk // SPE-56532.
 5. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010 – 388 с.
 6. Mary S. Anderson. Reactivity of San Andres Dolomite // SPE-20115.
 7. Mumallah N.A. Factors Influencing the Reaction Rate of Hydrochloric Acid and Carbonate Rock // SPE-21036.
 8. Rinat Ya. Kharisov, Aleksey E. Folomeev, Andrey R. Sharifullin, Guzel T. Bulgakova and Aleksey G. Telin. Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs. // Energy Fuels 2012, 26, p. 2621–2630.
 9. Телин А.Г., Исмаилов Т.А., Ахметов Н.З., Смыков В.В., Хисамутдинов А.И. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 69-74.
- Розовский Р.Я. Кинетика топочимических реакций. - М.: Химия, 1974. - 224 с.

УДК 622.276.43

ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА СКВАЖИНАМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

О.В. Кизим

И.Ю. Максимова

И.Н. Хакимянов

*(Институт «ТатНИПИнефть» г. Бугульма, инженер,
Филиал БГБОУ в г. Октябрьском, профессор)*

Аннотация. Проведены исследования по подбору оптимальной технологии для выработки запасов из карбонатных отложений заволжского горизонта с использованием вертикальных скважин и скважин с горизонтальным окончанием.

Ключевые слова: коэффициент нефтеизвлечения, выработка запасов, карбонатные коллектора, скважина с горизонтальным окончанием, условно горизонтальный ствол, фильтрационные линии тока.

UDC 622.276.43

TECHNOLOGY FOR EFFECTIVE DEVELOPMENT OF KARBONAT DEPOSITS OF DEVON BY WELLS WITH THE HORIZONTAL TERMINATION

Oksana Vladimirovna Kizim,

Irina Iyrevna Maksimova,

Ilgizar Nurgizarovich Khakimzyanov

(Engineer, TatNIPIneft Research & Design Institute,

Doctor (Engineering), Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields

Department Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Researches on selection of optimum technology for development of stocks from carbonate deposits of the Zavolzhye horizon with use of vertical wells and wells with the horizontal termination are conducted.

Keywords: Oil recovery, development of stocks, carbonate a collector, a well with the horizontal termination, conditionally horizontal trunk, filtrational lines of current.

С целью подбора оптимальной технологии для выработки запасов нефти в карбонатных отложениях девона проведены исследования с использованием геолого-технологической модели. В качестве объекта исследований было взято карбонатные отложения заволжского горизонта Купавного месторождения.

Рассматриваемый комплекс карбонатных пород представлен переслаиванием пористо-проницаемых и плотных разностей. Нефтенасыщенная пачка пластов Дзв-6+5+4 состоит из семи неоднородных пористо-проницаемых прослоев. Толщина прослоев меняется от 0,8 м до 2,8 м. Суммарная величина эффективной нефтенасыщенной толщины семи выделенных прослоев составила 8,4 м. Нефтенасыщенная пачка пластов Дзв-3+2+1 состоит из шести неоднородных пористо-проницаемых прослоев. Толщина прослоев меняется от 0,6 м до 4,0 м. Суммарная величина эффективной нефтенасыщенной толщины семи выделенных прослоев составила 12,5 м.

Таким образом, переслаивание пористо-проницаемых и плотных разностей с нефтенасыщенной пачкой пластов Дзв-6+5+4, состоящая из семи неоднородных пористо-проницаемых прослоев, создает определенные трудности при разработке данной залежи традиционными вертикальными скважинами (ВС)[1].

С использованием геолого-технологической модели проведены исследования по подбору наиболее эффективной системы разработки с применением скважин с горизонтальным окончанием (СГО)[2].

Для определения наиболее оптимального варианта разработки были рассчитаны технологические показатели по 6 вариантам [3,5]. Схематизация вариантов в виде профиля по скв. №2G приведена на рис. 1.

Вариант 1 предполагает разработку залежи 4 ВС (№№1,2G, 3,4), вариант 2 – скв. №2G – наклонно направленная (ННС), вариант 3 – скв. №2G – СГО, вариант 4 - №2G – СГО с одним ответвлением, вариант 5 - №2G – СГО с 2 ответвлениями, вариант 6 - №2G – СГО с 3 ответвлениями. Во всех вариантах скв. №№1,3,4 остаются неизменными. Причем стоит отметить, что скважины перфорированы на все пропластки.

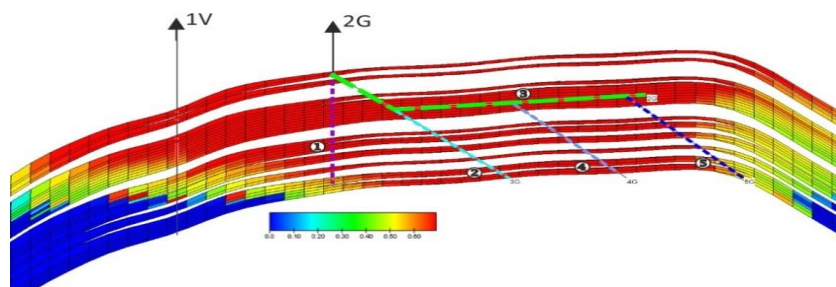


Рис. 1. Схематизация вариантов разработки в виде профиля по скв. №2G: ❶ - номера вариантов

В связи с тем, что по вариантам скв. №2G вскрывает пропластки по-разному, проведем оценку выработки запасов по каждому активному пропластку. Результаты оценки показывают, что накопленная добыча нефти по наиболее толстому 1 пропластку меняется по логарифмическому закону с достаточно высоким $R^2=0,78$, по второму и третьему пропластку зависимости не наблюдается [4].

Также стоит заметить, что по всем вариантам разработки накопленная добыча нефти снижается от 1 к 4 пропластку по степенному закону с высоким $R^2=0,88$.

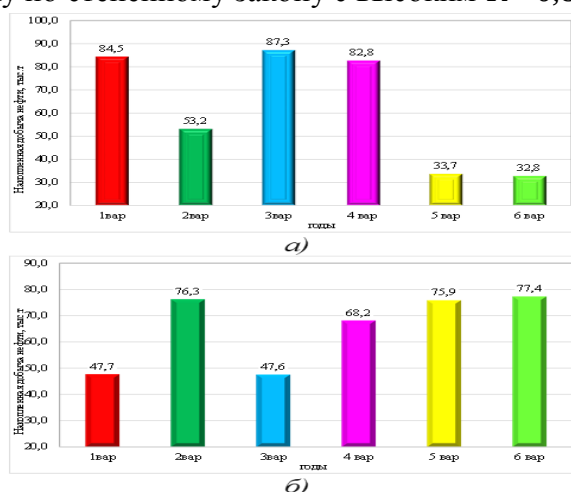


Рис. 2. Сопоставление накопленной добычи нефти по:
а) ВС и б) СГО

Из рис. 2а видно, что накопленная добыча по ВС достигается в варианте 3, когда скв. №2G имеет один условно горизонтальный ствол. По накопленной добыче СГО (рис. 2б) также можно заметить, что максимальное значение достигается по варианту 6, когда скв. №2G имеет 3 условно горизонтальных ответвления [4].

На рис. 3 приведены фильтрационные линии тока между скважинами залежи нефти на момент ввода в эксплуатацию скв. №2G и на конец разработки по пропласткам по варианту 5 [3].

Из рисунка отчетливо видна как распределяется с течением времени интерференция между скважинами.

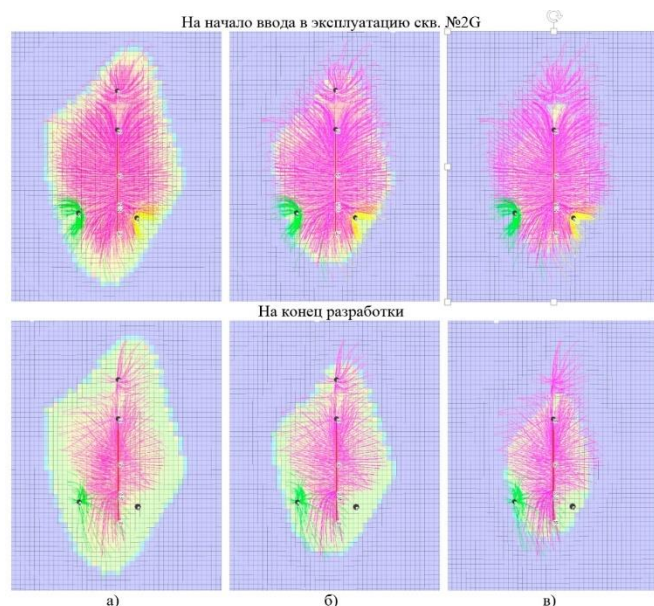


Рис. 3. Фильтрационные линии тока между скважинами залежи нефти на момент ввода в эксплуатацию скв. №2G по варианту 5 по пропласткам: а) 2; б) 3; в) 4

По анализу результатов расчета технологических показателей можно сказать, что для карбонатной залежи заволжского горизонта верхнего девона, при определении оптимальной системы разработки с использованием СГО необходимо учитывать расположение скважин в элементе, вид и тип скважин и интерференцию между ними.

Результаты анализа расчета показали, что для данной залежи с учетом описанных выше негативных параметров наиболее оптимальным технологическим вариантом являются варианты 3 и 4 (рис. 4).

Таким образом, для выработки запасов нефти из карбонатных отложений заволжского горизонта верхнего девона Купавного месторождения с использованием СГО в первую очередь необходимо: - точно определить местоположения скважин; - подобрать оптимальный вид и тип СГО; - учесть интерференцию как между скважинами, так между условно горизонтальными стволами СГО.

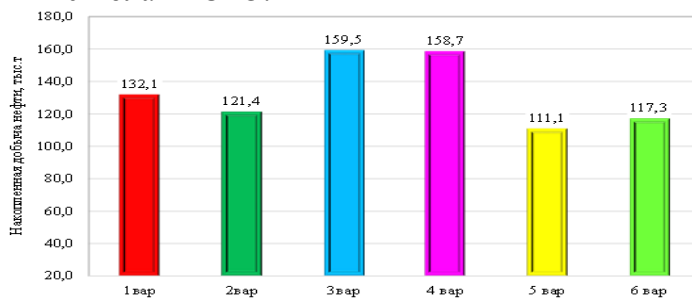


Рис. 4. Динамика накопленной добычи нефти в целом по залежи

Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки Купавного нефтяного месторождения [Текст]: отчет /ТатНИПИнефть; отв. исполнители Вдовина Е.В., Давлетшин Р.Ф. – Бугульма, 2009 г. – 332 с.

2. Хакимзянов И.Н. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений[текст]. / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, Р.Р.Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, А.И. Никифоров // – Казань:Изд-во «Фэн» АН РТ. - 2011. - 320 с.

3. Хакимзянов И.Н. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования // И. Н. Хакимзянов, Р. С. Хисамов, И.М. Бакиров, Д. А. Разживин, Д. Т. Киямова // – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. - 2014. - 250 с.

4. Кизим О.В. Об одной технологии для эффективной выработки запасов нефти из карбонатных отложений девона скважинами с горизонтальным окончанием // О.В. Кизим, И.Н. Хакимзянов, Д.Т. Ананичева. / Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений : материалы Между-нар. науч.-практ. конф., посвящ. основателю горизонтального бурения – А.М. Григоряну, 6-7 сент. 2017 г., г. Казань : – Казань : Слово, 2017. – С. 193-197

5. Д.С. Данилов. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти терригенных отложений пашийского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения скважинами с горизонтальным окончанием // Данилов Д.С., Подалов В.Б., Хакимзянов И.Н., Шавалиев М.А., Кемаева Ю.П., Кизим О.В. / Там же.

УДК 622.276

ОБ ОСНОВНЫХ МЕТОДАХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫПАДЕНИЯ СУЛЬФАТНЫХ СОЛЕЙ В СКВАЖИНЕ

Ханнанов А.И.,

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, Республика Башкортостан)*

Шакирова Р.Ф.,

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, Республика Башкортостан)*

Аннотация. В статье рассматриваются основные методы прогноза выпадения сульфатных солей в скважине. Рассмотрены две группы методов, графо-аналитические и аналитические методы. Для каждого из них приводится описание. Какие параметры необходимы для расчета и как производится оценка выпадения солей. Дано краткое сравнение методов.

Ключевые слова: Прогноз выпадения солей, сульфатные соли, методы прогнозирования солеотложений, условия выпадения солей, типы солей.

UDC 622.276

ABOUT THE BASIC METHODS FOR PREDICTING THE SULPHATE SALTS IN THE WELL

Khannanov A.I.,

(Ufa State Oil Technical University Russia, Republic of Bashkortostan)

Shakirova R. F.,

(Ufa State Oil Technical University Russia, Republic of Bashkortostan)

Abstract. The main methods of forecasting the precipitation of sulfate salts in a well are considered in the article. Two groups of methods, graph-analytical and analytical methods are considered. For each of them a description is given. What parameters are required for the calculation and how the salt loss is estimated. A brief comparison of methods is given.

Keywords: Forecast of precipitation of salts, sulfate salts, methods for predicting scaling, conditions for the precipitation of salts, types of salts.

Добыча нефти тяжелый и трудоемкий процесс. Сегодня становится обыденностью эксплуатация скважин с осложнениями, которые приводят к увеличению издержек по добыче нефти. Одним из часто встречаемых видов осложнений является отложения

неорганических солей в призабойной зоне скважины, на насосно-компрессорных трубах, в рабочих узлах насосов, на эксплуатационной колонне, в перфорационных отверстиях и другие [1,2].

Выпадение солей обусловлено значительным перенасыщением пластовой воды, добываемой попутно с нефтью, которая является основным источником ионов неорганических солей. Причин данного процесса несколько, основным из них является изменение физико-химических параметров системы добычи нефти, к которым относятся количество ионов осадкообразования в пластовой воде, термобарическое состояние, выделение газа (в основном углекислого газа CO_2) и другие. Состав осадков в основном представлен сульфатом и карбонатом кальция, сульфатом бария (баритом), сульфатом стронция (целестином), и другие [3,4].

Одним из методов борьбы с солеотложением является предупреждение [3]. Прогнозирование позволяет на ранних стадиях выявить возможность выпадения солей и не допустить отложение неорганических солей на поверхностях. В разное время разными учеными были разработаны методики по прогнозированию солеотложения, которые с каждым годом становились все более универсальными. Рассматриваемые методы можно разделить на две основные группы. В первой группе рассмотрены методы прогноза образования отложений сульфатных солей, при помощи графоаналитического метода. Во второй группе рассмотрены аналитические методы.

Первые методики были разработаны в середине 20 века. Эти методы относятся к первой группе. Ниже рассмотрим их подробнее.

1. Метод Э.Е. Лондон опубликованный еще в 1964 году. Особенностью данной методики является использование графика предельного насыщения пластовых вод сульфат-ионом (построенных на основании экспериментальных данных). Зная фактическую плотность и концентрацию ионов Ca^{2+} и пользуясь графиком, находится равновесная концентрация иона SO_4^{2-} . Если разница между фактической и равновесной концентрацией сульфат-ионов положительна, то раствор перенасыщен и возможно выпадения солей CaSO_4 [5].

2. Метод А.Дж. Остроффа описанный в 1965 году, также использует экспериментально полученные зависимости. В отличие от предыдущего метода, равновесная концентрация сульфат-ионов в растворе определяется по концентрации ионов Cl^- и температуре воды. Вычислив разницу между равновесной и фактической концентрацией, выясняем, что при положительной разности выпадения осадка не предполагается. Прогнозирование с использованием данной методики весьма приближенно, поэтому метод используется для ориентировочного расчета.

3. Метод базирующийся на теории Дебая и Гюккеля. Данный метод можно назвать частично графическим. График используется для определения среднего коэффициента активности сульфата кальция, который заменяет коэффициенты активности иона кальция ($\gamma_{\text{Ca}^{2+}}$) и сульфат-иона ($\gamma_{\text{SO}_4^{2-}}$). Дальнейшее вычисление сводится к расчету формулы:

$$\text{ПР}_{\text{CaSO}_4} = \gamma^2 \text{CaSO}_4 \cdot m(\text{Ca}^{2+}) \cdot m(\text{SO}_4^{2-}), \quad 1)$$

где m — фактическая концентрация ионов, г-ион/л.

Далее сравнивают $\text{ПР}_{\text{CaSO}_4}$ и L_{CaSO_4} , если $\text{ПР}_{\text{CaSO}_4} \geq L_{\text{CaSO}_4}$, то раствор перенасыщен и возможно выпадение осадка [5].

Следующая группа относится к расчетно-аналитическим методам:

1. Метод В.А. Панова, А.А. Емкова и Г.Н. Позднышева разработанные в 1980 году и используемая для вод в условиях месторождений Урало-Повольжья. В данном методе склонность воды к солеотложению гипса оценивают по соотношению (формула 2):

$$S = \frac{C_{\text{CaSO}_4}}{(C_{\text{CaSO}_4})_p}, \quad 2)$$

где C_{CaSO_4} – фактическая концентрация гипса в воде, равная концентрации того иона из ионов гипса, который присутствует в меньшем количестве, мг-экв/л, $(C_{CaSO_4})_p$ – равновесная концентрация гипса в пластовой воде, мг-экв/л. Для вычисления равновесной используются специальные формулы которые учитывают фактическую концентрацию ионов, средний коэффициент активности. Также вид формулы зависит от того, какая из концентраций ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} больше.

При $S > 1$ гипс может выпадать в осадок, а при $S < 1$ раствор недонасыщен гипсом и поэтому выпадение осадка не происходит.

2. Метод Ю.В. Антипина и М.Д. Валеева в 1984 год. Этот метод несколько отличается от предыдущих, тем, что он был предложен для определения начала отложения гипса. Момент начала фиксируют по превышению фактического коэффициента стабильности K_c над критическим $K_{c\text{кр}}$. Для определения критического коэффициента стабильности $K_{c\text{кр}}$ предложено две формулы, в зависимости от обводненности добываемой продукции, формула 3 для обводненности $B = 5 - 35\%$, и формула 4 для обводненности $B = 35 - 85\%$:

$$K_{c\text{кр}} = \frac{1 + 1,173 \cdot 10^2 \cdot (0,785d^2 \cdot V - 1,11610^4)}{1,06 \cdot 10^{-2} \cdot B + 0,27}, \quad (3)$$

$$K_{c\text{кр}} = 2,05 - 1,235 \cdot 10^2 \cdot B, \quad (4)$$

где d – внутренний диаметр НКТ, м; V – средняя скорость потока жидкости в НКТ, м/с.

Для определения используют K_c используют формулу 5:

$$K_c = \frac{C_{CaSO_4}}{(C_{CaSO_4})_p}. \quad (5)$$

Таким образом, превышение K_c над $K_{c\text{кр}}$ указывает на наличие солевых отложений.

3 Метод Дж. Е. Оддо и М.Б. Томсона разработанный в 1998 году. В отличие от других методов прогнозирования, этот метод использует специально выведенные соотношения, использующие эмпирические коэффициенты. Это позволяет использовать данный метод в широких пределах термобарических параметров, но в то же время усложняет расчет по нему. Прогноз предлагается выполнять по коэффициенту насыщения SI по формуле 6:

$$SI = \lg S = \lg([Kt^{2+}]x[An^{2-}]) - \lg(K_{KtAn}). \quad (6)$$

где $[Kt^{2+}]x[An^{2-}]$ – произведение молярных концентраций в растворе солеобразующих катиона и аниона соответственно, K_{KtAn} – константа произведения растворимости при равновесном состоянии.

По формуле 7 определяют $(-\lg(K_{KtAn}))$:

$$-\lg(K_{KtAn}) = a + b \cdot T + c \cdot T^2 + d \cdot P + e \cdot \mu^{0,5} + f \cdot \mu + g \cdot \mu^{1,5} + h \cdot T \cdot \mu^{0,5} \quad (7)$$

где a, b, c, d, e, f, g, h – эмпирические коэффициенты; T – температура, °C; P – давление, МПа; μ – ионная сила. Применяя данный метод можно установить влияние температуры, давления и концентрации ионов на индекс насыщения воды, что показывает универсальность данного метода [6].

Если $SI > 0$, предполагается выпадение солей, если меньше, то раствор недонасыщен и выпадение неорганических солей не происходит [5].

Выше рассмотренные методы лишь часть методов, которые были разработаны за последний век. Все они улучшались, на смену приходили более совершенные методы. Рассмотреть все методики невозможно, так как для каждого конкретного месторождения и условий можно подобрать свою методику.

Рассмотренные выше методики лежат в основе многих других, и являются универсальными. Первую группу методов можно применять для оценки возможности

выпадения неорганических сульфатных солей. Вторая группа позволяет прогнозировать с большей точностью, возможность выпадения неорганических сульфатных солей, в особенности метод Дж. Е. Оддо и М.Б. Томсона, заложенные в компьютерные модели, благодаря своей универсальности. Этот метод позволяет прогнозировать не только возможность выпадения самого распространенной соли гипса, но также сульфата магния, бассанита, ангидрита, целестина, кальцита и барита, просто заменяя эмпирические коэффициенты в формуле 7. Также учитываются термобарические свойства раствора. На основе данной методики построены математические модели солеотложения, использующиеся при компьютерном программировании и расчетах.

Список использованных источников

1. Антипин Ю.В., Яркиева Н.Р. Учебно-методическое пособие к лекционным и практическим занятиям для студентов. - Уфа, 2011 - 78 с.
2. Осложнения в нефтедобыче/Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др.; Под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина.-Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003.-302 с.
3. Кудряшов С.И. Менеджмент солеотложения на месторождениях "НК "Роснефть"//Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". -2006. -№ 2. -URL: http://ogbus.ru/authors/Kudryashov/Kudryashov_1.pdf.
4. Отложения неорганических солей в скважинах, в призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галеева и др. // Нефтепромысловое дело: обзор. информ./ВНИИОЭНГ. М., 1983. 100 с.
5. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. -М., 2004. 432 с.
6. Анализ эффективности эксплуатации добывающих скважин, оборудованных электрическими центробежными насосами, и разработка рекомендаций по предупреждению и ликвидации солеотложений на примере березовской площади ромашкинского месторождения/ Саяхов В.А.// Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Горное дело-2015.- №1. -С.-154-157.

УДК 622.276

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ДОБАВОК-ПЛАСТИФИКАТОРОВ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

К.А.Харламов¹, Р.А.Майский²

¹*Харламов Кирилл Андреевич – студент, кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений;*

²*Майский Равиль Анварович – доцент, кандидат технических наук, кафедра математики, Уфимский государственный нефтяной технический университет г. Уфа*

Аннотация. в статье рассматривается влияние добавок-пластификаторов на тампонажные материалы. Используются добавки на основе поликарбоксилатов. Производится подбор оптимальной концентрации для получения необходимой подвижности раствора.

Ключевые слова: пластификатор, цемент, плотность, крепление, концентрация, прокачиваемость.

UDC 622.276

SELECTION OF OPTIMAL CONCENTRATIONS OF ADDITIVES-PLASTICIZERS FOR CEMENT MATERIALS

K. A. Kharlamov 1, R. A. Maiskii
(Ufa state petroleum technical University)

Abstract. The article deals with the influence of additives-plasticizers on oil-well materials. Additives based on polycarboxylates are used. Selection of optimum concentration is made for reception of necessary mobility of a solution.

Keywords: plasticizer, cement, density, fastening, concentration, pumpability.

Пластификаторами называют модификаторы бетонных и растворных смесей, предназначенные для повышения текучести и удобоукладываемости смеси. Как правило, данные добавки применяются для того, чтобы сократить водоцементное соотношение, а также для самоуплотнения бетонных и растворных смесей. В ходе исследований использовался цементный раствор, включающий: портландцемент класса G[3] и В/Ц 0,35, таким образом получилась плотность 2100 кг/м³. В составе пластификаторов высших классов концентрация пластифицирующих реагентов больше, чем в пластификаторах низких классов.

«Гребнеобразная» молекула поликарбоксилата состоит из одной главной полимерной цепочки с боковыми ответвлениями карбоксильных и эфирных групп. Карбоксильные группы играют важную роль при адсорбции поликарбоксилатов на частицах цемента. Диспергирующий эффект добавки происходит из-за пространственного отталкивания, связанного с длинными боковыми эфирными цепочками. Как было отмечено, механизм действия поликарбоксилатных полимеров на водоцементные системы обусловлен «стерическими затруднениями» в процессе коагуляции продуктов гидратации цемента.

Сильное разжижающее действие поликарбоксилатов, достигаемое при низких водоцементных отношениях, приводит к повышению ранней прочности бетона, а так же изготовлению самоуплотняющихся бетонов без вибрации.

Введение поликарбоксилатов с водой затворения при изготовлении бетонных смесей приводит к существенному увеличению подвижности их и применению при цементировании.

Важно так же и то, что сильное разжижающее действие добавок поликарбоксилатов проявляется при значительно более низких дозировках по сравнению с традиционными суперпластификаторами.

Добавки указанного типа на протяжении последнего десятилетия систематически исследуются и находят практическое применение.

Для расчёта концентрации необходимой с помощью математического моделирования была выведена формула:

$$Y=2R \times (1-X)/(100 \times Z) \quad (1)$$

где Y-концентрация пластификатора, %

X- содержание пластифицирующего реагента в пластификаторе,

2R- растекаемость, см

Z-водоцементное отношение

$$X_1=0.52 \text{ для SP}(1,1A,1S) \quad Y=22 \times (1-0.52)/(100 \times 0.35)=0.3$$

$$X_2=0.6 \text{ для SP2} \quad Y=22 \times (1-0.6)/(100 \times 0.35)=0.25$$

$$X_3=0.68 \text{ для SP}(3,3S) \quad Y=22 \times (1-0.68)/(100 \times 0.35)=0.2$$

Проведём исследования с данными концентрациями и проверим правильность данной формулы.

Таблица 1[4] – Результаты исследований

Состав, %			В/Ц	ρ , кг/м ³	2R, см	σ изгиб, МПа	σ сж , МПа
ПЦ, %	Пластификатор						
	Вид	%					
100	-	-	0,35	2100	11	5,07	12,7

100	SP1	0,3	0,35	2100	21	7,02	14,3
100	SP1A	0,3	0,35	2100	21	6,31	18,4
100	SP1S	0,3	0,35	2100	21	6,52	11,47
100	SP2	0,25	0,35	2100	21	7,02	19,01
100	SP3	0,2	0,35	2100	22	6,99	14,87
100	SP3S	0,2	0,35	2100	22	4,99	13,5

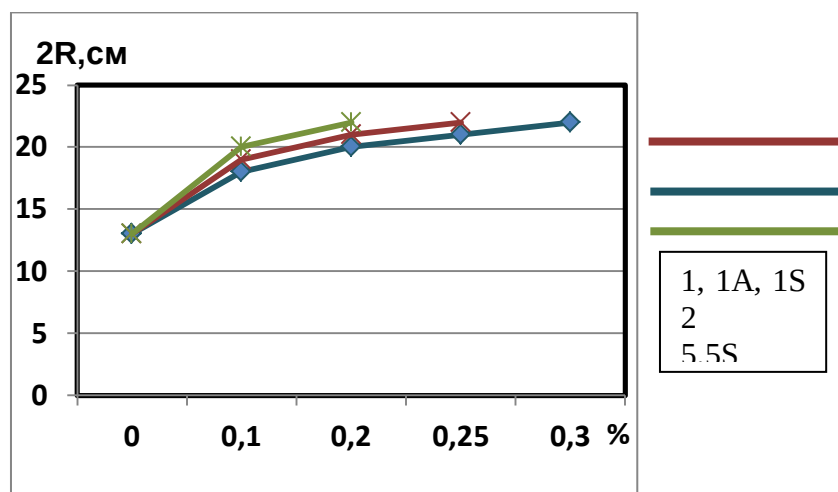


Рис. 1. Влияние пластификаторов на растекаемость цементного раствора

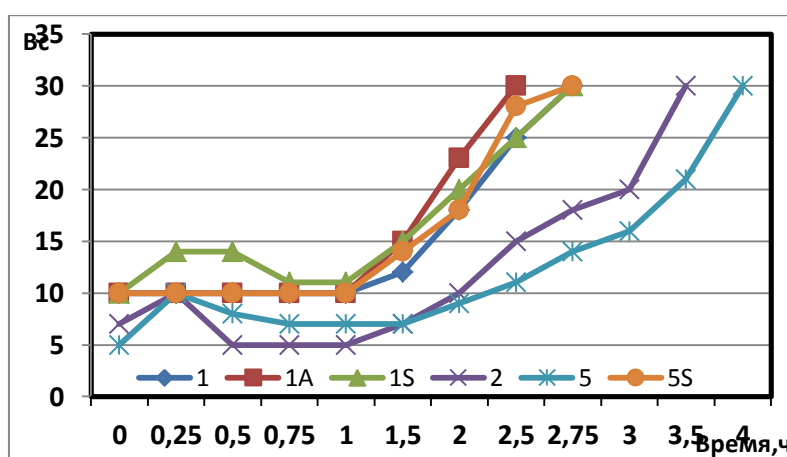


Рис. 2. Влияние пластификаторов на прокачиваемость цементного раствора

Вывод: При изучении данных пластификаторов было установлено, что пластификаторы SP обладают хорошими пластифицирующими свойствами. Чем выше класс пластификатора, тем лучше пластифицирующие свойства. Данная формула позволила подобрать необходимую концентрацию пластификатора для нужной растекаемости цементного раствора, хоть и экспериментальные исследования на пластификаторах SP 1,1A,1S получились с небольшой неточностью.

Выбор и применение такого типа пластификаторов является эффективным и прогрессивным направлением в развитии технологии пластификации цемента.

Список использованных источников

1. Батраков В.Г. Применение суперпластификаторов в бетоне. – М.: Недра, 1982. – 56 с.
2. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – С.: Недра, 2011. – 266 с.

3.ГОСТ 1581– 96 Портландцементы тампонажные. – М.: ИПК Издательство стандартов,1996.– 31 с.

4.ГОСТ 26798.1– 96 Цементы тампонажные. Методы испытаний. – М.:ИПК Издательство стандартов,1996.– 27 с.

5.Санников Р.Х. Теория подобия и моделирования. Планирование инженерного эксперимента. Учебное пособие. — Уфа: УГНТУ, 2010. — 214 с.

УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ № 213 В УСЛОВИЯХ ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Э.А. Хасанов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Для отображения более полной динамики и сравнения количественных и качественных показателей рассматривается гидравлический разрыв пласта, которое проводилось в условиях Тарасовского месторождения. Гидравлический разрыв пласта представляет из себя процесс интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, который ведет к увеличению приёмистости скважин. В статье рассматривается эффективность проведения гидравлического разрыва пласта в скважине № 213.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, скважина, призабойная зона пласта, технико-технологические показатели разработки, оптимизация, коллектор

UDC 622.276.66

HYDRAULIC FRACTURING EFFECTIVENESS ANALYSIS IN THE WELL № 213 IN TARASOVSKOE OIL FIELD ENVIRONMENT

E.A. Khasanov

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. To display the dynamics more fully and quantitative and qualitative indicators comparison hydraulic fracturing process is shown, which was carried out in Tarasovskoe oil field. Hydraulic fracturing is a process of oil and gas wells operation intensifying, which leads to intake capacity of wells increase. The article discusses the effectiveness of the hydraulic fracturing in the borehole № 213.

Keywords: hydraulic fracturing, well, bottomhole formation zone, the technological development indicators, optimization, collector.

Гидравлический разрыв пласта – это процесс интенсификации работы нефтяных и газовых скважин [1], который ведет к увеличению приёмистости скважин.

Гидравлический разрыв пласта предназначен для повышения проницаемости обрабатываемой области призабойной зоны пласта и заключается в создании искусственных и расширении естественных трещин [2]. Наличие микротрещин в призабойной зоне пласта связано с процессом первичного вскрытия в фазе бурения вследствие взаимодействия долота с напряженными горными породами [3], а также с процессом вторичного вскрытия (перфорации).

Гидравлический разрыв пласта может быть определен как метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида [4]. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва [5]. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с

системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости [6]. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [7].

В результате гидравлического разрыва пласта многократно повышаются дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне [8] и увеличения фильтрационной поверхности скважины [9], а также повышается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабодренируемых зон и пропластков [10].

Тарасовское месторождение расположено на территории Пуровского района ЯНАО Тюменской области. В настоящее время месторождение находится на стадии падающей добычи. Вследствие этого на данном месторождении остро встаёт вопрос об увеличении притока нефти к забою добывающих скважин.

В таблице 1 приведены промысловые данные по скважине № 213 Тарасовского месторождения.

Таблица 1 – Промысловые данные по скважине № 213 Тарасовского месторождения

Дата	№ скважины	Дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
19.05.2013	213	10	7,3	11,5
15.05.2013	213	11	7,2	12,5
10.05.2013	213	10	7,4	10,5
19.05.2013	211	23	1,1	94,0
10.05.2013	211	25	1,1	95,0
19.05.2013	223	17	7,2	49,0
10.04.2013	223	19	7,2	51,0

Сравнивая промысловые данные (таблица 1) по скважине № 213 Тарасовского месторождения со средним дебитом 7,318 т/сут и средним обводненностью 11,5% с соседними скважинами № 211 и № 223 с дебитами по жидкости 24 и 18 $\text{м}^3/\text{сут}$ и обводненностью 94 и 50% , соответственно, можно сделать вывод о том, что приток флюида затруднен [11]. Низкая пористость и проницаемость терригенных коллекторов месторождений требуют проведения дополнительных мероприятий по интенсификации отборов нефти и газа. В условиях высокого пластового давления, характерного для Тарасовского месторождения, одним из эффективных методов, направленных на выполнение этой цели является гидравлический разрыв пласта [12].

Для обеспечения технико-экономических показателей разработки был проведен гидравлический разрыв пласта с использованием геля (на водной основе) в качестве жидкостей разрыва, песконосителя и продавочной жидкости. По технологической схеме процесса – однократный гидравлический разрыв пласта. При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все пласты, вскрытые перфорацией одновременно. Если проводить в данных геологических условиях гидравлический разрыв пласта по традиционной технологии, то разрыву будет подвержен только один пласт, имеющий наименьшие напряжения. Другие интервалы останутся без инициации, либо воздействие на них будет незначительным. Использование гидравлического разрыва пласта для многопластовых залежей позволит оптимизировать процесс ее разработки за счет равномерной работы всех ее интервалов.

Список использованных источников

1. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.
2. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №7. – С. 17-22.
3. Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // Каротажник. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.
4. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 35-42.
5. Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
6. Гуторов, А.Ю. Механизм и условия образования асфальто-смолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепро-мысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23-27.
7. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.
8. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.
9. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.
10. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 2

УДК 622.276

**ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ
КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ НА УРИЦКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Э.А. Хасанов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье проводится анализ эффективности выполненных на Урицком нефтяном месторождении геолого-технических мероприятий. Основными геолого-технологическими мероприятиями, проводимыми на месторождении являются ремонтно-изоляционные работы, оптимизация режимов работы насосного оборудования, переводы скважин с объекта на объект, ввод скважин из бездействия.

Ключевые слова: геолого-технологические мероприятия, нефть, ремонтно-изоляционные работы, оптимизация, насосное оборудование, месторождение.

UDC 622.276

THE SUBSTANTIATION OF THE METHODIC OF SELECTING THE OBJECT FOR CARRYING OUT GEOLOGICAL AND TECHNICAL ACTIVITIES DEPENDING ON SPECIFIC GEOLOGICAL AND FIELD CONDITIONS ON THE URITSKOE FIELD

E.A. Khasanov

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. This article analyzes the efficiency of geological and technical activities carried out at the Uritskoe field. The main geological and technological activities carried out at the field are repair and insulation works, optimization of operation modes of the pumping equipment, recompletion of wells from the object to the object, commissioning of inactivity wells.

Keywords: geological and technical activities, oil, repair and insulation works, optimization, pumping equipment, field.

В последнее время большое внимание на месторождениях уделяется повышению эффективности существующих методов, которые основываются на проведении физико-химической обработке призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работах, оптимизации насосного оборудования. В данных направлениях удалось достичь огромных успехов.

Анализ эффективности реализации мероприятий на Урицком нефтяном месторождении проведен за период 2008-2012 гг. Расчет дополнительно добытой нефти проводился по каждой скважине с учетом выполненного мероприятия и неоднократности его проведения [1].

Эффективность геолого-технологического мероприятия (ГТМ) является одним из основных показателей [2], определяющих целесообразность его проведения и характеризуется дополнительной добычей нефти при проведении мероприятия. Определяется путем сравнения фактических показателей с расчетными, характерными для условий эксплуатации скважины до проведения ГТМ.

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин. В процессе строительства скважин, в ходе их последующей эксплуатации происходит повреждение призабойной зоны [3] и ухудшение коллекторских свойств пласта. Основными причинами изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта являются колматационное загрязнение коллектора фильтраатами бурового раствора [4], изменение термобарических условий и физико-химических характеристик флюидов в результате первичного вскрытия пласта. В этой связи весьма важное значение приобретают геолого-технические мероприятия (ГТМ) позволяющие оперативно восстановить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне и устранить положительный скин-фактор [5].

Для повышения и восстановления продуктивности скважин, на месторождении проводился разнообразный комплекс ГТМ на добывающем фонде скважин. Основными ГТМ, проводимыми на месторождении являются ремонтно-изоляционные работы (РИР) [6], оптимизация режимов работы насосного оборудования, переводы скважин с объекта на объект, ввод скважин из бездействия.

Всего за период 2008-2012 гг. проведено 49 геолого-технических мероприятия. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ составляет 7.9 % общей добычи по месторождению или 63.6 тыс. тонн нефти из 808.2 тыс. тонн нефти добытой в целом по месторождению за данный период [2].

Оптимизация режима работы насосных установок.

За период 2008-2012 гг. было выполнено 41 скв/опер. по оптимизации. Дополнительная добыча нефти составила 32.7 тыс.т или 0.798 тыс.т на одну скважину операцию.

Средний дебит нефти составил 22.2 т/сут, до мероприятия – 14.8 т/сут, средний прирост дебита нефти – 7.4 т/сут. Успешность реализации данного вида мероприятий составила 95 %.

Оптимизация режимов работы сводилась не только к замене насосной установки (в т.ч. смена ШГН на ЭЦН и более производительные насосы), но и к регулированию параметров откачки, а также заглублению насосных установок.

Таким образом, оптимизация режимов работы насосного оборудования является основным и самым эффективным ГТМ на Урицком месторождении.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР).

За 2008-2012 гг. на месторождении проведено 13 ремонтно-изоляционных операций. Эффективность реализации данного вида мероприятий оказалась достаточно высокой [4].

Применение методов ограничения водоприток в скважины позволило дополнительно извлечь 17.8 тыс.т нефти, что на одну скважину составляет 1369 тонн. Входная обводненность снижалась на 2-20 абсолютных единиц.

Скважины, в которых вскрытый разрез продуктивного пласта представлен лучшими фильтрационными характеристиками в подошве [5], обладают высокой эффективностью реализации РИР.

Средний дебит нефти составил 11.1 т/сут, до мероприятия – 3.5 т/сут, средний прирост дебита нефти – 7.6 т/сут. Успешность реализации данного вида мероприятий составила 67 %.

Для увеличения охвата менее проницаемых интервалов продуктивной части пласта воздействием при прогрессирующем обводнении необходимо продолжить ограничение фильтрации вытесняющего агента по промытым зонам коллектора [2] (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Прирост дебита нефти за счет проведения РИР за 2008-2010 гг.

год	№ скв.	qn до ГТМ, т/сут	qn после ГТМ, т/сут	прирост дебита, т/сут	обв. до ГТМ, %	обв. после ГТМ, %
2008	125	1.29	1.9	0.6	95.3	93.6
2009	30	3.66	4.43	0.8	98.4	91.9
2010	75	4.57	21.7	17.1	98.4	74.7

Таким образом, анализ эффективности выполненных на месторождении геолого-технических мероприятий показал, что наиболее перспективными операциями в будущем могут являться, прежде всего, оптимизация работы насосного оборудования скважин, ремонтно-изоляционные работы и переводы скважин с объекта на объект [6] (см. таблицу 2).

Всего за 5 лет дополнительно добыто 60.9 тыс.т нефти. Удельный технологический эффект составляет 0.967 тыс.т нефти на одну проведенную скважино-операцию.

Кроме того, на данной стадии разработки месторождения необходимо рассмотреть возможность применения технологии бурения боковых стволов, с уточнением основных геолого-промысловых критериев выбора первоочередных скважин-кандидатов [3].

Таблица 2 – Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти Урицкого месторождения за 2008-2012 гг.

1. Физико-химические (КМЭ, ГФ, ПАВ-кислотные составы, ГКО)						
а) кол-во провед. операций	0	0	1	0	0	1
б) доп. добыча нефти, тыс.т	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	2.9
2. РИР						

а) кол-во провед. операций	6	1	6	0	0	13
б) доп. добыча нефти, тыс.т	10.2	0.03	7.6	0.0	0.0	17.8
3. Оптимизация работы оборудования						
а) кол-во провед. операций	5	1	8	8	19	41
б) доп. добыча нефти, тыс.т	4.1	0.4	15.3	3.0	10.0	32.7
4. Возврат						
а) кол-во провед. операций	2	0	2	0	0	4
б) доп. добыча нефти, тыс.т	3.6	0.0	1.2	0.0	0.0	4.9
5. Ввод из бездействия						
а) кол-во провед. операций	2	1	1	0	0	4
б) доп. добыча нефти, тыс.т	0.4	0.5	1.7	0.0	0.0	2.5
Всего кол-во провед. опер.	15	3	18	8	19	63
Всего дополнительно добыто нефти, тыс.т	18.3	0.9	28.8	3.0	10.0	60.9

Список использованных источников

- 1.Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 [Текст] / ОАО«Саратовнефтегаз», 2014. – 190 с.
- 2.Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. –№7. – С. 17-22.
- 3.Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
- 4.Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно- емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // Каротажник. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.
- 5.Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 [Текст] / ОАО «Саратовнефтегаз», 2014. – 190 с.
- 6.Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №7. – С. 17-22.

УДК: 622.276

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ (ANALYSIS OF DEVELOPMENT OF HIGH-VISCOSITY NAPHTHAS)

Хромых Л. Н.

(Самарский государственный технический университет, доцент, преподаватель кафедры РиЭНиГМ)

Афанасьев Н.С.

(Самарский государственный технический университет, студент 4 –ого курса нефтетехнологического факультета, группы 7)

Аннотация. В данном проекте рассматривается оптимальный вариант разработки высоковязкой нефти на примере Боровского месторождения. Сравнивается с другими возможными способами разработки .Обосновываются причины необходимости внедрения данной технологии. Приводятся результаты испытаний данного метода АО «Самаранефтегаз» и обоснование экономической эффективности.

Ключевые слова: Тепловой способ добычи, бурение горизонтальной скважины, многостадийный гидроразрыв пласта.

UDC: 622.276

ANALYSIS OF DEVELOPMENT OF HIGH-VISCOSITY NAPHTHAS

Khromykh L. N.

(Samara State Technical University, docent, lector of chair Oil and Gas Field Development and Operation)

Afanasyev N.S.

(Samara State Technical University, student 4 courses, Petroleum Engineering Faculty, 7 groups)

Abstract. In this project considered the optimal variant of development high-viscosity naphtha on the example of the Bohr field. It is compared to other possible ways of development. The reasons of needing introduction of this technology are proved. Test data of this method of JSC Samaraneftegaz and justification of economic efficiency are provided.

Keywords: Thermal way of production, drilling of the horizontal well, multistage hydraulic fracturing of layer.

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. По разным оценкам их запасы составляют от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5-6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд. тонн. Геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд. тонн, однако их применение требует использования специальных дорогостоящих технологий, так как они сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать, они плохо протекают в скважине, и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты. Необходимы срочные меры для стимулирования освоения месторождений высоковязких нефтей. Говоря о стимулировании этого направления, необходимо, на мой взгляд, отметить то, что оно имеет место быть, но к несчастью в той мере, которая не позволяет в полном объеме раскрываться такому важному вектору нефтяной отрасли, как промышленное освоение запасов тяжелых нефтей, включая, конечно, и создание соответствующей инфраструктуры по сбору, транспортировке и переработке этого вида углеводородов.

В данной работе будут рассмотрены различные методы разработки месторождений с нефтью повышенной и высокой вязкости.

Проанализировав мировые геологические запасы нефти, я выяснял, что 35% составляет высоковязкой нефти, это около 75 млрд. тонн, и по России из них более 10 млрд. тонн, которые можно разработать и добыть разными методами. Самаранефтегаз 82% легкой нефти, 3% битумов, 15% высоковязкой нефти.

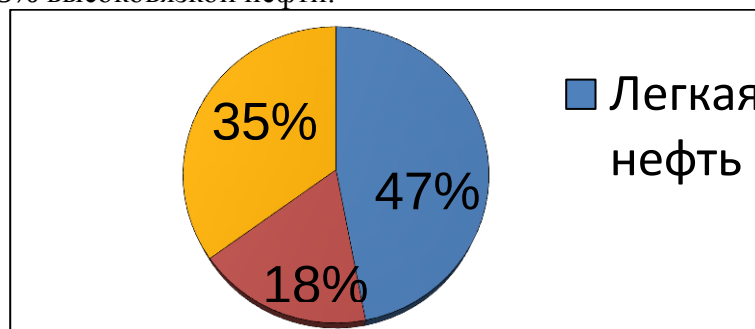


Рис. 1 - Запасы нефти

В данной работе, я ознакомился с основными способами добычи высоковязкой нефти это такие как : Тепловой способ добычи, метод ГРП, метод ГС, и МГРП, подобран оптимальный вариант разработки для Боровского месторождения «Лебединский Купол»

Тепловой способ добычи

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений делятся на два принципиально различных вида. Первый, основанный на внутрипластовых процессах горения, создаваемых путем инициирования горения коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин (с применением забойных нагревательных устройств - обычно типа ТЭНов) с последующим перемещением фронта горения путём нагнетания воздуха (сухое горение) или воздуха и воды (влажное горение). Второй, наиболее широко применяемый в России и за рубежом, основанный на нагнетании (с поверхности) теплоносителей в нефтяные пласты.

Методы нагнетания теплоносителя в нефтяные пласты имеют две принципиальные разновидности технологии. Первая - основана на вытеснении нефти теплоносителем и его оторочками. Такая разновидность получила в зависимости от вида используемого теплоносителя наименования: паротеплового воздействия на пласт (ПТВ) и воздействия горячей водой (ВГВ) Вторая - на паротепловой обработке призабойной зоны добывающих скважин (ПТОС). В этом случае в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар.

Бурение горизонтальной скважины

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения полноты извлечения ее из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС).

С 2008-2017года на объектах АО « Самаранефтегаз» выполнено строительство 32 горизонтальных скважин на 14 месторождениях Северная группа: 6 месторождений 50%горизонтальных скважин. Бурение велось на девонские и каменноугольные отложения

Многостадийный гидроразрыв пласта

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) - одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли промышленности, наиболее эффективная для горизонтальных скважин. Отличие МГРП от ГРП в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта. Эффективно используется в других дочерних обществах в таких как Башнефть, Лукойл

При расчете экономической эффективности, я произвел расчеты основных методов бурения: Это бурение без ГРП, бурение с ОПЗ, бурение с ГРП, бурение ГС, и бурение ГС с МГРП. Наиболее эффективным оказался метод бурение ГС с МГРП. NPV составит 82мл.руб, добыча нефти 59 тыс.тонн, окупаемость 2 года

Анализ выполненных расчетов свидетельствует, что для условий Самарской области наиболее экономически эффективно заканчивание горизонтальных скважин с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта

Анализ выполненных расчетов свидетельствует, что для условий Самарской области наиболее экономически эффективно заканчивание горизонтальных скважин с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта.

В тех случаях, когда стимуляция пластов методом ГРП, ограничена наличием подошвенной воды, целесообразно применение горизонтального заканчивания скважин, которые вследствие увеличения области дренирования продуктивного пласта и снижения риска преждевременного обводнения позволяет повысить эффективность бурения

Тип Бурения	Добыча нефти, тыс. тн	КВ, т.руб	NPV млн.руб.	IRR, %	DPP, лет
Бурение ННС без ГРП	30	110 391	-7	17%	-
Бурение ННС ОПЗ	31	110 891	4	22%	8
Бурение ННС с ГРП	42	120 391	53	56%	2
Бурение ГС	48	145 904	61	55%	2
Бурение ГС с МГРП	59	177 204	82	61%	2

Рис. 5 - Оценка экономической эффективности

Полученные результаты указывают на экономическую целесообразность реализации инвестиционного проекта. Величина чистого дисконтированного дохода имеет положительное значение, т.е. компания не только окупает свои инвестиции, но и получает прибыль в размере 82.000.000 млн. руб.

Список использованных источников

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1988. - с. 343
2. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти. - Учебное пособие. - Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2009. - 272 с
3. В.И. Кокорев (ОАО «РИТЭК») Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти нефтяное хозяйство 08.2009 г.
4. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. - М.: Нефть и газ. - 1996. - 284 с
5. Николин И.В. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ. Наука - фундамент решения технологических проблем развития России, 2007 г., №2.

УДК 622

ПРОГНОЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

А.Д. Шайнурова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. Моделирование – это мощный метод управления пластом. Именно оно позволяет понять геологию пласта и предсказать его поведение при различных сценариях разработки. Детальная трехмерная геологическая модель позволяет осуществить прогноз фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) коллектора в межскважинном пространстве и тем самым минимизировать геологические риски.

Ключевые слова: моделирование, пласт, геологическая модель, фильтрационно-ёмкостные свойства.

UDC 622

PREDICTION OF RESERVOIR PROPERTIES IN INTERWELL SPACE

A. D. Shainurova

(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University» in the City of Oktyabrsky)

Abstract. Modeling is a powerful method of reservoir control. It allows you to understand the Geology of the formation and predict its behavior in various scenarios. The detailed three-dimensional geological model makes it possible to predict the filtration-capacitive properties of the reservoir in the inter-well space and thereby minimize geological risks.

Keywords: modeling, formation, geological model, filtration-capacitive properties.

Детальная трехмерная геологическая модель позволяет осуществить прогноз ФЕС коллектора в межскважинном пространстве и тем самым минимизировать геологические риски [1, С. 4].

По определению, цифровая трехмерная адресная геологическая модель (ГМ) объекта разработки является составной частью геолого-технологической модели (ГТМ) и представляет собой набор объемных сеток параметров [2, С. 7].

При исследовании геологических полей приходится иметь дело с обработкой больших массивов числовых данных. Центральной задачей обработки исходного числового материала является интерполяция. Выбор метода интерполяции предопределяет качество восстановленного распределения, а также в значительной степени влияет на правильность итоговых расчётов, поэтому на начальном этапе необходимо определить критерии качества, обеспечивающие наилучшую интерполяцию [3, С. 65-93].

Построение трехмерной модели осуществлялось в программном комплексе Petrel (Schlumberger). В рассматриваемую модель интегрированы геолого-геофизические материалы по всем пробуренным скважинам: данные инклинометрии, геофизические данные в формате las-файлов, результаты интерпретации данных ГИС и петрофизического анализа, стратиграфическая корреляция, данные по начальным ВНК. В последующем была выполнена интерполяция свойств в объеме сетки. Операция проводилась без изменения размерности геологической модели, с учётом всех параметров, характеризующих коллектор. Таким образом, каждой ячейке модели присвоено значение коэффициента песчанистости, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Основой создания каркаса геологической модели явились структурные карты по кровле и подошве пластов-коллекторов и карты коэффициентов песчанистости бобриковского горизонта (Рис. 1). Размеры ГМ приняты в соответствии с объемом залежи.

Трехмерная геологическая модель представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется признаком породы (коллектор-неколлектор) и значениями ФЕС пород (начальная нефтенасыщенность, пористость, проницаемость и т.п.) [4, С. 20-40].

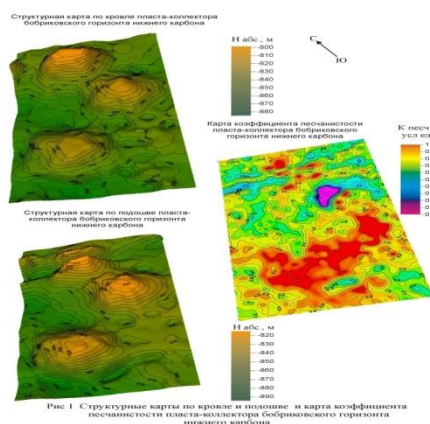


Рис. 1 Структурные карты по кровле и подошве пласта-коллектора бобриковского горизонта и карта коэффициента песчанистости бобриковского горизонта

Характеристика геометрии сеточной области геологической модели приведена в таблице.

Таблица Характеристика геометрии сеточной области геологической модели

Горизонт, ярус	Размерность сетки по латерали, м	Кол-во ячеек		Кол-во вертикальны х слоёв (по оси Z)	Кол-во ячеек геологическо й модели
		X	Y		
Бобриковский	15x15	225	260	204	11934000

Высота структуры залежей определялась с помощью инструмента геометрического моделирования Abovecontact. Максимальная высота структуры залежей бобриковского горизонта – 46,1 м (Рис. 2). При моделировании залежей нефти, приуроченных к отложениям нижнего карбона были использованы абсолютные отметки ВНК.

Для распространения ФЕС пород-коллекторов применялся метод детерминистического моделирования Kriging. Граничные значения параметров пористости, нефтенасыщенности и проницаемости были использованы в соответствии с «Проектом разработки среднего, нижнего карбона Ново-Елховского месторождения» [5, С. 46-60]. Параметры коллекторов по модели изменяются в интервалах: коэффициент пористости - от 0.08 до 0.28 д.ед., средневзвешенное значение – 0.125; коэффициент нефтенасыщенности - от 0.55 до 0.92 д.ед., средневзвешенное значение – 0.66 д.ед. (Рис.2).

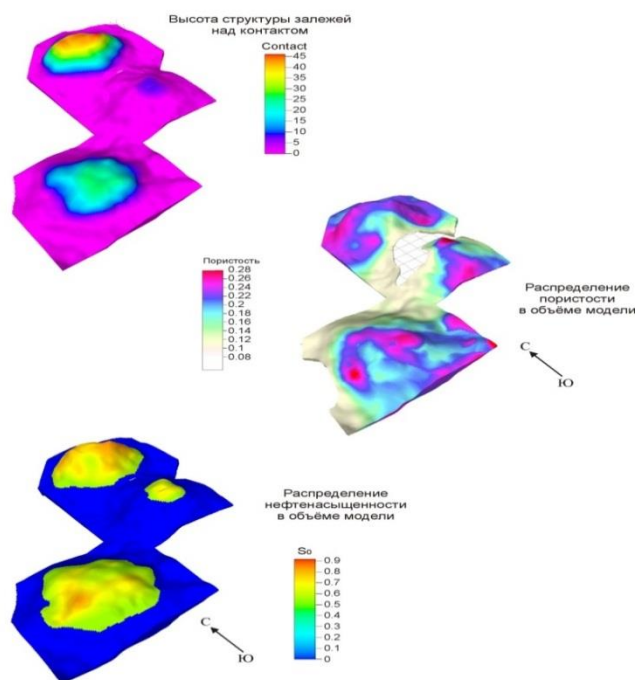


Рис. 2 Высота структуры залежей над контактом, распределение пористости и нефтенасыщенности в объеме модели

Детальность 3D-сетки по латерали уменьшена в два раза (30x30 м), а по вертикали снижена в 1.3 раза (156 слоев): высота гидродинамической ячейки по вертикали колеблется от 0.003 м до 1.46 м и составляет в среднем 0.27 м.

Общее число ячеек сократилось с 11.9 млн. ячеек в геологической модели до $113 \times 130 \times 156 \approx 2.3$ млн. ячеек (из них активных – 1.9 млн. ячеек) в фильтрационной модели.

Данная работа позволила спрогнозировать параметры коллекторов в межскважинном пространстве: коэффициент пористости и коэффициент нефтенасыщенности.

Список использованных источников

1. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа [Текст] / Е. А. Гладков. – Томск: издательство Томского политехнического университета. - 2012. – с. 4.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00. – с.7.
3. Баталов, Д. А. Проблемы формирования геологических моделей [Текст] / Д. А. Баталов, А. В. Стрекалов, А. Т. Хусаинов. - Нефтегазовое дело. - 2014. – с. 65-93.
4. Закревский, К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию [Текст] / К. Е. Закревский. - ИПЦ, Москва. - 2010. – с. 20-40.

5. Колшева, Н.А. Проект разработки среднего, нижнего карбона Ново-Елховского месторождения [Текст] / Н. А. Колшева, Шакирова Р.Т. - Фонд ТатНИПИнефть. - Бугульма. - 2008. - с. 46-60.

УДК 622

ВЫДЕЛЕНИЕ ВИЗЕЙСКОГО ЭРОЗИОННОГО ВРЕЗА С ПОМОЩЬЮ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

А.Д. Шайнурова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. Терригенные отложения нижнекаменноугольной системы являются вторым по запасам эксплуатационным объектом после девонских по величине запасов на месторождениях Татарстана. Нижнекаменноугольные терригенные залежи характеризуются иными условиями залегания, более сложным структурно-геологическим строением, обусловленным наличием эрозионных врезов, высокой степенью неоднородности продуктивных пластов и т.п. Поэтому необходимо изучение особенностей геологического строения нижнекаменноугольных продуктивных отложений с целью создания основы адекватной геологической модели.

Ключевые слова: терригенные отложения, месторождение, запасы, геологическое строение, эрозионные врезы.

UDC 622

THE SELECTION OF EROSION VISEAN CUTTING, USING SEISMIC FACIES ANALYSIS AND ACOUSTIC INVERSION

A. D. Shainurova

(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University» in the City of Oktyabrsky)

Abstract. Terrigenous deposits of the lower Carboniferous system are the second largest reserves of operational facilities after Devonian reserves in the fields of Tatarstan. Lower Carboniferous terrigenous deposits are characterized by other terms, the occurrence of more complex structural-geological structure caused by the presence of incised-valley erosion, a high degree of heterogeneity of productive strata, etc. Therefore, it is necessary to study the geological structure of lower Carboniferous productive deposits with the aim of creating the foundations of an adequate geological model.

Keywords: terrigenous deposits, deposits, reserves, Geology, erosional incisions.

В административном отношении исследуемая площадь расположена в Лениногорском районе Республики Татарстан, в региональном тектоническом плане по поверхности кристаллического фундамента и отложениям девона расположена в южной части сочленения Акташско-Салаушского и Альметьевско-Контузлинского блоков фундамента Южно-Татарского свода, отделяющихся узким грабенообразным Алтунино-Шунакским прогибом [1, С. 46-60].

В геологическом строении принимают участие породы кристаллического фундамента архейского возраста и осадочного чехла, представленного отложениями девонской, каменноугольной, пермской систем палеозойской группы, неогеновой и четвертичной систем кайнозойской группы. По данным глубокого бурения и сейсморазведки на территории исследований картируется визейский эрозионный врез. Наиболее протяжённая зона развития вреза пересекает площадь в субширотном направлении и характеризуется увеличением толщин отложений тульско-бобриковского возраста до 67 м.

Использование нейронного 3D-сейсмофациального анализа частично восполняет отсутствующую информацию о геологическом строении между скважинами. Взаимный

фациальный анализ данных ГИС и сейсморазведки позволяет более точно определять зоны глинизации, выделять русловые фации, зоны коллекторов и т. д. [2, С. 55-59].

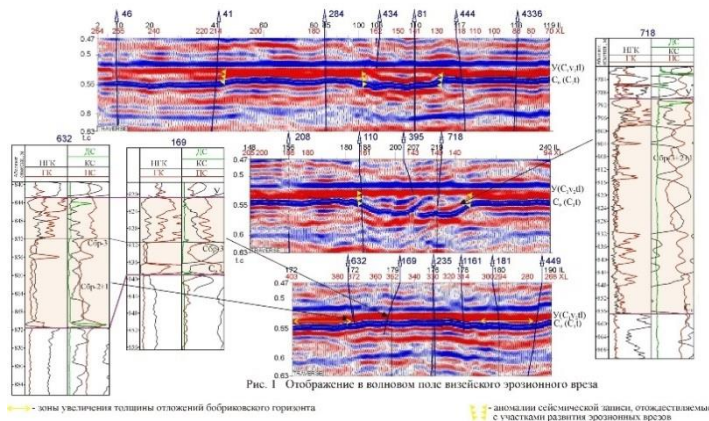


Рис. 1. Изображение в волновом поле визейского эрозионного врез

Сейсмофациальный анализ проводился для интервала залегания продуктивных отложений визейского яруса нижнего карбона с целью уточнения их геологического строения с помощью комплекса программ Stratimagic и NexModel компании ParadigmGeophysical. Анализ осуществлялся с помощью классификации методом нейронных сетей сейсмических трасс мигрированного куба сейсмических данных в комплексе программ Stratimagic. В основе классификации лежит применение самоорганизующейся нейронной сети для распознавания и оценки изменения формы сейсмического сигнала в изучаемом интервале [3, С. 79-87]. Окончательный результат представлен картой сейсмофаций и набором модельных трасс (Рис.2). При интерпретации карты сейсмофаций фации визейского эрозионного врез соответствует сине-фиолетовый цвет, что связано с 10-11 классом модельных трасс.

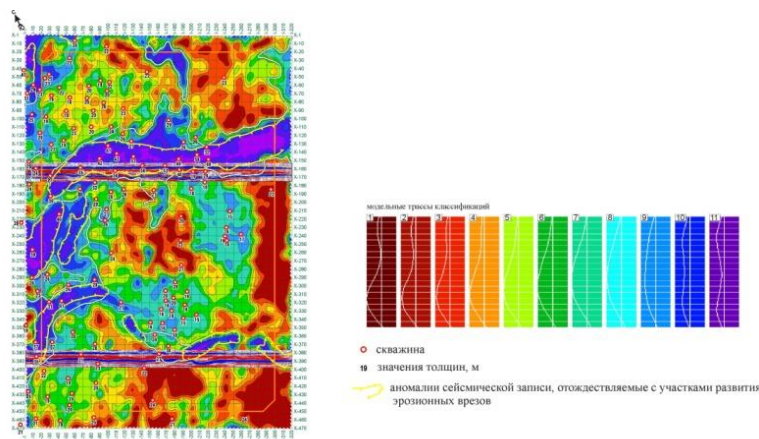


Рис. 2. Карта сейсмофаций и модельные трасс классификаций

NexModel для интерпретации является программой динамического и интерпретационного моделирования геологических моделей в скважинах по каротажным кривым. Чисто технически создание геологической модели представляет собой разбиение интересующего интервала на блоки (пласты), при этом для каждого блока автоматически вычисляется мощность, интервальная скорость, плотность и т. д. Следующим этапом является трансформация геологической модели из глубинной области во временную [3, С. 79-87].

Также для решения задачи по выделению перспективных участков применяют акустическую инверсию. Извлечение импульса осуществлялось в две стадии. Сначала, статистическим способом определён спектр и соответствующий ему нуль-фазовый импульс. На второй стадии импульс извлекался с использованием данных по скважине, таким образом корректировалась привязка скважинных и сейсмических данных путём преобразования кривых АК во временной масштаб. Построение фоновых моделей проводится путём

трёхмерной интерполяции данных АК по скважинам на всю площадь. Таким образом, в модель из сейсмических данных берётся только геометрия кровли и подошвы интервала [4, С. 36-48]. В результате были получены интерполированные по скважинным данным кубы скоростей продольных волн, плотности и импеданса, использованные в дальнейшем в качестве фоновых моделей при расчёте амплитудной инверсии. Следующим этапом являлась оценка сходимости построенной модели импеданса с данными каротажа. Коэффициент корреляции составил 0.99. Следующий этап представлял собой амплитудную инверсию мигрированного сейсмического куба. По полученному кубу акустического импеданса в интервале залегания продуктивных отложений нижнего карбона выполнены палеосрезы, на которых в виде низких значений импеданса находят чёткое отображение участки размыва карбонатных пород турнейского яруса (Рис. 3).

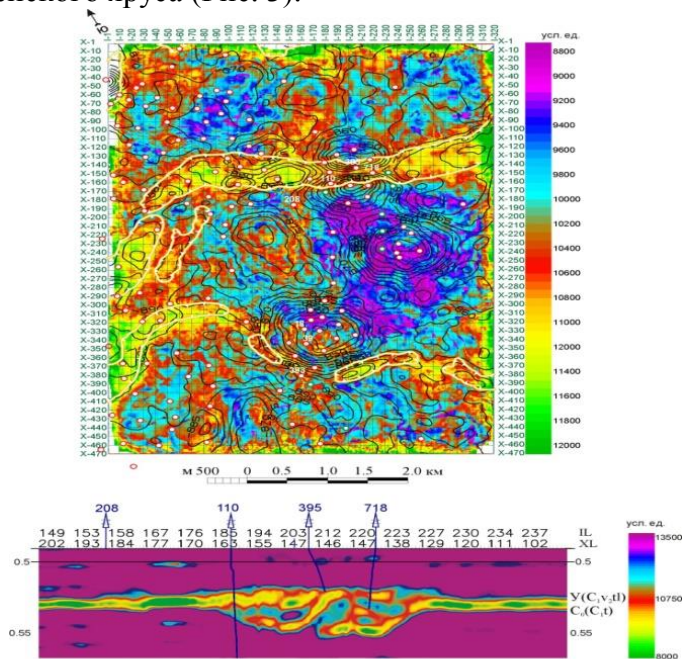


Рис.3 Отображение участков развития увеличенных толщин отложений визейского яруса на карте средних значений акустического импеданса и вертикальном срезе по линии траверса

Проведение таких анализов визейского вреза необходима потому как перспектива в нефтеносном отношении несет не только зона собственно эрозионного вреза, но ее и околосрезовая часть. Это является информацией при разработке месторождений [5, С. 243-245].

Список использованных источников

1. Ларочкина, И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан [Текст]/ И. А. Ларочкина. – Казань: издательство ООО «ПФ «Гарт», 2008. – с. 46-60.
2. Птецов, Р. С. 3D -сейсмофациальный анализ как инструмент для уточнения границ распространения песчаных коллекторов [Текст]/Р.С.Птецов, О. С. Виниченко, Д.Н Твердохлебов.- Москва, «Технологии сейсморазведки», 2008. - с. 55-59.
3. Малярова, Т.Н. Сейсмофациальный анализ как универсальное средство понимания строения резервуара [Текст]/Т. Н. Малярова. - Москва, «Технологии сейсморазведки», 2007. - с. 79-87.
4. Киссин, Ю. М. Способы реализации и оценка эффективности сейсмической инверсии [Текст]/ Ю. М. Киссин, И. К. Кондратьев. - Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - с. 36-48.

5. Войтович, Е. Д. Влияние предвизейских эрозионных врезов на размещение нефти в нижнекаменноугольных отложениях Татарии [Текст]/ Е. Д. Войтович, А. К. Шельнова. - Москва, «Геология нефти и газа», 1976. - с. 243-245.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
НА ПОТОЧНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Айгуль Ф. Шакурова

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

Алсу Ф. Шакурова

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

А.И. Закиров

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент)

Аннотация. В настоящее время большинство крупных месторождений Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки. Применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяет повысить степень извлечения нефти из обводненных пластов, оптимизировать добычу и продлить экономически рентабельный период разработки. В данной работе рассмотрено применение различных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на основе показателей добычи Поточного месторождения.

Ключевые слова: месторождение, методы увеличения нефтеотдачи, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта.

UDC 622.276

**ANALYSIS OF EFFICIENCY OF APPLICATION OF PHYSICO-CHEMICAL
METHODS OF INCREASE OF OIL
ON POTOCHNOM DEPOSIT**

A.F. Shakurova

(Oktyabrsky branch of the of FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, associate professor)

A.F. Shakurova

(Oktyabrsky branch of the of FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, associate professor)

A.I. Zakirov

(Oktyabrsky branch of the of FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, student)

Abstract. Currently, most of the major fields of the Russian Federation are at a late stage of development. The application of physical and chemical methods of increasing oil recovery (EOR) allows increasing the degree of oil recovery from watered seams, optimizing production and extending the economically viable period of development. In this paper, the application of various physico-chemical methods of increasing oil recovery based on the production rates of the Potokhta field is considered.

Keywords: deposit, methods for increasing oil recovery, physico-chemical methods for increasing oil recovery.

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) являются важным звеном в комплексе работ, направленных на увеличение объемов добычи нефти или удержания их на текущем уровне. За историю на Поточном месторождении ТПП

«Лангепаснефтегаз» проведено 323 обработки нагнетательных скважин химическими составами на основе полимеров, кислот, ПАВ и др. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ФХ МУН, по состоянию на 01.01.2012 г. составила 299,36 тыс. т.

На Поточном месторождении применялись следующие физико-химические методы воздействия на пласт через нагнетательные скважины:

- гелеобразующие технологии на основе полиакриламида (СПС, ГОС, ВУС);
- гелеобразующие термотропные технологии (ГОС МЕТКА);
- осадкообразующие и гелеобразующие технологии с колюматизирующими наполнителями (ОГС, ПДС, ВДПС, ГОС+ОГС);
- эмульсионные технологии (ЭСС);
- интенсифицирующие и нефтеотмывающие технологии (КМЭ, ПКВ);
- комплексные химические технологии (КМЭ+ГОС+ВУС, КМЭ+ЭС, КПАС+СПС, КМЭ+ВУС).

Таблица 1 – Среднее изменение технологических показателей эксплуатации скважин после проведения обработок ФХ МУН

Количество скважин	Технология	Объем закачки, м ³	Приемистость, м ³ /сут		Давление закачки, атм		Изменение приемистости		Удельный эффект, тыс. т/скв-опер.
			до	после	до	после	м ³ /сут	%	
Скважины со снижением приемистости после ФХ МУН									
15	СПС	422	429	280	104,13	106,27	-149	-35	0.359
Скважины с увеличением приемистости после ФХ МУН									
9	СПС	411	315	422	112	116,22	107	34	0.279

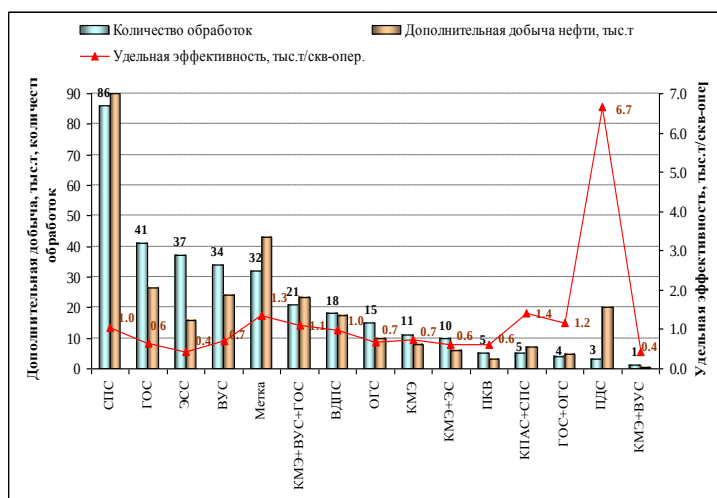


Рис. 1 – Распределение операций ФХ МУН, дополнительной добычи нефти и удельной эффективности по технологиям в период 1990-2011 гг.

Обработка скважин выполненная с закачкой СПС также показывает высокий результат, что связано с селективным снижением проницаемости промытой зоны пласта и перераспределением закачки в вышележащие менее проницаемые интервалы, при этом на ближайших добывающих скважинах, отмечается сокращение количества попутно добываемой воды.

Относительно высокая эффективность обработок также связана, в первую очередь, с меньшей выработкой запасов по сравнению с более поздними обработками, применением СПС после длительного периода прекращения применения ФХ МУН. Таким образом применение ФХ МУН на Поточном месторождении является эффективным методом

повышения нефтеотдачи пластов, что можно заметить по среднему изменению технологических показателей эксплуатации скважин и удельной эффективности применяемых методов. Одним из распространённых и весьма успешных методов повышения нефтеотдачи пласта на поздних стадиях разработки месторождения методов воздействия являются гелеобразующие технологии.

Список использованных источников

1. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 274-279.
2. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 280-286.
3. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.
4. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.
5. Шакурова, А.Ф. К вопросу о возможности прогноза продуктивности добывающих скважин при изменении приемистости близлежащих нагнетательных после проведения СКО [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 16-19.
6. Шакурова, А.Ф. Определение экономической целесообразности применения технологии гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемой зоне пласта [Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 254-261. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.
8. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.
9. Анализ эффективности применения насосной системы «ЭЦН+ШГН» в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, А.А. Садвакасов, А.И. Закиров, А.М. Велиев // Научное обозрение. – 2016. – № 24. – С. 287-297.
10. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

Аннотация. Гидроразрыв пласта является одним из наиболее значимых способов воздействия на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Технология гидроразрыва пласта характеризуется установлением в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, позволяющих глобально интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора. Технологии ГРП различаются по объему закачки проппанта технологии, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием.

Abstract. Hydrofracturing is one of the most significant ways to influence the reservoir to intensify the development of low-permeability reservoirs. The establishment in the reservoir of a system of channels characterizes the technology of hydraulic fracturing of a formation with a low filtration resistance; intensify the selection of oil from the low-permeability reservoir. Frac technologies differ in the volume of proppant injection technology, respectively, in the size of the created cracks. Conducting hydraulic fracturing with the formation of extended cracks leads to an increase in not only the permeability of the bottomhole zone, but also the coverage of the formation by exposure.

Технологическая эффективность ГРП определяется:

- эффективной мощностью пласта;
- количеством проницаемых прослоек в интервале перфорации;
- начальной и текущей нефтенасыщенностью коллекторов пласта;
- размерами перекрывающих и подстилающих глинистых экранов;
- степенью истощения пластовой энергии;
- расположением фронта заводнения, обводненностью продукции близлежащих добывающих скважин;
- удаленностью от нагнетательных скважин и рядом других факторов.

На Вынгапуровском месторождении гидравлический разрыв пласта начал внедряться с 1991 г. на объекте БВ8. Наибольшая активность применения данной технологии отмечается в период с 2000 по 2010 годы (рис. 1). Успешность выполнения ГРП за все годы применения достаточно высока, за все годы этот показатель выше 92 %.

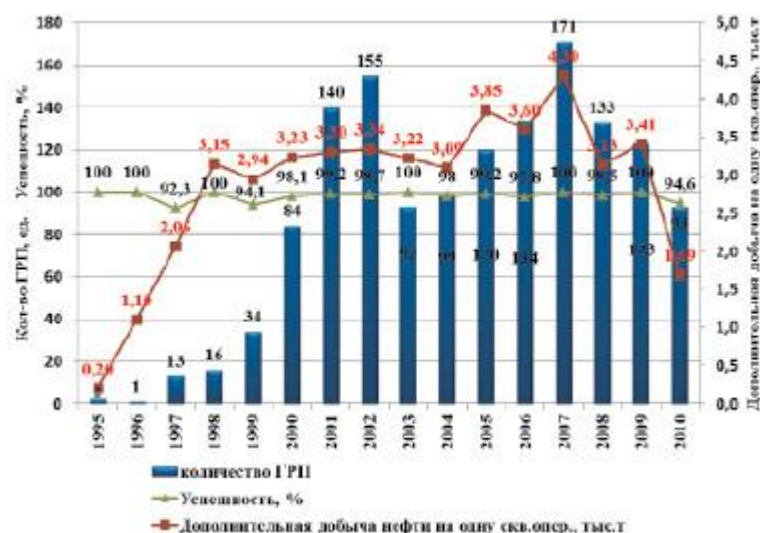


Рис. 1. Динамика проведения ГРП и дополнительной добычи на одну скважину-операцию

С учетом переходящего эффекта за 16 лет проведения ГРП (с 1995–2010 гг.) получено порядка 16 млн т, или 38,4 % всей добычи нефти по месторождению за этот период. При этом по основному объекту разработки БВ8 проведено 1335 операций гидроразрыва пласта на 962 скважинах и добыто 91,7 % дополнительной добычи нефти.

Средняя продолжительность эффекта от ГРП за период с 1995–2010 гг. составила 21 месяц, максимальная по залежи объекта ЮВ1 (район скв. 5186) – 28 месяцев и по объекту БВ8 – 22 месяца.

Максимальное количество ГРП приходится на 2007 г., когда была выполнена 171 операция при 100 % успешности, из них 165, или 96,5 %, на объект БВ8, по 3 операции – на объектах БВ81 и ЮВ1 (на западной залежи объекта). В 2007 г. более половины ГРП проведено на новых скважинах (89 операций, или 52,0 %) и 82 обработки на переходящем фонде. При среднем приросте дебита нефти от ГРП в 2007 г. – 26,5 т/сут, по объекту ЮВ1 (западная залежь) получено максимальное приращение дебита нефти 73,9 т/сут.

В 2008 г. ГРП был реализован на объектах БВ8, БВ5, ЮВ1 (в районе скв. № 131Р, 318ПО и на западной залежи объекта). Всего было проведено 133 операции ГРП, из них на переходящем фонде – 67 ед. Наибольшее количество ГРП было проведено на объекте БВ8 (116 операций, или 87,2 %) и дополнительно добыто 351,4 тыс. т нефти с приростом дебита 17,2 т/сут. По объекту ЮВ1 (западная залежь) ГРП выполнен на пяти скважинах с дополнительной добычей нефти 43,6 тыс. т, получен максимальный прирост дебита нефти (62,8 т/сут). После ГРП на трех скважинах объекта БВ5 получено дополнительно 7,0 тыс. т с приростом дебита 15,5 т/сут нефти. Успешно проведен ГРП в скв. № 131Р (объект ЮВ1) с эффектом 5,0 тыс. т, прирост дебита нефти составил 20,4 т/сут. Всего от проведенных в 2008 году ГРП дополнительная добыча составила 416,5 тыс. т с приростом дебита нефти 18,6 т/сут при полной успешности работ.

В 2009 г. выполнено 122 технологические операции. ГРП проводились в основном на новых скважинах, а также при углублениях скважин на нижележащие горизонты, Разбуривании боковых стволов, выводе скважин из консервации и на базовом фонде. Дополнительная добыча при углублениях (17 скважин), при зарезках (4 скважины) и при расконсервации (две операции) с ГРП отнесены на основные мероприятия.

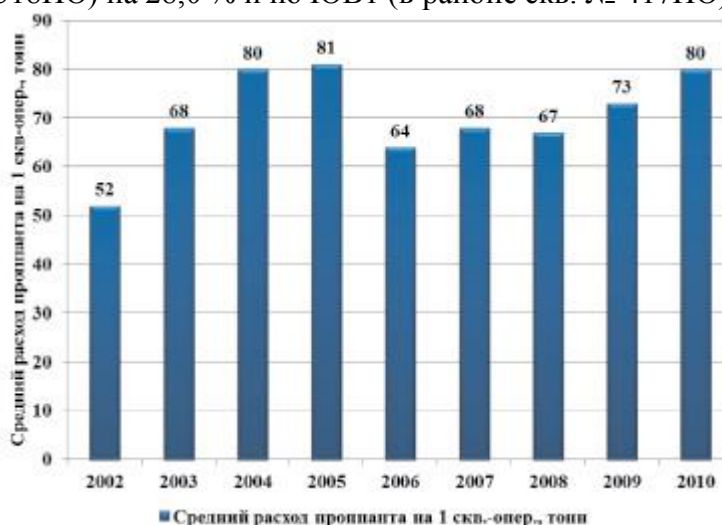
Анализ ГРП проводился по 122 добывающим скважинам, в том числе по 51 скважине нового фонда, по 11 скважинам, находящимся в консервации, по двум скважинам пьезометрического фонда и по 58 переходящим скважинам. Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта оценивалась по скважинам путем

сопоставления базовых дебитов нефти до мероприятия с фактическими после проведения мероприятия.

Максимальный прирост дополнительной добычи дали скважины, введенные из бурения – 276,0 тыс. т нефти, или 65,8 % от дополнительной добычи (удельная добыча нефти составила 5,4 тыс. т/скв), из переходящих скважин дополнительно добыто 103,9 тыс. т (24,7 %) или 1,8 тыс. т/скв, из расконсервированных скважин получено 35,6 тыс. т или 8,5 % (3,2 тыс. т/скв) и из пьезометрических скважин дополнительная нефть составила 1,0 % или 4,3 тыс. т (2,1 тыс. т/скв).

В 2009 г. на объекте БВ8 реализовано ГРП на 117 скважинах, из них 13 углублений, 4 зарезки с приростом дебита 23,6 т/сут и дополнительной добычей 396,0 тыс. т. На объекте БВ81 ГРП выполнены на 4 скважинах (одна из бурения, одна переходящая и две из консервации), дополнительно добыто 6,3 тыс. т, с приростом дебита 7,8 т/сут. На юрских залежах в 2009 г. было проведено два гидроразрыва пласта в новых скважинах (на скв. № 8245 в районе скв. № 417ПО с дебитом 25,3 т/сут и на скв. № 4330 в районе западной залежи объекта с дебитом 53,2 т/сут).

В 2010 г. выполнено всего 93 операции по гидроразрыву пласта. После ГРП в работу запущена 91 скважина, кроме двух неудачных ГРП на скв. № 6385 (объект БВ2) и на скв. № 8369 (объект ЮВ1 в р-не скв. 417ПО). Гидроразрывы проведены на 15 новых скважинах, введенных из бурения на низкопроницаемые пласты: БВ8 – 13, БВ81 – 1 и ЮВ1 в р-не скв. № 417ПО – одна операция, а также при углублениях скважин, бурении вторых стволов и при выводе скважин из консервации. В 2010 г. средний процент обводненности после проведения ГРП увеличился на 39,7 %, в т.ч. по объекту БВ8 на 26,5 %, БВ81 – на 53,3 %, по объекту ЮВ1 (в районе скв. № 318ПО) на 28,0 % и по ЮВ1 (в районе скв. № 417ПО) – на 51,0 %.



При оценке процента обводненности после ГРП на действующем фонде необходимо принимать во внимание, что если идет процесс обводнения скважины (скважина до ГТМ находится в зоне влияния фронта заводнения), то после проведения ГРП низка вероятность, что процесс обводнения продукции останется прежним. Поскольку при ГРП дополнительно подключаются пропластки на длину трещины до 150 м от ствола, где уже присутствует нагнетаемая вода. Практика показывает, что процент обводненности увеличивается более чем на 25 %.

Выводы

Зачастую эффективность работ при проведении ГРП на объектах БВ5, ЮВ1 обусловлена залеганием нижележащих водонасыщенных пропластков, и при проникновении трещины ГРП они становятся основным источником притока, при этом в незначительной мере работают нефтенасыщенные части пласта. Поэтому рекомендуется применять технологии сдерживания вертикального распространения трещины. Для этого могут быть использованы технологии «J-фрак» с применением растворимого волокна в системе рабочей

жидкости ГРП для снижения ее вязкости с одновременным сохранением транспортных свойств, а для объекта БВ5 – применение в случаях с высокой эффективностью рабочей жидкости буфера на основе линейного геля. Также рекомендуется контроль проведения мини-ГРП путем применения термометрии для исследования распространения трещины по высоте и точной калибровки физической модели объекта.

Список использованных источников

1. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П. Эффективность проведения гидроразрыва пласта на вынгапуровском Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584; URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=37526> (дата обращения: 01.04.2018).

УДК 622

ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Шарипов И.Р.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляется через скважины. Призабойная зона скважины – область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Одним из наиболее распространенных методов интенсификации добычи углеводородов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Его используют для создания новых трещин и для расширения старых с целью улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы каналов для облегчения притока. Гидравлический разрыв пласта проводится при давлениях.

Ключевые слова: ГРП, НКТ, разрыв пласта.

UDC 622

THE TECHNOLOGY OF HYDRAULIC FRACTURING

I.R.Sharipov

(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University» in the City of Oktyabrsky)

Abstract. Extracting oil from the reservoir and any effect on him is carried out through the hole. Bottomhole formation zone wells – an area in which all processes are most intense. One of the most common methods of intensification of extraction of hydrocarbons is hydraulic fracturing.

Keywords: hydraulic fracturing, tubing, fracturing.

ГРП как средство поддержания продуктивности скважин.

Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки вязкой жидкости создаются высокие давления, превышающие в 1,5—2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается и в нем образуются трещины.

Промысловая практика показывает, что производительность скважин после гидравлического разрыва увеличивается иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из удаленных высокопродуктивных зон.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется для поддержания продуктивности скважин так, как показала практика проведение ГРП выгоднее, чем строительство новой скважины как с экономической стороны так и с точки зрения разработки. Но проведение гидравлического разрыва требует очень тщательного изучения термодинамических условий и состояния призабойной зоны скважины, состава пород и жидкостей, а так же

систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении. Осуществление гидравлического разрыва пласта рекомендуется в следующих скважинах:

- Давших при опробовании слабый приток
- С высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора
- С загрязненной призабойной зоной
- С заниженной продуктивностью
- С высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими)
- Нагнетательных с низкой приёмистостью
- Нагнетательных для расширения интервала поглощения

Целью проведения гидравлического разрыва является увеличение продуктивности скважин, с воздействием на призабойную зону скважины – изменение свойств пористой среды и жидкости (свойства пористой среды изменяются при гидроразрыве за счет образования системы трещин).

Допустим, что успех или неуспех гидроразрыва мы связываем с двумя факторами: предшествующим дебитом скважины и толщиной пласта. В действительности эффективность гидроразрыва зависит, конечно, не от двух, а от многих факторов: давления нагнетаемой жидкости, темпа закачки, процента песка в этой жидкости и т.д.

Технология и техника проведения ГРП

Гидравлический разрыв проводят в пластах с различной проницаемостью в случае падения дебита или приемистости нагнетательных скважин.

До проведения гидроразрыва скважину испытывают на приток, определяют ее приемистость. С этой целью агрегатом закачивают тех. жидкость до получения на устье некоторого избыточного давления, при котором скважина начинает принимать. В течение 10—20 мин замеряют расход при постоянном давлении нагнетания. После подключения второго агрегата и увеличения количества закачиваемой жидкости поднимают давление на 2—3 МПа и вновь определяют расход.

Процесс увеличения расхода жидкости и давления повторяют несколько раз, и в конце исследования создают максимально возможное давление, при котором вновь замеряют расход. По полученным данным строят кривую зависимости приемистости скважины от давления нагнетания. По данным приемистости скважины до и после разрыва определяют требуемое количество жидкости и давление, необходимые для проведения ГРП, а также судят о качестве проведенного разрыва и об изменениях проницаемости пластов призабойной зоны после разрыва. За давление разрыва пласта условно принимают давление, при котором коэффициент приемистости скважины увеличивается в 3-4 раза по сравнению с начальным.

Забой скважины очищают от грязи способом дренирования и затем промывают. В отдельных случаях для увеличения фильтрационных свойств пластов рекомендуется предварительно обработать скважину соляной или грязевой кислотой и провести дополнительную перфорацию. Осуществление этих мероприятий способствует снижению давления разрыва и повышению его эффективности.

После промывки, очистки и проверки специальным шаблоном в скважину спускают насосно-компрессорные трубы диаметром 89 мм, по которым прокачивается жидкость разрыва. Для предохранения обсадной колонны от воздействия большого давления над разрываемым пластом устанавливают пакер, который разобщает фильтровую зону пласта от ее вышележащей части. Благодаря этому давление, создаваемое насосами, передается только на пласт и на нижнюю поверхность пакера.

В процессе закачки рабочей жидкости для гидроразрыва создающийся перепад давления между внутренней частью якоря и кольцевым зазором в эксплуатационной колонне деформирует резиновую трубку, выдвигая плашки до упора в стенку колонны. Плашки, врезаясь своими острыми зубцами в стенки труб, удерживают якорь и соответственно пакер от выталкивания вверх по скважине.

После спуска труб с пакером и якорем устье скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания в скважину жидкости разрыва.

Выбор технологии ГРП

Технология гидроразрыва пласта осуществляется следующим образом. Поскольку при ГРП в большинстве случаев возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, то предварительно в скважину спускают НКТ способные выдержать это давление. Выше кровля пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер (запрещается установка пакера на стыковочных муфтах колонны), изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и устройство, предупреждающее его смещение и называемое гидроякорем. По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва объемах, достаточное для создания давления разрыва пласта. В момент разрыва на поверхности отмечается как увеличение расхода жидкости при том же давлении на устье скважины или резкое уменьшение давления на устье при том же расходе.

Список использованных источников

1. Бухаленко Е.И., Вергинова В.В. Нефтепромысловое оборудование. М.: Изд-во Искра, 2000 г. - 421 с.
2. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика повышения нефтеотдачи. - М.: Недра, 2000 г. - с. 18-21.
3. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Изд-во ТПУ, 2006. - 166 с.
4. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. - Мегион: Изд-во Мегион_Экспресс 2002 г. - 432 с.
5. Молодых П.В. Отчет пробной эксплуатации Майского месторождения. 2007 г. - 397 с.
6. Отчеты по ГРП ЗАО СП МеКаМиннефть - Мегион. Изд-во Мегион_Экспресс, 2007 г. - 110 с.
7. Показатели текущего состояния разработки Майского месторождения. 2005-2007 гг. и первый квартал 2008 г.
8. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. - М., Недра, 2001 г. - 308 с.
9. Усачев П.М. Константинов С.В. и др. «Инструкция по технологии глубоко проникающего гидравлического разрыва пласта» - Москва, 2003 год.
10. Материалы преддипломной практики.
11. Интернет ресурсы.

УДК 622.276

МЕТОД АНАЛИТИЧЕСКОГО РАСЧЕТА НАЧАЛЬНОГО И ПРЕДЕЛЬНОГО ГРАДИЕНТОВ ДАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Шевченко О.Н.

(аспирант кафедры РиЭниГМ ФГБОУ ВПО СамГТУ)

Аннотация. В работе представлена возможность использования в гидродинамических расчетах опции для моделирования нелинейного закона фильтрации. Произведен аналитический расчет начального и предельного градиентов давления, на примере месторождения им. В.Н. Виноградова. Получена зависимость, отражающая динамику градиентов давления от проницаемости коллектора.

Ключевые слова: нелинейная фильтрация, начальный градиент давления, предельный градиент давления.

THE METHOD OF ANALYTIC CALCULATION OF INITIAL AND ULTIMATE GRADIENT TO PRESSURE CONDITIONS OF FLUID FILTRATION IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS.

Shevchenko O. N.

(postgraduate student of the Department of development and operation of oil and gas fields of Samara State Technical University)

Abstract. The paper presents the possibility of using the option for modeling of the nonlinear filtration law in hydrodynamic calculations. The analytical calculation of initial and limit pressure gradients has made by the example of the V. N. Vinogradov field. The dependence reflecting dynamics of pressure gradients on reservoir permeability has obtained.

Keywords: nonlinear filtering, the initial pressure gradient, limiting gradient of pressure.

В последние годы увеличилось число вводимых в разработку пластов с низкопроницаемыми коллекторами. Построение гидродинамической модели такого месторождения вызывает затруднения, ввиду того, что характер и законы фильтрации в низкопроницаемых коллекторах отличаются от характера фильтрации в средне- и высокопроницаемых коллекторах [1-9], а все симуляторы базируются на линейной зависимости и качество прогнозных показателей достаточно низкое. Для построения модели использовался программный комплекс Tempest MORE. Для решения проблемы – учета нелинейной фильтрации в низкопроницаемом коллекторе, использовалась опция OVPG для фильтрации высоковязкой нефти, включающая три параметра – множитель на поток нефти (F_0), начальный градиент давления (GP_0) и предельный градиент давления (GP_1) (Рис. 1).

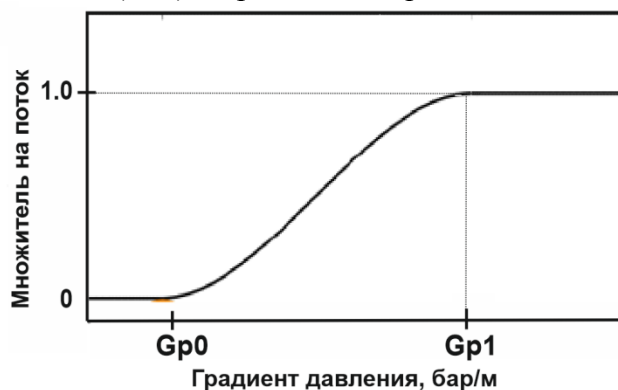


Рис. 1 - Опция OVPG в программном комплексе Tempest MORE

Подвижность нефти (F_0) увеличивается при достижении начального градиента (GP_0) и достигает максимума при предельном (GP_1).

Адаптация модели осуществлялась путем определения зависимостей для предельного и начального градиентов давлений от проницаемости. Основываясь на работах [8-11], расчётным методом получена зависимость критического градиента давления от проницаемости.

ГДМ строилась для залежи пласта АС₃ месторождения им. В.Н. Виноградова (Рис. 2). Запасы относятся к категории ТРИЗ. Используя параметры данного месторождения получили зависимость предельного градиента давления от проницаемости коллектора (Рис. 3).

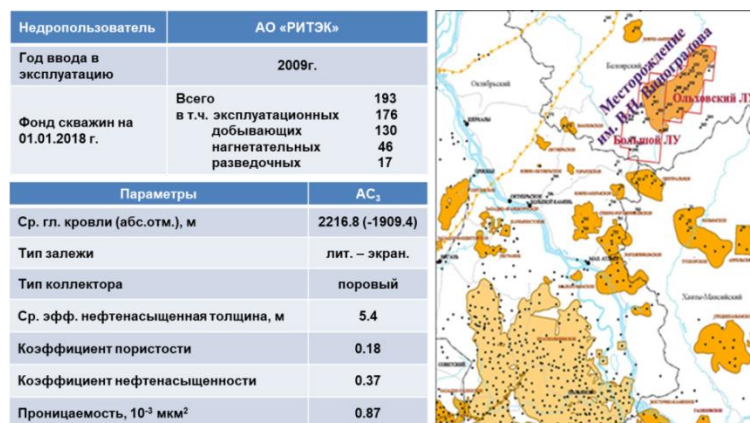


Рис. 2 - Общие сведения о залежи.

Предельный градиент давления характеризует параметры изменения фильтрационного течения.

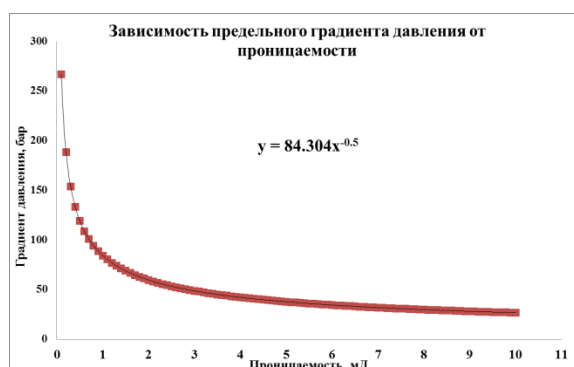


Рис. 3 - Зависимость предельного градиента давления от проницаемости.

Для определения начального градиента сдвига пластовой нефти так же варьировали проницаемость, расчет базировался на степенном законе фильтрации с использование теоретических принципы флюидодинамики медленных потоков представленные в работе [12]: фильтрация жидкости в пористой среде происходит за счет наличия гравитационного поля, выражаемого через градиент гидравлического напора; зависимость скорости фильтрации от градиента гидравлического напора выражается через закон фильтрации Ф.Форхгеймера; начальный градиент фильтрации – градиент гидравлического напора ниже которого фильтрация отсутствует, описывает взаимодействие между флюидом и геологической средой; движение флюида постоянно, лишь меняется характер течения, переходя из фазовой к дискретно-молекулярному массопереносу (Рис. 4).

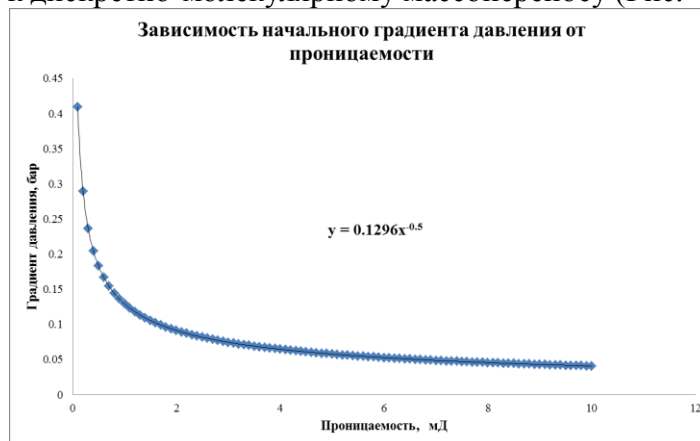


Рис. 4- Зависимость начального градиента давления от проницаемости.

Использование представленных зависимостей явилось дополнительным средством совершенствования ГДМ как в части адаптации истории разработки, так и при проведении прогнозных расчетов.

Список использованной литературы.

1. Feng Wenguang. The problem of non-Darcy flow at low velocity non fixed single medium, dual medium / Wenguang Feng, Jiali Ge // Petroleum exploration and development. – 1985. – № 1.
2. Yang Qinglai. A Laboratory study on percolation characteristics of single phase flow in low-permeability reservoirs / Qinglai Yang, Qiuxuan He // Journal of Xi'an Shiyou University. – 1990. – № 2.
3. Wei Xiong. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs / Xiong Wei, Qun Lei, Xiangui Liu et al. // Petroleum exploration and development. – V. 2009-36. – № 2.
4. Байков В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров и др. // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – Вып. 31. – № 2. – С. 4–7.
5. Ge Jiali. Study on the fluid flow in low permeability reservoir / Jiali Ge, Zhaodong Yao // Petroleum exploration and development. – 2001. – № 4.
6. Wu Jingchun. Low velocity non-Darcy percolation characteristics of low permeability reservoir of single-phase fluid / Jingchun Wu, Man Yuan // Journal of Daqing Petroleum Institute. – 1999. – № 23 (2). – P. 82–84.
7. Григорьев Б.А. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы - коллекторы / Б.А. Григорьев, Д.М. Орлов, Н.В. Савченко и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.
8. Байков В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения / В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских и др. // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – Вып. 31. – № 2. – С. 9–12.
9. Ли Сюаньжань Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах / Ли Сюаньжань // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 113–121.
10. Шевченко О. Н. Определение значений критических градиентов давления и скорости фильтрации неньютоновской жидкости / О. Н. Шевченко // Международный научно-исследовательский журнал. - Екатеринбург, 2016. – Вып. 3(45), ч. 2. – С. 120-124.
11. Шевченко О. Н. Определение критических значений скоростей фильтрации в условиях нарушения закона Дарси / О. Н. Шевченко // Успехи современной науки и образования. – 2016. – № 2. – С. 140-145.
12. Чилингар Г.В. Аномально высокие пластовые давления в природных геофлюидодинамических системах / Г.В. Чилингар, Н.А. Еременко, А.Г. Арье // Геология нефти и газа. – 1997. – № 5. – С. 19–27.

УДК 622.276.43

ЧИСЛЕННАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПЛОТНЕНИЯ СЕТКИ ВЕРТИКАЛЬНЫМИ И СКВАЖИНАМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ЯМАШИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Шешдиров

В.Н. Петров
(Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма,
зав. сектором, зав. лабораторией, к.т.н)

Аннотация. Проведены исследования по влиянию интерференции между скважинами на эффективность разработки месторождения путем уплотнения сетки вертикальными и скважинами с горизонтальным окончанием.

Ключевые слова: Коэффициент нефтеизвлечения, уплотнение сетки скважин, скважина с горизонтальным окончанием, относительное увеличение добычи, фильтрационные линии тока.

UDC 622.276.43

**NUMERICAL ASSESSMENT OF INFLUENCE OF THE INTERFERENCE ON
EFFICIENCY OF CONSOLIDATION OF THE GRID VERTICAL AND WELLS WITH
THE HORIZONTAL TERMINATION ON CARBONATE DEPOSITS OF THE BASHKIR
CIRCLE OF THE YAMASHINSKY FIELD**

Ramiz Iskenderovich Sheshdirov

Vladimir Nikolaevich Petrov

*(Manager of sector of department of development of oil fields,
Head of the laboratory of department of development of oil fields
TatNIPIneft Research & Design Institute)*

Abstract. Researches after interference influence between wells on efficiency of development of a field by grid consolidation vertical and wells with the horizontal termination are conducted.

Keywords: Oil recovery, consolidation of a grid of wells, well with the horizontal termination, relative increase in production, filtrational lines of current.

С целью изучения влияния заводнения на процесс вытеснения нефти из карбонатных коллекторов башкирского яруса Ямашинского месторождения в 1982 г. началось разбуривание опытного участка по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 200×200 м [1].

В связи с тем, что разработка опытного участка с добывающими вертикальными скважинами (ВС), разбуренными по квадратной сетке 200×200 м, не позволила достичь утвержденного КИН, в работе рассмотрены альтернативные варианты разработки данного участка с применением скважин с горизонтальным окончанием (СГО). Схематизация альтернативных вариантов разработки опытного участка Ямашинского месторождения приведено на *рис. 1*.

По результатам прогнозных расчетов по вариантам с уплотнением ПСС определен вариант, по которому достигаются наилучшие технологические показатели и происходит наиболее полная выработка запасов нефти с достижением наивысшего конечного КИН [2].

Для оценки эффективности того или иного варианта разработки необходимо оценить влияние ряда факторов, на которые влияют конечные технологические показатели – на накопленную добычу нефти.

В связи с этим для оценки эффективности бурения уплотняющих скважин по количеству добытой нефти за весь срок эксплуатации более детально остановимся на учете влияния интерференции между дополнительными и ранее пробуренными скважинами основного фонда.

С целью оценки влияния интерференции, пробуренные и предлагаемые к бурению скважины сведены в отдельные группы. Причем, 13 скв. группы 1 участвуют в разработке участка по 7 вариантам, 16 скв. группы 3 – в 4 вариантах, 12 скв. (СГО) группы 4 – в 4

вариантах, 4 скв. группы 2_2 - в 3 вариантах, 11 скв. группы 2 - в 2 вариантах, 12 скв. (СГО) группы 5 - в 2 вариантах.

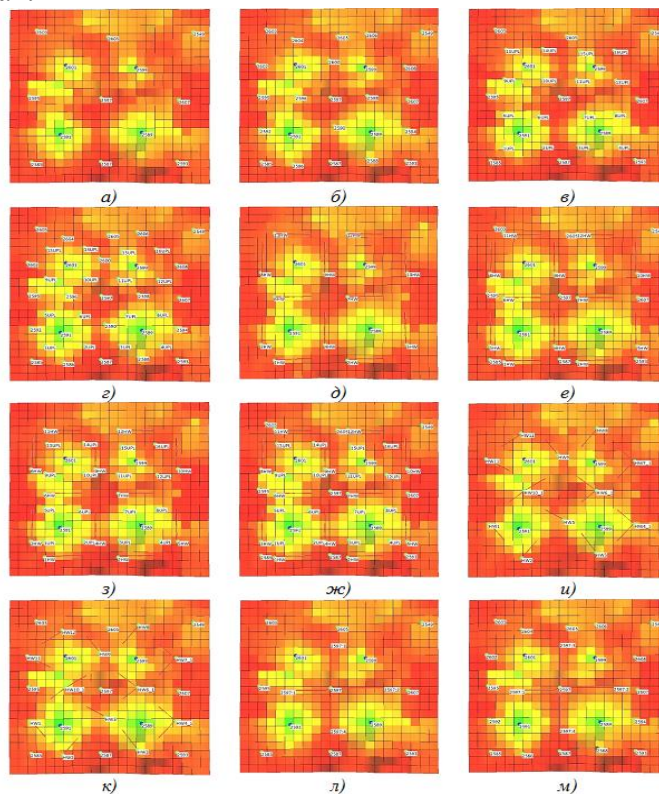


Рис. 1. Схематизация вариантов разработки опытного участка Ямашинского месторождения:

а) вариант 1; б) вариант 2; в) вариант 3; г) вариант 4; д) вариант 5; е) вариант 6; з) вариант 7; ж) вариант 8; и) вариант 9; к) вариант 10; л) вариант 11; м) вариант 12

Из рис. 2 можно заметить, что по 1 группе скважин (варианты 1, 2, 3, 4, 6, 8, 10) после каждого нового дополнительного уплотнения той или иной группой скважин происходит потеря части накопленной добычи нефти.

Рассмотрим более подробно скважины группы 1, 3 и 4, по которым проведем оценку степени влияния добавляемых уплотняющих скважин на технологические показатели разработки участка.

Рассмотрим, как изменяется накопленная добыча нефти на конец разработки при уплотняющем бурении по 3 выбранным группам для вариантов 2, 3, 4, 6, 8, 10.

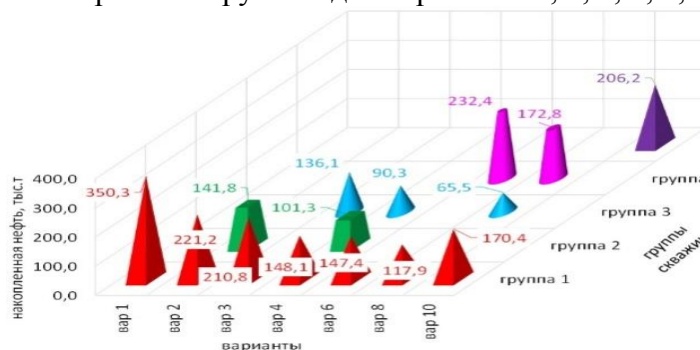


Рис. 2. Распределение накопленной добычи нефти по выбранным группам по каждому варианту

Для этого введем величину, характеризующую отклонение от базового варианта в долях базового варианта, определяемую по формуле [3]:

$$\eta = \frac{\alpha_i^t - \alpha_{база}^t}{\alpha_{база}^t}, \quad (1)$$

где α_i^t - текущий технологический показатель (накопленный отбор нефти и др.) для каждого из рассматриваемых вариантов (2, 3, 4, 6, 8, 10). Сравнение накопленной добычи нефти будем проводить в абсолютных единицах.

На рис. 3 представлено распределение относительного изменения накопленной добычи нефти на конец разработки для 3 групп скважин по вариантам 2,3,4,6,8,10. Из рисунка видно, что для групп 3 (варианты 4,7,8) и 4 (варианты 6,7,8) относительное изменение увеличивается по линейным зависимостям (2) и (3), а для 1 – по логарифмической зависимости (4):

$$y = -0,0577x - 0,1546, R^2=0,9312, \quad (2)$$

$$y = -0,0885x - 0,0818, R^2=0,6339, \quad (3)$$

$$y = -0,124 \cdot \ln(x) - 0,3732, R^2=0,6265. \quad (4)$$

Стоит заметить, что в варианте 8 происходит заметное увеличение относительного изменения, связанное с тем, что в данном варианте имеются вертикальные уплотняющие скважины и скважины с горизонтальным окончанием, которые входят в группы 3 и 4. Некоторое снижение относительного изменения наблюдается в варианте 7, в котором предусматриваются СГО в соответствии с вариантом 8.

Таким образом по результатам численных экспериментов выявлена логарифмическая зависимость накопленной добычи нефти от ПСС для скважин выбранных групп, которая присуща для группы с бурением ВС.

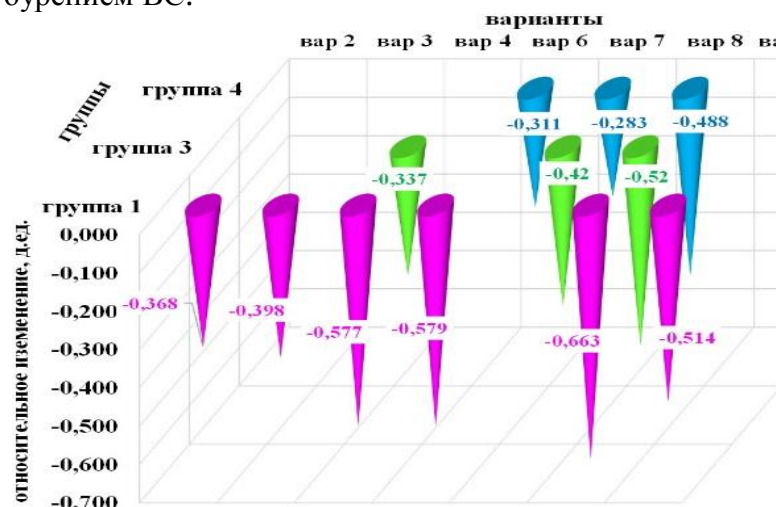


Рис. 3. Распределение относительного изменения накопленной добычи нефти по группам 1, 3, 4 для вариантов 2, 3, 4, 6, 8, 10

Доказано, что при уплотнении существующей ПСС, чтобы исключить влияние интерференции, необходимо рассматривать не только местонахождение уплотняющих скважин, но и время их бурения и ввода в эксплуатацию, а также время организации системы ППД.

Список использованных источников

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Ямашинского нефтяного месторождения [Текст]: отчет /ТатНИПИнефть; отв. исполнители Шешдиров Р И., Хамидуллина А. Ф. – Бугульма, 2016 г. – 512 с.
2. Хабибрахманов А.Г. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений // А.Г. Хакбибрахманов,

А.Т. Зарипов, И.Н. Хакимзянов, Р.И. Шешдиров, Д.К.Шайхутдинов, А.Ф. Яртиеv / – Казань: Изд-во «Слово». - 2017. - 200 с.

3. Хакимзянов И. Н. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования // И. Н. Хакимзянов, Р. С. Хисамов, И.М. Бакиров, Д. А. Разживин, Д. Т. Киямова / – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. - 2014. - 250 с.

4. Хабибрахманов А.Г. Исследование эффективности опытно-промышленных работ по уплотнению сетки скважин на башкирских отложениях Соколкинского месторождения с использованием геолого-технологической модели // А.Г. Хабибрахманов, И.Н. Хакимзянов, Р.И. Шешдиров / НТЖ Георесурсы. 2017. Т.19. №3. С. 292-300.

5. Мухаметшин В.Ш. О выборе плотности сетки скважин на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти // В.Ш. Мухаметшин / Нефтяная промышленность. Серия: Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1984. №1. С. 3-4.

УДК: 580.832: 378.147

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕПРЕРЫВНЫХ ГИРОСКОПИЧЕСКИХ ИНКЛИНОМЕТРОВ

Х.Н. Ягафарова, И.Г. Арсланов

*(Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в
г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассматриваются непрерывные гироскопические инклинометры, позволяющие проводить геофизические исследования по поиску запасов нефти и газа в пластах месторождений. Особое внимание уделяется устройству и принципу работы блока гироскопии. Авторы приводят ряд особенностей использования инклинометров на примере инклинометра ИГН 73-100/80, которые влияют на качество и точность полученных измерений.

Ключевые слова: скважина, прибор, гироскопический непрерывный инклинометр, датчик информации, перекоc, измерение, погрешность.

UDC: 580.832: 378.147

ACTUAL ISSUES OF USAGE OF CONTINUOUS GYROSCOPIC INCLINOMETER

Kh.N. Yagafarova, I.G. Arslanov

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The article deals with continuous gyroscopic inclinometers that allow geophysical studies to search for oil and gas reserves in the reservoirs of fields. Particular attention is paid to the device and the principle of operation of the gyroscopy unit. The authors give a number of features of the use of inclinometers on the example of the inclinometer IGN 73-100/80, which affect the quality and accuracy of the measurements.

Keywords: borehole, apparatus, continuous gyroscopic inclinometer, sensor, information bias, measurement error.

Необходимые сведения о запасах полезных ископаемых в нефтегазовом деле получают проведением разведывательных работ методом бурения скважин. Для этого в районе исследования на выбранной площади производят бурение скважин, из которых на разной глубине берут для анализа пробы грунта. Однако вследствие различных механических свойств пород, в частности твердости, через которые проходит разведывательная скважина, ее ось отклоняется от запланированного направления.

Искривление скважины не дает достоверной информации о количестве запасов нефти и газа в пластах данного месторождения.

В нефтяной промышленности применяется целый ряд дистанционной аппаратуры для проведения геофизических исследований, который позволяет ускорить геологические поиски, среди внедрённого оборудования особое место занимают гироскопические приборы. Использованием гироскопов в геофизических и геологических приборах занимались советские учёным и инженеры, такие как Б. И. Никифоров, Б. К. Викулин, А. З. Туниманов, В. Н. Лавров, В. В. Шатихин, П.А. Ильин, И.Я. Стариков и А. И. Королёв. Бесценные труды этих великих людей позволили быстро и беспрепятственно вывести гироскопические приборы, предназначенные для геологических и геофизических исследований, из стадии опытных разработок и внедрить их в широкомасштабное производство [4, с. 121].

Известно, что для составления ясного суждения о характере искривления скважины необходимо было знать значения: α – угла наклона плоскости искривления к меридиану NS и β – угла наклона запроектированного направления, т.е. к вертикали ZZ1 [7, с. 20]. Для замера обоих углов были созданы приборы, называемые инклинометрами, в основе которых лежало использование магнитной стрелки и маятника.

В Советском Союзе, Чехословакии и ряде других стран появились гироскопические инклинометры, из которых лучшие результаты показал экспонировавшийся на Брюссельской выставке советский гироинклинометр завода «Геологоразведка». Сегодня в нефтепромысловом оборудовании наибольшее распространение получили гироскопические непрерывные инклинометры ИГН 73-100/80, общий вид блока гироскопии данного прибора приводится на рис.1.

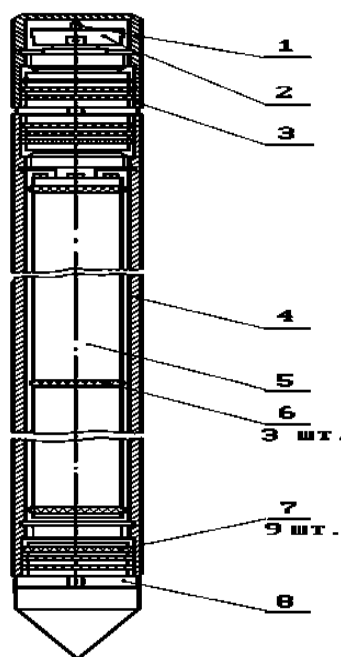


Рис. 1. Общий вид блока гироскопии прибора скважинного инклинометра ИГН 73-100/80: 1 – фиксатор; 2 – гайка; 3 – заглушка; 4 – кожух; 5 – блок гироскопии; 6 – кольцо; 7 – кольцо; 8 – втулка.

Скважинный инклинометр ИГН 73-100/80 является управляемой программой прибором, который сам наводится на географический меридиан и предназначен для определения траектории скважины в непрерывном автоматическом режиме в процессе измерения с регистрацией глубины скважины, азимута, зенитного угла, а также угла поворота отклонителя.

Во время работы инклинометра результаты замера записываются в файлы регистрации, так как они являются первичным материалом гироинкливо-метрического исследования скважины. По окончании замера эти файлы используются для различных графиков зависимостей параметров замера от времени и глубины.

Непрерывный способ измерения траектории скважин гироскопическим инклинометром ИГН 73-100/80 имеет ряд особенностей, на которые необходимо обратить внимание. В первую очередь, на точность замера влияет характера движения прибора. Начальная ориентация азимута (выставка) происходит автономно на устье скважины при полной неподвижности скважинного прибора. Одновременно с самонастройкой на географический меридиан происходит калибровка нулевых сигналов датчиков и оценка дрейфа гироскопа. После процессов самонастройки и калибровки система «помнит» направление на истинный север до окончания все замеров. При этом принцип действия инклинометра состоит в том, что некомпенсированное изменение дрейфа гироскопического датчика время от времени накапливает ошибки в направлении азимута. Поэтому, чем выше скорость движения по стволу скважины и, соответственно, меньше время измерения, тем меньшее количество ошибок будет накоплено. При этом траектория скважины, измеренная на спуске, как правило, более реальная, чем траектория скважины на подъеме.

Так как скважинный прибор имеет определенную тепловую инерцию, то максимальная температура внутри прибора набирается не на забое, а уже при движении его по стволу скважины при подъеме. При этом, как показали результаты многочисленных замеров глубоких и «горячих» скважин, разница окружающей температуры на забое и внутри прибора достигает 15 – 25 °С. Учитывая, отрицательное влияние изменения температуры прибора на точность измерения, наиболее предпочтительно движение прибора по скважине с максимально возможной скоростью.

В этих условиях основная задача оператора состоит в использовании интерактивных возможностей системы с целью не допустить дрейфа по азимуту. Оператору выдаются координаты оси ствола скважины, а на подъеме дополнительно выдается величина расхождения с траекторией, измеренной на спуске. Следует учесть, что измерение траектории на подъеме служит оператору для самоконтроля. Величина расхождения координат на выходе инклинометра к устью служит критерием качества измерения и профессионализма оператора.

Высокая скорость движения по стволу при проведении инклинометрии скважин ограничивается вероятностью возникновения перекоса прибора относительно центральной оси ствола на спуске. Механика возникновения такого перекоса состоит в следующем. Во время движения прибор находится под действием нескольких моментов сил:

- момент силы давления кабеля;
- момент силы тяжести;
- момент архимедовой силы;
- момент силы гидродинамического сопротивления жидкости в скважине (нефть, буровой раствор и т.д.).

При движении прибора вниз момент силы давления кабеля и момент силы сопротивления могут быть противоположны по знаку моменту силы тяжести, а также могут превысить последний по величине. Результирующий момент приведет к указанному перекосу. Величина перекоса зависит от разности диаметров скважины и самого прибора, длины прибора. Так, при длине прибора 2500 мм и внутреннем диаметре колонны 178 мм максимальный перекоос может достигать 2,4°. Эту величину можно отнести к методической ошибке определения, как зенитного угла, так и азимута в зависимости от траектории скважины. При малой длине спущенного в скважину кабеля прибор движется вниз под собственным весом и перекоос минимален. При большой длине спущенного в скважину кабеля и большой скорости прибор движется вниз под действием силы давления кабеля и

перекос возрастает. Кроме того, известны случаи, когда при большой вязкости жидкости кабель может начать обгонять прибор и вызвать его заклинивание в скважине.

Таким образом, чем больше длина спущенного в скважину кабеля, скорость движения прибора вниз, плотность заполняющей жидкости, тем выше переко́с. При движении прибора вверх переко́с минимален. Поэтому под максимально возможной скоростью спуска или подъема прибора понимается скорость движения не выше 6000 м/с, которая исключает возникновение переко́са и удовлетворяет действующим требованиям техники безопасности при проведении инклинометрических исследований скважин. В то же время применение груза (утяжелителя-удлинителя) и (или) центраторов может повысить скорость движения прибора без возникновения переко́са.

Во-вторых, основной выходной информацией непрерывного скважинного инклинометра является траектория скважин, а не углы отклонения, как это принято в точечных приборах. Это обусловлено спецификой применяемых алгоритмов в условиях высокой скорости движения скважинного прибора по стволу и, соответственно с его высокой динамикой при движении. Траектория скважины определяется по элементам матрицы ориентации, как и вычисляется зенитный угол и азимут. Указанные углы выдаются как вторичные параметры, причем азимут присутствует всегда, когда есть отклонение прибора от вертикали (зенитный угол). Поскольку в матрице ориентации отсутствуют элементы неопределенности при любых углах, в том числе и при «нулевом» зените, погрешности построения траектории в математическом смысле не зависят от величин углов. Поэтому основная погрешность инклинометра выражается не в виде погрешности измерения углов, а в виде расхождения по координатам с эталонной траекторией скважины в зависимости от пройденного пути. По этой же причине основным критерием достоверности замера является соответствие параметров траектории на участках спуска и подъема прибора. Поскольку измерение первичной информации происходит непрерывно, то и построение траектории отличается от точечного метода. Информация выдается один раз в секунду, но данные измерения - лишь усредненное значение за такт движения. Поэтому каждое измерение лишь условно можно считать точкой.

Аппаратная часть инклинометра не имеет каких-либо существенных зон застоя в датчиках информации, снижающих точность замера, в том числе вблизи нулевого зенитного угла. Наиболее существенное влияние на точность имеет качество юстировки прибора, в том числе и по зениту. В лабораторных условиях привязка осей чувствительных элементов к центральной оси прибора осуществляется по базе внешней образующей защитного кожуха с точностью не хуже 0.05° . Такого рода инструментальные погрешности минимизируются в результате вращения прибора на геофизическом кабеле во время движения по скважине. Вращение прибора вокруг продольной оси возникает под воздействием раскручивающегося кабеля. При этом гироскоп с чувствительными элементами остается неподвижным. Такое относительное движение создает модуляцию данной погрешности, и ее средняя величина за оборот при непрерывном режиме измерения стремится к нулю. Однако они не могли в полной мере удовлетворить возросшим требованиям современных задач, так как магнитная стрелка, реагируя на залежи железных масс, искажала действительную величину угла α . Одновременно требовалось значительное время выдержки прибора в неподвижном положении, необходимое для успокоения колебаний магнитной стрелки и маятника. Все это удлиняло контроль и не позволяло производить его автоматически по всей глубине скважины.

В настоящее время, когда на производстве необходима высокая точность работы оборудования, уже недостаточно исследование законов движения идеализированного гироскопа без учёта конструктивных и технологических погрешностей, порождающих отклонение его главной оси от заданного направления в пространстве. Новейшие методы анализа, основанные на использовании математических вычислительных и моделирующих машин, позволяют глубоко изучить динамические процессы, протекающие в

гироскопических системах, и выяснить влияние возмущающих факторов на поведение гироскопа.

Список использованных источников

1. Метод повышения точности инклинометрии скважин гироскопическим непрерывным инклинометром ИГН-73-100/80 / И.В. Цыбряева, А.А. Гуськов, С.В. Кривошеев, А.Ю. Стрелков // *КАРОТАЖНИК* Издательство: Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (Тверь). 2013. – № 4 (226). С. 81-89.
2. Применение гироскопических приборов в быту и технике [Текст] / Р.Я. Абдюкова, Т.Ф. Шайхутдинов, Е.Г. Саетгареев, Е.Ю. Подребинников // 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. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 153-158.
3. Вильданов, И.Г. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов [Текст] / И.Г. Вильданов, Е.Л. Гусейнова // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 2. – С. 12-15.
4. Павлов В. А. Теория гироскопов и гироскопических приборов. 2-е изд., испр. И доп. – Л.: Судостроение, 1964. – 497 с., ил.
5. Сивухин, Д. В. Общий курс физики: учебное пособие. В 5 т. Т. I. Механика. – 4-е изд., стереот. – М.: ФИЗМАТЛИТ; Изд-во МФТИ, 2005. – 560 с. – ISBN 5-9221-0225-7; 5-89155-078-4.
6. Юсупов, Р.Н. О роли фундаментальной науки в современном образовании нефтегазового профиля [Текст] / Р.Н. Юсупов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 195-199.
7. Ягафарова, Х.Н. Применение гироскопа в горном деле [Текст] / Х.Н. Ягафарова, А.М. Зиятдинов, И.Ф. Фаткуллин // Мир современной науки. – 2016. – № 6 (40). – С. 19-23.
8. <http://moryak.biz/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid=306>

УДК 622.276

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ УСТРАНЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА СТРУКТУРУ СМОЛ

Д.И. Якубова, И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова, Л.В. Мурдашева, Р.Р. Гафаров, Р.Р. Шайдуллин

(«Уфимский государственный нефтяной технический университет», филиал г. Октябрьский)

Аннотация. Общеизвестно, что каждая тонна добываемой нефти сопровождается несколькими кубическими метрами попутнодобываемой воды различного генезиса. Одним из экологических методов изоляции притока воды является применение композиций на основе смол. Рассмотрены достоинства рассматриваемой технологии и причины снижения её эффективности.

Ключевые слова: попутнодобываемая вода, изоляция, структура, температура, смола.

UDC 622.276

PERSPECTIVE DIRECTIONS TO ELIMINATE THE PROBLEM OF THE EFFECT OF TEMPERATURE

ON THE STRUCTURE OF RESINS

DI. Yakubova, I.G. Fattakhov, L.S. Kuleshova, L.V. Murdasheva, R.R. Gafarov, R.R. Shaydullin

("Ufa State Petroleum Technical University", a branch of the city of October)

Abstract. It is common knowledge that every ton of oil produced is accompanied by several cubic meters of associated water of various genesis. One of the eco-friendly methods of isolating the inflow of water is the use of resin-based compositions. The advantages of the considered technology and the reasons for its effectiveness decrease are considered.

Keywords: associated water, insulation, structure, temperature, resin.

В нашей стране основная доля нефтяных месторождений нефти находится на поздней стадии разработки, что определяет большое количество добываемой воды [1].

С целью сокращения содержания воды в добываемой продукции осуществляют ремонтно-изоляционные работы, в которых используются недостаточно эффективные тампонирующие составы. Вследствие этого перед наукой стоит задача по созданию новых тампонирующих смесей на основе полимеров для действенного перекрытия подступов воды.

Физико-химические свойства материала определяют разделение способов локализации водопритока в скважину на два вида: селективные и неселективные.

Неселективный способ заключается в использовании композиционного материала, образующего экран, который длительное время не разрушается в пласте. Таким композиционным материалом является состав, в основу которого положена ацетоноформальдегидная смола [2].

Свойства такой смеси и образование из него твердых продуктов отлично от тампонирующих составов на минеральной основе, вследствие чего появилась вероятность достигнуть высоких характеристик при РИР.

Достоинство смолы – невысокая цена, безопасность с экологической точки зрения, значительная способность к проникновению в пласт [4]. Основной проблемой использования смол является самонагрев, что ведет за собой разрушение структуры полимера, возникновение больших напряжений и как следствие растрескивание изделия.

Рассмотрим некоторые причины повышения температуры смеси:

- 1) экзотермическая реакция отвердевания смолы;
- 2) увеличение молекулярной массы в результате набухания;
- 3) образование межмолекулярных водородных связей;
- 4) коллоидность системы;
- 5) кристаллизация полимера [3].

Авторы работы предлагают следующие пути решения проблемы:

- 1) Использование активного наполнителя.

Результативным наполнителем АЦФ смолы является фенолоспирт [5]. Рациональное содержания фенолоспирта - 10-20% по массе полимера. Так, например, повышение содержания фенолоспирта до 20% в результате взаимодействия гидроксильных групп смолы с водородом ядра фенола приводит к росту прочности смеси [6].

- 2) Добавление пластификаторов.

Пластификаторы - вещества снижающие взаимодействия молекул до требуемой степени. Добавление пластификаторов в полимер снижает вязкость, температуру стеклования, хрупкость в стеклообразном состоянии, но и понижает прочность, повышается риск возрастания деформаций. Результатом уменьшения температуры, по достижении которой полимер начинает стекловаться, является расширение пределов границ температуры, в которых смола может находиться в высокоэластичном состоянии, также повышается стойкость к морозу [7].

- 3) Приготовление смеси из 2-х и более полимеров.

С целью достижения необходимых физических и механических свойств применяют сплав двух и более полимеров. Зачастую добавление всего 10% полимера к другому, кардинально меняет свойства всей системы. Но чаще всего смешивание полимеров не удается и создается препятствие на пути к получению истинно гомогенной смеси [8]. Поэтому смеси из различных полимеров должны обладать хорошей адгезией. Эту проблему можно решить путем добавления в смесь компатибилизатора, который совмещает полимеры [9].

4) Использование растворенного в воде гидроксида натрия.

Существует новый способ приготовления композиционной смеси, включающий смешение ацетоноформальдегидной смолы с едким натром и водой, в результате чего достигается увеличение эффективности и качества РИР, вместе с тем уменьшается и влияние выделения теплоты при протекании экзотермической реакции при изготовлении [11].

Заранее гидроксид натрия смешивают с водой, после чего делят раствор на 2 равные части. Одну часть добавляют в АЦФ и мешают до тех пор, пока смесь не станет однородной и выдерживают от 60 до 120 минут. Следующую часть раствора вводят в этот состав при его помешивании. После эту гомогенную смесь вводят в скважину.

Изготовление тампонажной смеси в данной последовательности позволяет нам контролировать промежуток времени отвердевания от 75 минут до 405 минут. Ведение растворенного в H_2O гидроксида натрия в АЦФ привело к размеренному увеличению температуры цементирующей смеси по сравнению с цементирующей смесью, изготовленной по образцу, что дает возможность на протяжении всего технологически требуемого периода изготовить цементирующую смесь, ввести ее в скважину и продавливать. Помимо этого, небольшая корректировка времени, в течение которого затвердевает цементирующая смесь, после повышения объема с 0,0005 до 0,002 м³ изготавливаемой тампонажной смеси говорит об уменьшении воздействия тепла, выделяемого в результате экзотермической реакции [10].

Приготовление композиционной смеси данным способом повышает эффективность и качество ремонтно-изоляционных работ, благодаря регулированию времени отвердевания цементирующей смеси параллельно с уменьшением влияния выделения теплоты при протекании экзотермической реакции [11].

При этом важным вопросом остается подбор объектов для воздействия [12-15]. Работы по ограничению притока не только решают единичные задачи как в примерах [16-19], но и определяют влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта [20].

Список использованных источников

1. <http://nefrussia.ru/>
2. Buszewski, B. Investigations of the course of the synthesis of water-soluble acetone-formaldehyde resin / B. Buszewski, Z. Suprynowicz // Chemical Papers. – 1988. – Vol. 42. – P. 835-840.
3. Bakhtizin, R. N. Destruction of the resins structure due to heating / R. N. Bakhtizin, I.G. Fattakhov, R. R. Kadyrov, D. I. Akhmetshina, A.R. Safiullina // Oriental Journal of Chemistry. – 2015. – Vol. 31. – № 2. – P. 795-803.
4. Detlefsen, W. D. Phenolic resins: some chemistry, technology, and history / W. D. Detlefsen // Adhesion Science and Engineering. – 2002. – Vol. 1. – P. 869-945.
5. Патуроев, В.В. Полимербетоны/ НИИ бетона и железобетона. – М.: Стройиздат, 1987. – 286 с.
6. Тахиров, М.К. Бетоны с добавкой ацетоноформальдегидных смол / М.К. Тахиров – М.: Стройиздат, 1988. – 103 с.
7. Готлиб, Е.М. Пластификация полярных каучуков, линейных и сетчатых полимеров: монография / Е.М. Готлиб. – Казань: изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. – 271 с.

8. Чернин, И.З. Эпоксидные полимеры и композиции / И.З. Чернин, Ф.М. Смехов, Ю.В. Жердев. – М., Химия, 1982. – 232 с.
9. Кахраманлы, Ю.Н. Несовместимые полимерные смеси и композиционные материалы на их основе / Ю.Н. Кахраманлы. - Баку: «ЭЛМ», 2013. – 152 с.
10. Способ приготовления тампонажного состава для ремонтно – изоляционных работ: пат. 2485285 Рос. Федерация: МПК E21B 33/138 C09K 8/467/ Р.Р. Кадыров, А.К. Сахапова, Д.К. Хасанова, А.С. Жиркеев, А.В. Патлай, И.Г. Фаттахов; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. - №2011154380/03; заявл. 29.12.2011; опубл. 20.06.2013, Бюл. №17. - с.: ил.
11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12 (часть 10) – С. 2131-2134.
12. Фаттахов И.Г. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина, А.В. Патлай// Инженер-нефтяник. - 2012. - № 3. - С. 55-60.
13. Фаттахов И.Г. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. - 2014. - № 4 . - С. 38-41.
14. Фаттахов И.Г. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина, А.В. Герасимова // Научное обозрение. - 2014. - № 8. - С.76-88.
15. Фаттахов И.Г. Своевременная диагностика работы скважин с применением коэффициента Джини и значений энтропии пластовой системы / Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Лысенков А.В., Кулешова Л.С., Хаертдинова Л.И. // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - №2; <http://www.science-education.ru/122-20728>.
16. Фаттахов И.Г. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности /Д.А. Бердников, Н.И. Рылов, И.Г. Фаттахов, Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтябрь // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - № 11. - С. 15-19.
17. Фаттахов И.Г. Влияние гелеобразующих композиций на интенсивность нефтеизвлечения в обводненных карбонатных пластах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Т.Д. Дихтябрь, Э.Р. Базгутдинова, Э.Р. Усманов // Научное обозрение.- 2014. - № 11_1. - С. 143-146.
18. Фаттахов И.Г. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.С. Галушка // Современные проблемы науки и образования.- 2014. - №6; URL: www.science-education.ru/120-16995.
19. Фаттахов И.Г. Модельные испытания водоизолирующей способности нефтесилорной эмульсии / Фаттахов И. Г., Кадыров Р. Р., Степанова Р. Р., Рамазанова Ю. А. // Научное обозрение.- 2014. - № 12_1. - С. 182-186.
20. Фаттахов И.Г. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта / Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Юсифов Э.Ю., Петрова Л.В., Нафикова Р.А., Герасимова А.В. // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - №1; <http://www.science-education.ru/121-18914>.

УДК 622.24

**ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА БУРЕНИЕМ НА ВЫБОР
СПОСОБА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ
ПРОДУКТИВНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**

Янтурин А.Ш.
(ФГБОУ ВО УГНТУ, профессор)

*Габзалилова А.Х.
Гарифуллина З.А.
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент,)
Муллагалиев А.Ф.
Садыков Р.Н.
(ФГБОУ ВПО УГНТУ, магистр)*

Аннотация. На основе проведенных исследований интенсивности загрязнения прискважинной зоны продуктивного пласта (ПЗП) инфильтратом промывочной жидкости, в процессе бурения и при спуско-подъемных операциях, подтверждена целесообразность освоения низкопроницаемых коллекторов нефти сваби́рованием.

Ключевые слова: глубина загрязнения пласта, инфильтрат бурового раствора, ухабообразность забоя скважины, гидродинамические волны, проницаемость прискважинной зоны пласта, сваби́рование, гидрогенератор.

UDC 622.24

**INFLUENCE OF THE CONDITIONS OF BURENIUM PLASTER EXPLOSION ON
THE SELECTION OF METHOD OF WELL OPERATION WITH LOW-PROPELLED
PRODUCTIVE COLLECTORS**

*Yanturin A.Sh.
(FGBOU VPE UGNTU, professor)
Gabzalilova A.Kh.
Garifullina Z.A.
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
associate professor)
Mullagaliyev A.F.
Sadykov RN
(FGBOU VPE UGNTU, Master)*

Abstract. On the basis of studies of the intensity of contamination of the near-well zone of the productive formation (PZP) by the infiltration of the drilling fluid, during drilling and during downhole operations, the expediency of developing low-permeability oil collectors by swabbing was confirmed.

Keywords: formation contamination depth, drilling fluid infiltration, bumpy bottomhole, hydrodynamic waves, permeability of the near-well zone of the formation, swabbing, hydrogenerator.

В последние десятилетия в связи с постоянным увеличением удельного веса продуктивных коллекторов с низкой проницаемостью все более обостряются проблемы рационального выбора способа и режимов освоения скважин. В результате, расширяются и объемы освоения скважин сваби́рованием, с проницаемостью коллекторов до $0,1 \text{ мкм}^2$. Начинается разработка месторождений с проницаемостью менее $0,03 \text{ мкм}^2$.

Как известно, при распространенном способе вскрытия пласта бурением «за одно долбление», при пониженных осевых нагрузках, в частности, на многошарошечное долото прискважинная зона продуктивного пласта (ПЗП), согласно исследованиям проведенным в ИФИНГ, БашНИПИнефть и УГНТУ загрязняется на глубину до 3...7 м (см. рис.1). При спуско-подъемных операциях (СПО) – до 20...24м.

Указанные глубины наглядно подтверждаются объемами инфильтратов [1], извлекаемых из пластов при «опробовании» скважин пластоиспытателями.

Проникновение инфильтрата затрудняет восстановление естественной проницаемости ПЗП, что, в свою очередь, приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи пласта.

Доминирующей причиной глубокого проникновения инфильтрата промывочной жидкости в ПЗП являются, при бурении, динамические, а не статические возмущающие воздействия, что отмечается многими исследователями [2 и др.]. Рассмотрим, в связи с указанным, интенсивность и глубину загрязнения ПЗП под действием статических и динамических нагрузок при бурении и СПО.

При истечении из гидромониторных насадок долота промывочная жидкость за счет возникновения ускорений разлагается на твердые (например, глинистые) частицы и фильтрат. Последний за счет статического перепада давления $\Delta P_{ст}$ в системе «забой – ПЗП» проникает в пористую среду в зоне с ещё необразовавшейся глинистой коркой.

От действия гидродинамических нагрузок, в наибольшей мере возникающих от периодического сближения многошарошечного долота с ухабообразным забоем скважины [3] силы трения инфильтрата о стенки поровых каналов уменьшаются и, соответственно, интенсивность и глубина проникновения его в ПЗП возрастают. Разница между интенсивностями проникновения в ПЗП инфильтрата промывочной жидкости наглядно представлена на рис.1 [4].

Из рис.1 следует, что картина инфильтрации в пласт за счет статического перепада давления и турбулизации потока жидкости на забое (квазистатическая инфильтрация) не может объяснить наблюдаемую на промыслах (по объемам жидкости, отбираемым пластоиспытателями) глубину инфильтрации – до нескольких метров в относительно малопроницаемых (до $0,02...0,10$ мкм²) коллекторах. Такая инфильтрация удовлетворительно объясняется только гидродинамикой системы “колонна – скважина – прискважинная зона пласта”.

Из рис.2 и рис.3 наглядно следует, что при выборе способа и режимов освоения скважин следует учитывать интенсивность загрязнения ПЗП инфильтратом промывочной жидкости. В противном случае может наблюдаться разница между дебитами наклонных скважин, расположенных на одном и том же «кусте» при близких друг к другу характеристиках и условиях эксплуатации продуктивных коллекторов. А предотвращение интенсивного загрязнения ПЗП при СПО обеспечивается необходимостью, по возможности, вскрытия пласта бурением за один рейс спуска инструмента в скважину.

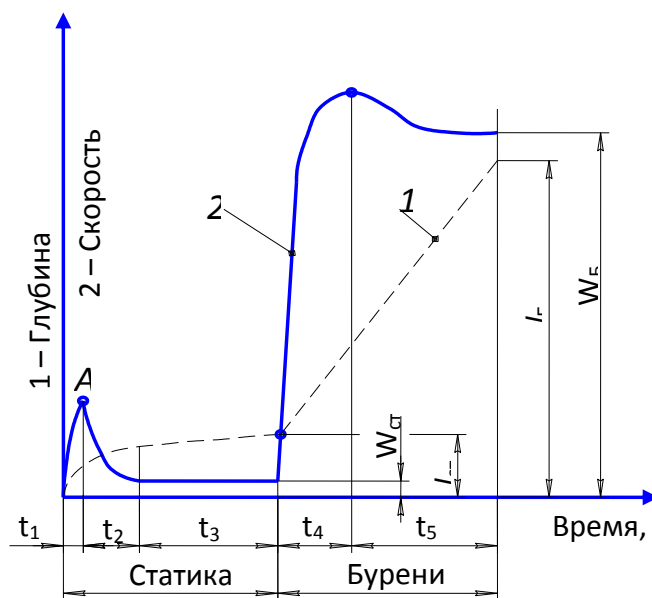
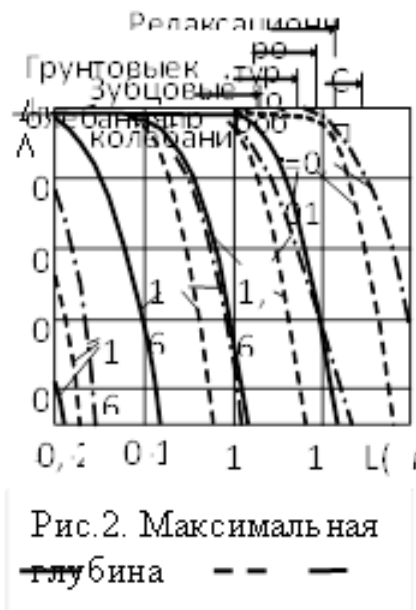


Рис.1. Проникновения фильтрата бурового раствора в пористую среду в статических условиях и при бурении

А в низкопроницаемых коллекторах, с диаметрами поровых каналов до 10...20 мкм [7], из-за сил трения о стенки их пластовых флюидов, за счет статического перепада давления в системе «пласт-скважина затруднительно восстановление естественной проницаемости ПЗП при глубине проникновения инфильтрата более, чем на 1...2 м. Поэтому в последние десятилетия на отечественных промыслах все более расширяются объемы освоения скважин с помощью свабиrowания[6]. Но при этом проблема очистки ПЗП от инфильтрата промывочной жидкости решается лишь частично.



Для восстановления естественной проницаемости ПЗП в низкопроницаемых коллекторах из распространенных методов освоения скважин следует использовать сваби́рование, с дополнительным применением скважинных гидрогенераторов, совмещаемых со свабами. Относительно простым и эффективным способом вибросваби́рования является разработанный во ВНИИТнефть (одним из авторов настоящей работы) способ генерирования ГДВ с использованием гидрогенератора модели ГДГ-14, состоящего из двух элементов (свабов [6, рис.9.4] или идентичных по конструкции пробок для цементирования обсадных колонн), между которыми дополнительно устанавливается пружина. Прообразом способа является известный эффект возникновения импульсных нагрузок при резком торможении железнодорожных составов. Имитация этого эффекта

обеспечивает в нефтепромысловых колоннах и наземных трубопроводах скачкообразное

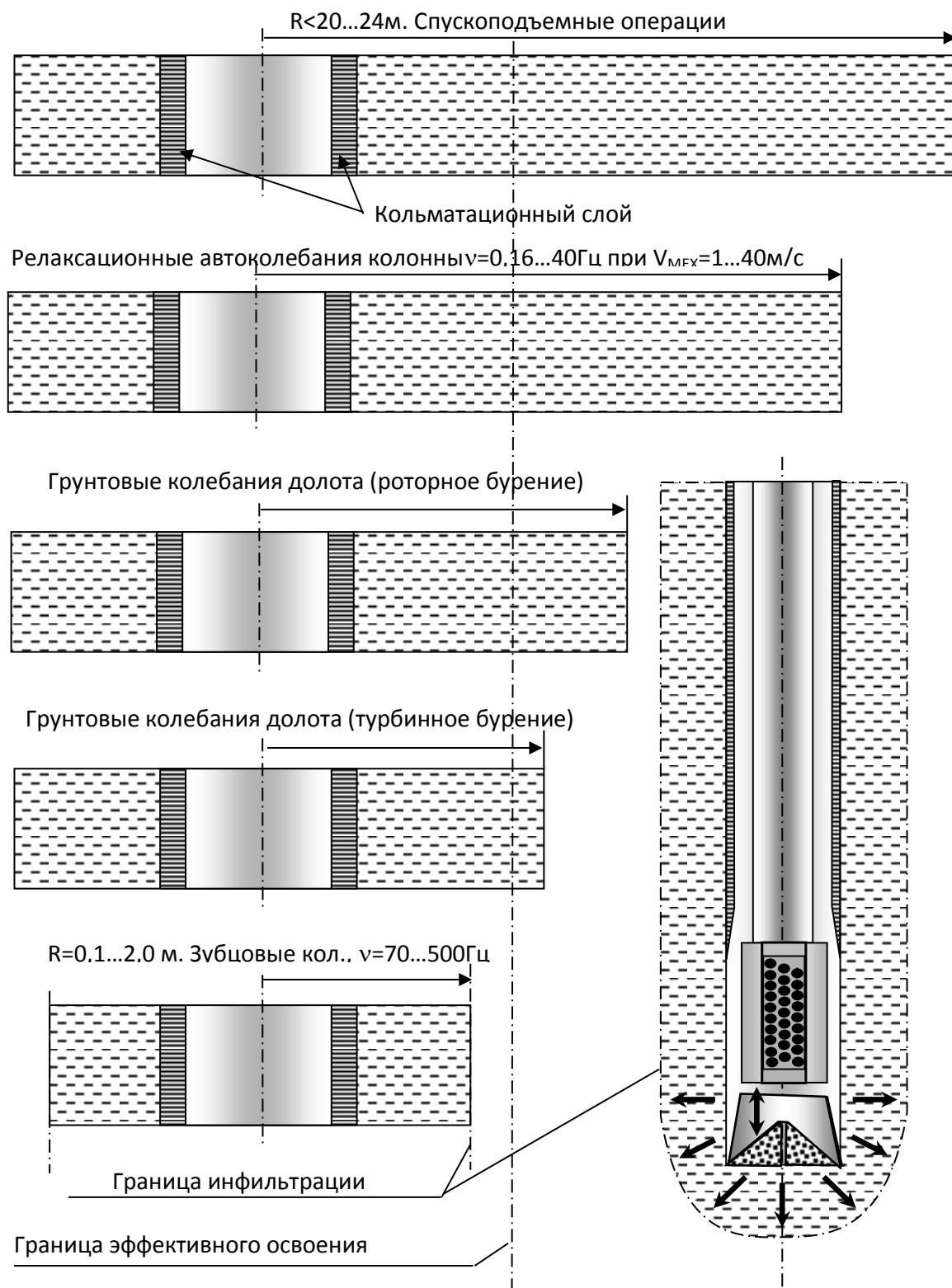


Рис.3. Влияние технологических операций при вскрытии пласта бурением на загрязнение прискважинной зоны пласта

перемещение свабов или пробок с сопутствующей силой трения их о стенки цилиндра (как вариант – сил инерции) амплитудой ГДВ.

Базовые испытания способа возбуждения ГДВ на основе гидрогенератора ГДГ-14 (субинфранизкочастотного) были впервые апробированы в Дёмском УБР АНК «Башнефть». При апробации натурного образца гидрогенератора зафиксированы, удовлетворяющие условиям освоения скважин, основные параметры ГДГ-14 (см. рис. 4): амплитуда гидроударных волн до 0,8...1,2 МПа; частота генерации 0,02...0,11 Гц.

Проведенные впоследствии результаты испытаний ГДГ-14 в скв.797 Арланского месторождения подтвердили приемлемость использования предложенного метода и гидрогенератора ГДГ-14 для возбуждения гидродинамических волн давления жидкости в распределённых системах (в колоннах НКТ, обсадных и для очистки наземных трубопроводов).

Список используемых источников

1. Аглиуллин М.М. Оценка глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости по данным испытателей пластов.// Оценка выработки и качества вскрытия пласта методами ГИС /Тр.ВНИИнефтепромгеофизика/.- Уфа, 1988.- Вып.18.- С.99-105.
2. Aussagefahigkeit der API - FiltratwerteunterBohrlochbedingungen./ Ghfrani R., Delius A.//Erdol - Erdyas - Kohle.- 1991.- 107, N 9.- с.361-363.
3. Янтурин А.Ш. Серия «Механика системы «Колонна – скважина - Пласт». Том 1. Эксплуатация, расчет и проектирование бурильных колонн и их элементов. Книга 2. Расчеты и проектирование бурильных колонн и их элементов // Уфа, УГНТУ, 2012.- 327 с.
4. Янтурин А.Ш., Шутихин В.И., Прокаев А.С., Коньков В.Н. Квази- и статическая картина загрязнения прискважинной зоны пласта.- Строительство нефт. и газ.скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 1993.- № 9-10.- С.16-19.
- 5.Янтурин А.Ш., Прокаев А.С., Коньков В.Н. Глубина проникновения инфильтрата бурового раствора в пласт при вскрытии бурением.- Строительство нефт. и газ.скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 1993.- № 9-10.- С.31-35.
6. Янтурин А.Ш., Ситдыков Г.А. Технологический регламент на освоение эксплуатационных скважин после бурения и капитального ремонта, на испытание и исследование поисково-разведочных скважин методами свабирования.- РД 39-00147275-97. - Уфа: БашНИПИнефть, 1997. - 129 с.
7. Ханин А.А. Породы - коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР.- М.: Недра, 1973.
8. Габзалилова А.Х., Янтурин Р.А., Хузина Л.Б. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 5. С. 4-8.
9. Янтурин Р.А., Габзалилова А.Х., Янтурин А.Ш. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 2. С. 28-31.
10. Янтурин А.Ш., Матвеев Ю.Г., Янтурин Р.А. Габзалилова А.Х. Об экологической необходимости изменения нормативных требований к наклонным скважинам на континентальных месторождениях и в шельфовых зонах (с целью предотвращения заколонныхперетоков). ВНИИОЭНГ: Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2014, № 12.- с.4-12.

УДК 622.24

О ВЫБОРЕ ТИПА ПЕРФОРАТОРА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО КАЧЕСТВА ВТОРИЧНОГОВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Янтурин А.Ш.
(ФГБОУ ВО УГНТУ, профессор)

Габзалилова А.Х., Гарифуллина З.А.
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент,)
Гареев А. Р.
(ФГБОУ ВПО УГНТУ, магистр)

Аннотация. Рассматривается проблема массового возникновения перетоков жидкости между пластами за обсадными колоннами в результате взрывной волны при кумулятивной перфорации скважин.

Ключевые слова: кумулятивная перфорация, механические перфораторы, плотность перфорации; заколонные перетоки; давление взрывной волны; перфорационные каналы; поровые каналы; дифракция потока жидкости.

UDC 622.24

**ON THE SELECTION OF TYPE OF PERFORATOR FOR ENSURING
ENVIRONMENTALLY PURPOSE QUALITY OF SECONDARY DIVISION OF
PRODUCTIVE PLASTS**

Yanturin A.Sh.
(FGBOU VPE UGNTU, professor)
Gabzalilova A.Kh.
Garifullina Z.A.
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate
professor,)
Gareev A.R.
(FGBOU VPO UGNTU, Master)

Abstract. The problem of mass occurrence of fluid flows between layers behind casing strings as a result of a blast wave during cumulative perforation of wells is considered.

Keywords: cumulative perforation, mechanical perforators, perforation density; stolen crossovers; pressure of the blast wave; perforation channels; pore channels; diffraction of liquid flow.

В последние десятилетия, в связи с продолжающимся ростом средних глубин бурения (особенно, на морских месторождениях) и удельного веса наклонных и горизонтальных скважин, все более обостряется проблема предотвращения осложнений, связанных с перетоками жидкости за обсадной колонной. Проблема объясняется сложившимся в отечественной и зарубежной практике выбором соотношений между диаметрами скважин и обсадной колонны, без учета локального искривления ствола [1], а также высокими давлениями (до нескольких ГПа), возникающими при кумулятивной перфорации.

Проблема возникновения заколонных перетоков обостряется при вторичном вскрытии пласта. Рассмотрим её несколько более подробно.

При кумулятивной перфорации, сопровождающейся высокой скоростью перемещения струи (продукции взрыва), создается огромное направленное пробивное усилие. Скорость движения струи составляет 9000 м/с, а ударное воздействие достигает 20000...30000 МПа.

Основная часть энергии ударной волны при взрыве заряда (около 75%) разлетается в стороны, вызывая деформацию корпуса (в корпусном перфораторе), обсадной колонны, цементного камня и породы прискважинной зоны пласта (ПЗП), а также распространяется по столбу жидкости в скважине. После окончания взрыва более упругая обсадная колонна стремится возвратиться в исходное положение (рис.1), но частично может разрушиться (рис.2). Цементный же камень и порода ПЗП будут частично растрескиваться. А из-за более высокой, по сравнению с трубами, пластичности в результате остаточной деформации их в кольцевом пространстве возникают микрозазоры, в которых возникают микроперетоки

жидкости, которые при последующей эксплуатации скважины (в течение нескольких месяцев или лет) развиваются в макроперетоки. Поэтому потеря герметичности заколонного кольцевого пространства наблюдается на промыслах даже при высококачественном цементировании обсадной колонны. Поскольку при кумулятивной перфорации максимальное давление, согласно исследованиям Л.Я. Фридляндера, может достигать, например, для заряда ПК 103 величины $P_{\max} = (8,3 \dots 10,0)$ ГПа за время $t_{\max} = 5 \dots 6$ мкс, то демпфирование энергии взрывной волны (Пермская область) представляется затруднительным. В последние десятилетия наблюдается разработка различных вариантов конструкции механических перфораторов.

На отдельных промыслах Урало-Поволжья и Западной Сибири успешно апробированы сверлящие перфораторы конструкции ВНИИГИС (г.Октябрьский). Работы по разработке ряда конструкций их, с приводом от винтового двигателя, обеспечивающих более глубокое сверление (в ПЗП) перфорационных каналов, продолжены в БашНИПИнефть и УГНТУ.

Влияние на производительность скважины плотности перфорационных каналов, выполняемых сверлящими перфораторами (как и кумулятивными), до настоящего времени исследовано недостаточно полно. Именно этим и объясняется наблюдаемый на ряде промыслов выбор плотности перфорации (обычно 18...24 отверстий на метр) без учета пористости и проницаемости продуктивного коллектора.



Рис. 1. Интервал перфорации без нарушений



Рис. 2. Интервал

На рис.3 представлена полученная зависимость удельного дебита (на 1 м толщины продуктивного коллектора) от перепада давления в скважине и на контуре.

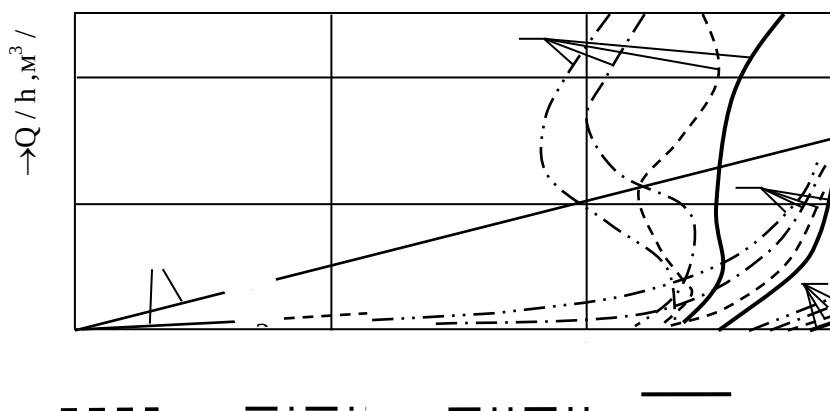


Рис.3. Зависимость удельного дебита скважины от перепада давления ΔP и плотности перфорации "П" ($d_{\text{пк}} = 12$ мм; $l_{\text{пк}} = 130$ мм). $P=10$:

Полученная зависимость наглядно объясняет, в частности, почему циклическая закачка наиболее эффективна в высокопористых породах и почему она приводит, путем увеличения степени охвата

прискважинной зоны и, как следствие, пласта (см. кривые 1 и 2 при дебите свыше $1...2 \text{ м}^3/\text{сутки}\cdot\text{м}$), к увеличению нефтеотдачи. Соотношение гидравлических сопротивлений различных линий тока пластового флюида, по мере изменения расхода при циклической закачке, также меняется, что, в свою очередь, обеспечивает более широкое вовлечение порового пространства пласта в работу. К сожалению, представленные на рис.3 нелинейные эффекты в промышленной практике целенаправленно не всегда используются.

Для сравнения, линиями "а" на рис.3 показаны аналогичные зависимости, полученные по формуле Дюпюи, т.е. являющиеся прямыми линиями, что, по существу, может соответствовать действительности даже для идеальной модели только в интервале пласта с радиусами $R_2...R_k$. Причем, методики учета влияния перфорации, предложенные отдельными исследователями, к сожалению, часто также основываются на соответствующей формуле Дюпюи такой же линейной зависимости расхода от давления, не полностью отражающей реальную картину течения жидкости в ПЗП, что, в результате, может привести к некоторому искажению физического смысла «работы» продуктивного пласта.

Потери на дифракцию в прискважинной зоне можно значительно уменьшить заменой круглых перфорационных отверстий, выполненных кумулятивными или пулевыми перфораторами, на сегментные поперечные или продольные прорезы фрезеруемые в стенках обсаженной скважины с помощью механических устройств.

Список используемых источников

1. Янтурин А.Ш., Матвеев Ю.Г., Янтурин Р.А., Габзалилова А.Х. Об экологической необходимости изменения нормативных требований к наклонным скважинам на континентальных месторождениях и в шельфовых зонах (с целью предотвращения заколонных перетоков). ВНИИОЭНГ: Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2014, № 12.- с.4-12.

2. Янтурин А.Ш., Матвеев Ю.Г., Янтурин Р.А., Габзалилова А.Х. Необходимость учета негерметичности заколонного пространства в наклонных скважинах при бурении на шельфе.- Газовая промышленность. Спец. выпуск «Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. М.: 2013. - С.109-114.

3. Янтурин А.Ш., Асфандияров Р.Т., Маганов Р.У., Махмутов Р.Н. Влияние преломления плоскорадиального фильтрационного потока жидкости в зоне перфорационных отверстий на потери давления в пористой среде. // В кн. «Добыча нефти на поздней стадии разработки месторождений.- Уфа: БашНИПИнефть, 1991.- С.22-30.

4. Габзалилова А.Х., Янтурин Р.А., Хузина Л.Б. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 5. С. 4-8.

5. Янтурин Р.А., Габзалилова А.Х., Янтурин А.Ш. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 2. С. 28-31.

УДК 245

ТЕРМОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН С ЗАКАЧКОЙ В ПЛАСТ МАГНИЕВОЙ СТРУЖКИ КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Р.А.Яхишигулов, И.Д. Фаррахов
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. Описанный способ термической обработки имеет следующие преимущества перед обычной:

-термический процесс взаимодействия соляной кислоты с магнием переносится в призабойную зону скважины, что превышает эффективность термокислотной обработки;

-отпадает необходимость в использовании специального наконечника-реактора (не требуются спуск и подъем наконечника).

Новый способ термокислотной обработки может быть рекомендован для повсеместного внедрения, особенно в малодебитных скважинах на старых площадях, где обычная кислотная обработка не дает положительных результатов.

Ключевые слова: термическая обработка, соляная кислота, магний, призабойная зона

UDC 245

THERMO-ACID TREATMENT OF WELLS WITH INJECTION OF MAGNESIUM SHAVINGS INTO THE RESERVOIR AS A METHOD OF INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION PROCESSES

R.A. Yakhshigulov, I.D. Farrakhov

(The branch of Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Ufa State Oil Technical University" in Oktyabrsk)

Abstract. The described thermal treatment method has the following advantages over the conventional one:

- the thermal process of interaction of hydrochloric acid with magnesium is transferred to the bottom-hole zone of the well, which exceeds the efficiency of thermo-acid treatment;
- using of a special reactor tip is not required (no descent and lifting of the tip is required). A new method of thermo-acid treatment can be recommended for widespread introduction, especially in low-yield wells in old areas where conventional acid treatment does not yield positive results.

Keywords: thermal treatment, hydrochloric acid, magnesium, bottom-hole zone.

Все методы интенсификации можно разделить на три основные группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы воздействия целесообразно применять только в тех случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, как например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы воздействия эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП.

Тепловые методы целесообразны только в тех случаях, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафин, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.

Существуют разновидности методов интенсификации, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т.д.

Термокислотная обработка скважин с закачкой в пласт магниевой стружки.

Этот метод оказывается более эффективным, чем обычная солянокислотная обработка. При обычной термокислотной обработке горячий раствор образуется после

прокачивания с поверхности холодной соляной кислоты через специальный реактор-наконечник, заполненный магниевой

стружкой и установленный на конце насосно-компрессорных труб в пределах эксплуатируемого горизонта.

Горячий раствор соляной кислоты из-за ограниченного объема реактора практически полностью нейтрализуется породой на небольших расстояниях от ствола скважины. Таким образом, расширение существующих трещин и каналов в пласте происходит на незначительном расстоянии от стенок скважины. Это обстоятельство является основным недостатком применяемого в настоящее время метода термокислотной обработки. Поэтому целесообразно, чтобы экзотермическая реакция при термокислотной обработке происходила непосредственно в призабойной зоне скважины. Такой процесс более способствует образованию в призабойной зоне путей движения нефти (в виде каналов и разветвленных каверн) на значительные расстояния от ствола скважины, чем обычная термокислотная обработка.

Предлагаемый способ предусматривает перенесение процесса нагрева прокачиваемой соляной кислоты непосредственно на забой и возможно в пласт. При обработке скважин указанным способом вначале происходит обычная химическая обработка пласта, а затем (без перерыва во времени) термокислотная обработка. Для этого в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (их можно спускать с пакером и без него в зависимости от приемистости скважины), нижний конец которых устанавливают выше перфорированной части обсадной колонны. После этого в насосно-компрессорные трубы закачивают 0,5 соляной кислоты, которая очищает отверстия фильтра скважины и обеспечивает таким образом проникновение в пласт магниевых стружек. Указанную порцию кислоты продавливают в трубы закачкой нефти ($0,5 \text{ м}^3$), которая не только смывает кислоту, проталкивая ее вниз по насосно-компрессорным трубам, но и является «подушкой», предотвращающей преждевременную реакцию кислоты с магнием.

Затем в скважину нагнетают 2 м^3 тяжелой нефти, в которую засыпают до 100-140 кг стружек магния.

Эту смесь продавливают в трубы новой порцией (около 1 м^3 тяжелой нефти, которая также предотвращает преждевременную реакцию магния с кислотой. После этого в скважину нагнетают соляную кислоту в количестве, необходимом для полного растворения магниевых стружек.

Соляная кислота бурно реагирует с магнием, выделяя тепло, достаточное для повышения температуры до $90-150^\circ\text{C}$. Обычно принимают соотношение: на 1 кг магния 33-35 л кислоты, обеспечивающее полноту реакции магния с кислотой. При этом, как было установлено экспериментальными исследованиями, растворение в кислоте 1 кг магния сопровождается выделением 4662,5 ккал тепла.

Остаток кислоты, не прореагировавшей с магнием, вступает в реакцию с карбонатами в фильтрационных каналах пласта. Чтобы промыть насосно-компрессорные трубы и продавить кислоту в пласт, в скважину нагнетают нужное количество продавочной жидкости - воды. После продавки кислоты в пласт скважину оставляют в покое на несколько часов (обычно на 4-6 ч), чтобы не допустить быстрого остывания раствора. Таким образом, большая часть тепла, выделившегося в результате реакции, передается непосредственно отложениям в фильтрационных каналах, по которым жидкость поступает из пласта в скважину. Температура в призабойной зоне скважины поднимается выше температуры плавления парафина и смолисто-асфальтовых отложений и они, становясь жидкими и текучими, легко выносятся на дневную поверхность в процессе дальнейшей эксплуатации скважины.

Список использованных источников

- 1 Регламент по применению технологии ГРП. РД 153-39.0-102-01.

2 "Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности". РД 39-01/06-0001-89.

3 А.Н. Янин, М.С. Павлов, А.А. Гильдерман и др.// Оценка эффективности гидроразрыва пласта в водонефтяных зонах пласта/ Нефтяное хозяйство/ 2012/.

4 О.М. Карпова, Б.Г. Ганиев, Н.Ф. Гумаров// Основные направления применения гидроразрыва пласта на поздней стадии разработки девонских отложений на Ромашкинском месторождении/ Нефтяное хозяйство/ 2012/.

5 Р.Р. Галлеев, А.М. Зарин, А.В. Колонских и др.// Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва/ Нефтяное хозяйство/.

6 Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмик, О.Ю. Сметанников, Д.В. Шустов// Геомеханический анализ условий развития трещины повторного гидроразрыва пласта/ Нефтяное хозяйство/ 2014/.

СЕКЦИЯ №2 «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

УДК 622

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ

М.Н. Барботкин

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. При проведении работ по освоению, ремонту скважин наиболее остро стоит вопрос о необходимости глушения скважины, подбор технологии глушения скважины, выбор параметров жидкости глушения. От правильного выбора жидкости зависят дальнейшие характеристики работы пласта.

Глушение скважины - это комплекс работ, направленных на временное прекращение притока флюида из пласта в открытой скважине заменой скважинной жидкости на жидкость с плотностью, обеспечивающей условие: $P_{гидрост.} > P_{пл.}$ (P - давление) и сохраняющей коллекторские свойства призабойной зоны продуктивного пласта.

Ключевые слова: глушение, скважина.

UDC 622

MUFFLING AND WASHING OF WELLS

M.N. Barbotkin

*(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. at work on development, repair of wells the question of need of muffling of the well, selection of technology of muffling of the well, the choice of parameters of liquid of muffling most is particularly acute. Further characteristics of work of layer depend on a right choice of liquid.

Muffling of the well is a complex of the works directed to the temporary termination of inflow of a fluid from layer in the open well by replacement of borehole liquid by liquid with a density providing a condition: $P_{гидрост.} > P_{пл.}$ (R -pressure) and the bottomhole zone of productive layer keeping collection properties.

Keywords: interference, well.

При глушении скважины закачиваемая жидкость не должна оказывать вредного влияния на коллекторские свойства пласта.

Перед началом ремонтных работ подлежат глушению:

- а) скважины с пластовым давлением выше гидростатического;
- б) скважины с пластовым давлением ниже гидростатического, но в которых согласно расчетам сохраняются условия фонтанирования или нефтегазоводопроявления (НГВП);
- в) скважины, в продукции которых содержится сероводород, должны быть заглушены жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода при $P_{пл.} \geq P_{гидрост.}$; в скважинах, в которых $P_{пл.} < P_{гидрост.}$, необходимо произвести замену объема скважинной жидкости на жидкость расчетной плотности (девонская нефть, гидрофобно-эмульсионный раствор (ГЭР), обратная эмульсия), содержащую нейтрализатор сероводорода.

Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения допускается в скважинах, оборудованных глубинными клапанами-отсекателями, и на месторождениях с горно-геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины. Перечень таких месторождений (или их отдельных участков) должен быть согласован с территориальными органами Ростехнадзора России и противofонтанной службой.

Требования, предъявляемые к жидкостям глушения

Жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами.

Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода.

Жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали от ее воздействия не должна превышать 0,12 мм/год.

Технологические свойства жидкости глушения (плотность, при необходимости, вязкость и др.) должны регулироваться.

Обоснованный выбор жидкости глушения в зависимости от горно-геологических и технических условий работы скважины, типов коллекторов и объектов разработки, а также способов их приготовления, должен осуществляться в соответствии с характеристиками пласта.

Свойства промывочных жидкостей

Промывочные жидкости должны обладать следующими основными свойствами (совокупно или выборочно, в зависимости от вида и рецептуры составов):

- быть легкопрокачиваемыми по колонне труб, применяемых при ремонте скважин, без создания дополнительного давления на эксплуатационную колонну;
- иметь регулируемую динамическую вязкость в пределах 5-100 мПа·с;
- иметь регулируемую плотность в пределах 850-1200 кг/м³;
- иметь структурно-механические свойства, в частности, статическое и динамическое напряжение сдвига;
- обладать растворяющими или моющими свойствами по отношению к промысловому парафину;
- не оказывать отрицательного влияния на пласт.

Применение водных растворов моющих ПАВ

Физико-химические основы применения моющих ПАВ

Применение моющих ПАВ (МЛ-81, МЛ-81Б, ФЛЭК-ДГ-002, неоны и др.) для промывки подземного оборудования и призабойной зоны скважин основано на поверхностно-активных свойствах их полярных молекул избирательно адсорбироваться и ориентироваться на поверхностях раздела «металл-загрязнения», «нефть-вода» и т.д., при этом изменяются в благоприятную сторону фазовые и энергетические взаимодействия на этих границах, проявляется «расклинивающий» эффект Ребиндера, мицеллы (пространственные агрегаты ПАВ) солюбилизируют водонерастворимые вещества. При этом моющие растворы обладают смачивающей способностью, а также важными пептизирующими, антиресорбционными, деэмульгирующими, пенообразующими свойствами.

Основное предназначение моющих растворов при промывке скважин - удаление вязких углеводородсодержащих загрязнений (окисленная нефть, асфальтено-смолистые отложения, парафиновые суспензии и агрегаты, нефтяные эмульсии и т.д.) с поверхности эксплуатационной колонны, призабойной зоны и забоя скважины. Отмыв металлических поверхностей труб, подземного оборудования от органно-минеральных загрязнений обеспечивается за счет проявления комплекса отмеченных физико-химических свойств ПАВ-препаратов, сопровождаемого механическим воздействием их водных растворов на загрязнения и отмываемую поверхность.

Базовые составы моющих водных растворов

Моющие ПАВ применяются в виде водных растворов 0,1-0,2%-ной концентрации. Базовыми рабочими промывочными жидкостями являются следующие составы:

- пресная вода плотностью 1000 кг/м³ + 0,1% МЛ-81Б;

- подтоварная (техническая) слабоминерализованная вода плотностью 1020-1100 кг/м³ + 0.1% МЛ-81Б;
- пластовая высокоминерализованная вода плотностью 1120-1180 кг/м³ + 0,1% ФЛЭК.

Промывочные жидкости на нефтяной основе

Товарная нефть

После проведения физико-химических ОПЗ пласта добывающих скважин производится промывка прифилтровой зоны и забоя от продуктов реакции товарной нефтью с плотностью 880-890 кг/м³ и динамической вязкостью 6-15 мПа·с. Применение нефти позволяет сохранить фазовую проницаемость продуктивного пласта. Ограничениями применения нефти являются: малая вязкость и небольшая плотность; последнее обуславливает подбор скважин с относительно низкими величинами пластового давления. В скважинах с более высокими пластовыми давлениями должны применяться промывочные облагороженные составы на эмульсионной основе (плотностью 920-1200 кг/м⁵) и моющие облагороженные промывочные жидкости (ОПЖ) на водной основе плотностью 1000-1180 кг/м³.

Загущенные углеводороды

В таблице 3.2 приведены физико-химические параметры промывочных жидкостей на углеводородной основе, с регулируемыми вязкостными, тиксотропными, растворяющими и моющими свойствами.

1 Загустители НГА, деструктор OMS фирмы Clearwater протестированы в институте «ТатНИПИнефть» на нефтях и дистиллятах ОАО «Татнефть».

2 Разработанные рецептуры могут быть отнесены к перспективным промывочным составам, рекомендуемым к применению в особых технологических случаях.

Гелеобразная нефтедистиллятная система обладает всеми свойствами промывочной жидкости с растворяющими, отмывающими и структурными свойствами.

При необходимости для деструкции нефтяного геля рекомендуется дозировать 2 л/м³ жидкого реагента BREAKEROMS. Вязкость системы падает с 300-200 мПа·с (исходная) до 32-36 мПа·с (через сутки).

При дозировании загустителей в разрушенный гель (при меньших номинальных концентрациях) структура и вязкость системы через сутки восстанавливаются, поэтому нефтяной гель может быть применен многократно.

Промывочные жидкости на эмульсионной основе

Достоинством этих жидкостей является регулируемость в необходимом диапазоне плотности и вязкости, а также наличие структурно-механических (тиксотропных) свойств. Базовыми промывочными составами являются следующие рецептуры обратных эмульсий, объемная доля, %:

- нефть - 42-53, ПДВ - 45-55, ПАВ-эмульгатор («Ялан» или др.) - 2-3, плотность - 980-1060 кг/м³, вязкость - 90-300 по вискозиметру ВП-5, статическое напряжение сдвига - 8-18 дПа.

- нефть - 42,5-53,5; раствор CaCl₂ (плотностью 1300 – 1350 кг/м³) - 45-55; ПАВ-эмульгатор - 1,5-2,5, плотность - 1070-1150 кг/м⁵, вязкость - 100-320 с по ВП-5, статическое напряжение сдвига - 7-20 дПа.

- нефть - 17,5-30,0; дистиллят - 16,5-30,0; ПДВ (или раствор CaCl₂) - 50-60; ПАВ-эмульгатор - 2,5-3,5, плотность - 940-1100 кг/м³, вязкость - 55-200 с по ВП-5, статическое напряжение сдвига - 6-15 дПа, растворяющая способность по АСПО - 70-90 %, диспергирующая способность по АСПО - 15-20 %.

Первые два состава (на нефтяной основе) предназначены для промывки ствола скважины и забоя от крупных механических частиц и загрязнений (песок, цемент, стружка и т.д.), т.к. они обладают большей вязкостью и тиксотропной структурой. Состав на нефтедистиллятной основе предназначен для промывки скважин и забоя от АСПО, т.к. он обладает растворяющими и диспергирующими свойствами и необходимой тиксотропией.

Технологические жидкости для промывки и глушения сероводородсодержащих скважин

Разработаны к применению следующие составы промывочных жидкостей и жидкостей глушения с нейтрализующими свойствами по сероводороду; содержание на 1 м³:

- пресная вода (сточная, техническая вода с плотностью до 1100 кг/м³) - 0,994 м³, препарат МЛ-81 - 1-2 кг, препарат НСМ-4 (НСМ-5) - 2-3 кг;
- глицериновый состав (плотность 1200-1250 кг/м³);
- обратная эмульсия (нефть - 0,400-0,480 м³, ПДВ - 0,500-0,570 м³, Ялан - 0,020-0,030 м³) с добавкой двуокиси марганца - 0,8-1,2 кг;
- пластовая вода (раствор хлористого кальция), 0,8-1,2 кг препарата ФЛЭК и двуокись марганца (0,8-1,2 кг);
- полимерносолевые составы (например, водные растворы ПДВ с 2 % ОЭЦ, 0,2% ФЛЭК и 0,8-1,2 кг двуокиси марганца).

Методика подбора плотности жидкости глушения в зимнее время основывается на трех критериях:

- обеспечение необходимой плотности жидкости для конкретной скважины;
- минимальное влияние жидкости глушения на коллекторские свойства пластов;
- морозостойкость данного состава при транспортировке до скважины.

Температурные диапазоны применимости технологических жидкостей при ремонтно-профилактических работах в добывающих скважинах в условиях отрицательных температур

Список использованных источников

1. «Разработка и эксплуатация газовых месторождений» Авторы: Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М.
2. «Добыча нефти» Форест Грей
3. «Фактор нефти. Как защитить себя и получить прибыль в период грядущего энергетического кризиса». Стивен Либ, Донна Либ,
4. «Геология, разведка, бурение и добыча нефти» Норман Дж. Хайн

УДК 622

СТИМУЛЯЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИН

М.Н. Барботкин

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация. При проведении работ по освоению, ремонту скважин наиболее остро стоит вопрос о необходимости проведения ОПЗ скважины, подбор технологии обработки скважины, выбор кислотной композиции. От правильного выбора зависят дальнейшие характеристики работы пласта. ОПЗ проводятся на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления или улучшения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

UDC 622

MUFFLING AND WASHING OF WELLS

M.N. Barbotkin

*(Branch of «Ufa State Petroleum Technological University»
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. at work on development, repair of wells the question of need of muffling of the well, selection of technology of muffling of the well, the choice of parameters of liquid of muffling

most is particularly acute. Further characteristics of work of layer depend on a right choice of liquid.

Muffling of the well is a complex of the works directed to the temporary termination of inflow of a fluid from layer in the open well by replacement of borehole liquid by liquid with a density providing a condition: $P_{гидрост.} > R_{пл.}$ (R -pressure) and the bottomhole zone of productive layer keeping collection properties.

Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ)

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводятся следующие методы воздействия:

- химические (кислоты, растворители);
- тепловые;
- волновые;
- ударно-волновые;
- имплозионные;
- ультразвуковые;
- акустические;
- комплексные;
- гидropескоструйные;
- гидроразрывы пласта и др.

Выбор способа ОПЗ должен проводиться на основе изучения причин снижения продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП [19].

Технология и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП должна быть обоснована геологическими и технологическими службами нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗ с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

Каждый вид (метод) воздействия должен проводиться согласно технологической инструкции (РД), подробно отражающей процесс, материалы, оборудование и область применения технологии.

Необходимость проведения исследований по определению герметичности эксплуатационной колонны и заколонного пространства (отсутствия заколонных и межпластовых перетоков) перед проведением кислотных обработок должна определять геологическая служба заказчика согласно Положению о периодичности производства промысловых гидродинамических исследований. Возможно проведение кислотной обработки при негерметичной эксплуатационной колонне (при отсутствии заколонных перетоков) с отсечением негерметичного участка пакером.

Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и включает подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке. Необходимо поднять подземное оборудование и спустить колонну НКТ. Промыть забой от скоплений грязи при недохождении печати на канате до подошвы нижнего пласта и очистить стенки колонны при наличии АСПО на поднятых трубах. В случаях, когда интервал обработки открыт, промывку проводить нет необходимости, особенно в добывающих скважинах, кроме тех случаев, когда технологией ОПЗ предусмотрена замена скважинной жидкости на другую (нефть, ГЭР, ПАВ и др.). Определить приемистость пластов. Если при давлении, допустимом на колонну, приемистость отсутствует, кислотную обработку необходимо планировать с учетом ранее проведенных обработок (если они проводились) с применением пакера или с оставлением кислотной ванны, если после доведения кислоты до обрабатываемого интервала приемистость не появилась. При оставлении кислотной ванны необходимо учесть разницу

плотностей кислотного раствора и скважинной жидкости. При применении пакера на него снизу необходимо навернуть хвостовик, длина которого определяется расстоянием от запланированного места установки пакера до подошвы нижнего обрабатываемого пласта.

Пакер посадить в намеченном интервале, опрессовать при заполненном межтрубье и открытой задвижке на рабочее давление закачкой технологической жидкости в НКТ. Пропуски пакера при опрессовке считаются допустимыми для проведения ОПЗ, если давление в межтрубном пространстве при закрытой задвижке не превышает допустимого на эксплуатационную колонну при отсутствии нарушений колонны выше пакера.

Продавка кислотных растворов, а также промывка скважины в случае необходимости после любого вида воздействия должна производиться с использованием технологических жидкостей, не оказывающих вредного влияния на коллекторские свойства пласта.

После проведения ОПЗ должна быть определена эффективность ОПЗ, для чего скважину необходимо происследовать методами установившихся и неуставившихся режимов (при закачке или депрессии), соответствующих режимам исследования (работы) скважины до ОПЗ, вид исследования и его объем при этом должен определить заказчик.

Солянокислотная обработка

Солянокислотная обработка (СКО) призабойных зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приемистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Солянокислотная обработка основана на способности соляной кислоты растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами следующим образом.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами - двухлористый кальций (CaCl_2) и двухлористый магний (MgCl_2) хорошо растворяются в воде. Эти продукты вместе с остатками прореагировавшей кислоты извлекаются на поверхность при промывке скважины или свабированием. Углекислый газ (CO_2) в зависимости от давления выделяется в виде свободного газа или растворяется.

В результате реакции соляной кислоты с карбонатными породами и вымывания продуктов реакции в призабойной зоне пласта образуются поровые каналы большого сечения, что ведет к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, а следовательно, и производительности (приемистости) скважин.

Для первичных обработок низкопроницаемых коллекторов объем раствора соляной кислоты должен быть от $0,4 \text{ м}^3/\text{м}$ до $0,6 \text{ м}^3/\text{м}$, для высокопроницаемых - от $0,6 \text{ м}^3/\text{м}$ до $1,0 \text{ м}^3/\text{м}$. При каждой последующей обработке объем раствора кислоты необходимо увеличивать от 25 % до 30 %. Необходимо помнить, что эффективность солянокислотных обработок с каждой последующей снижается, поэтому при их планировании необходимо учитывать эффективность предыдущих СКО, и если она была незначительна или отсутствовала, целесообразнее проводить специальные: направленные (НСКО), глубокие (ГСКО) обработки или комплексные методы ОПЗ. На практике производится не более трех солянокислотных обработок, после чего производятся специальные или комплексные СКО с применением специальных кислотных композиций

Кислотные обработки поглощающих скважин целесообразно проводить после предварительного блокирования промытых зон вязко-упругими составами (гидрофобными эмульсиями).

Приготовление раствора соляной кислоты необходимой концентрации. Объем товарной кислоты и количество пресной воды, необходимых для приготовления раствора определяется по формулам (14.1) и (14.2):

$$V_u = V_p \frac{\rho_p - 1}{\rho_u - 1} \quad (14.1),$$

$$V_b = V_u \frac{\rho_u - \rho_p}{\rho_p - 1} \quad (14.2),$$

где V_u - количество исходного раствора, м³;
 V_p - необходимое количество рабочего раствора, м³;
 V_b - количество пресной воды, м³;
 ρ_u - плотность исходного раствора, кг/м³;
 ρ_p - плотность рабочего раствора, кг/м³.

Плотность соляной кислоты в зависимости от ее концентрации определяется из таблицы 14.1.

Таблица 14.1

Концентрация соляной кислоты, %	Плотность соляной кислоты, кг/м ³
2	1008
4	1018
5	1023
8	1038
10	1047
12	1057
15	1073
18	1088
20	1098
22	1108
24	1120

Количество компонентов для приготовления соляной кислоты необходимой концентрации приведены в таблице

Таблица Количество ингибированной соляной кислоты и воды, необходимых для приготовления 1 м³ раствора различной концентрации

Требуемая концентрация кислотного раствора, %	Исходная концентрация технической соляной кислоты, %											
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
8	00	471	444	421	400	381	364	348	333	320	308	296
	500	529	556	579	600	619	636	652	667	680	692	704
10	625	588	556	526	500	476	455	435	417	400	385	370
	375	412	444	474	500	524	545	565	583	600	615	630
12	750	706	667	632	600	571	545	522	500	480	462	444
	250	294	333	368	400	429	455	478	500	520	538	556
15	938	882	833	789	750	714	682	652	625	600	577	556
	63	118	167	211	250	286	318	348	375	400	423	444
П р и м е ч а н и е - В числителе показано количество соляной кислоты (л), в знаменателе показано количество воды (л).												

Глинокислотная обработка

Терригенные коллекторы, цементирующим веществом которых являются силикаты (аморфная кремниевая кислота, глины, аргиллиты) обрабатываются глинокислотой - смесью

соляной и плавиковой кислот. При растворении силикатов плавиковой кислотой образуется фтористый кремний, который в присутствии воды переходит в гидрат окиси кремния, последний при снижении кислотности раствора может превратиться из золя в студнеобразный гель, закупоривающий поры. Чтобы этого не произошло, применяется смесь соляной и плавиковой кислот.

Как правило, применяется кислотный раствор, содержащий от 8 % до 10 % HCL и от 3 % до 5 % HF при объеме закачки глиноукислоты для первичной обработки от 0,3 м³ до 0,4 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Общий объем раствора глиноукислоты при первичной обработке должен быть не менее 1,5 м³. При последующих обработках объем раствора необходимо увеличивать от 10 до 15 %.

Приготовление раствора глиноукислоты

Плотность плавиковой кислоты в зависимости от концентрации представлена в таблице 14.3.

Таблица 14.3

Концентрация плавиковой кислоты, %	Плотность плавиковой кислоты, кг/м ³
1	2
2	1005
5	1017
6	1021
10	1035
15	1055
20	1075
25	1095
30	1105
35	1125
40	1145

Для приготовления рабочего раствора глиноукислоты необходимо использовать таблицы с учетом соотношения между плавиковой и соляной кислот, а также таблицу где приведены рекомендуемые основные кислотные композиции.

Для приготовления 1 м³ рабочего раствора глиноукислоты в 0,5 м³ (500 л) соляной кислоты с концентрацией 20 %, плотностью 1098 кг/м³, добавить 0,5 м³ (500 л) 10 % плавиковой кислоты плотностью 1035 кг/м³ и перемешать (для приготовления 0,5 м³ (500 л) плавиковой кислоты с концентрацией 10 % в 0, 113 м³ (113 л) плавиковой кислоты концентрацией 40 % добавить 0.388 м³ (388 л) пресной технической воды). В получившемся растворе будет содержаться 10 % соляной кислоты и 5 % плавиковой кислоты.

Для приготовления 1 м³ рабочего раствора глиноукислоты в 0,5 м³ (500 л) соляной кислоты с концентрацией 20 % плотностью 1098 кг/м³ (1,09 г/см³) добавить 0,5 м³ (500 л) 6 % плавиковой кислоты плотностью 1021 кг/м³ (1,021 г/см³) и перемешать. В получившемся растворе будет содержаться 10 % соляной кислоты и 3 % плавиковой кислоты.

УДК 622.24

К ПРОБЛЕМЕ КОРРОЗИИ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ И НА МОРЕ

Баянов Л.А.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», магистрант)

Аннотация. Рассмотрены опоры и несущие элементы морских стационарных платформ подверженные коррозионному износу. Представлен ряд рекомендаций по мониторингу узлов платформ подверженных износу.

Ключевые слова: коррозия морских стационарных платформ, напряжение, каверна, зона периодического смачивания, износ

UDC 622.24

TO THE PROBLEM OF CORROSION OF DRILLING EQUIPMENT DURING THE CONSTRUCTION OF WELLS ON THE SHELF AND AT SEA

Bayanov L.A.

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, undergraduate)

Abstract. Bearings and load-carrying units of offshore stationary platforms `subject to corrosive wear are considered. A number of recommendations are presented for monitoring nodes of platforms subject to wear.

Keywords: corrosion of offshore fixed platforms, stress, cavity, periodical wetting zone, wear

В настоящее время доступна разработка морских газовых и нефтяных месторождений при помощи морских стационарных платформ. Из-за агрессивности морской воды, в которой эксплуатируются эти морские платформы, происходит коррозия металлических опор и частей. Коррозия металлов - их разрушение вследствие химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой - основная проблема всех металлических сооружений и конструкций особенно на шельфе [1,2].

Морские стационарные платформы подвергаются различным дефектам под влиянием переменных нагрузок. Наибольшим действием ввиду специфики морского месторождения обладают коррозионные дефекты. Коррозия способствует уменьшению сечения несущих конструкций, что в свою очередь снижает момент на устойчивость воздействию волн, течения и ветра. Коррозионное поражение поверхности частей платформ в виде каверн вызывает значительную концентрацию напряжений в элементах, а в некоторых случаях значения напряжения могут превышать максимально допустимый предел. Это может привести к обрушению морских установок и разливу химических реагентов, нефти в водные акватории, которые пагубно влияют на морских обитателей и всю экосистему [3]. Ниже на рисунках 1 и 2 представлены различные платформы, подверженные коррозионному воздействию [4].



Рис. 1 - Коррозия опор буровой платформы

Рис. 2 - Коррозия опор и биологические обрастания

Наибольший коррозионный износ конструктивных элементов МСП, равный приблизительно 12% от начальной толщины стенки, достигается в зоне переменного смачивания [4]. В подводной зоне коррозионный износ более низкий и колеблется в диапазоне 5–8,8% (в зависимости от подводных течений). В атмосферной зоне коррозионный износ в среднем составляет 7%. Оценивая степень поражения металлоконструкций опорных блоков МСП, необходимо отметить, что все элементы платформ затронуты коррозией,

однако для всех МСП можно отметить одну очень важную тенденцию: фактическое состояние металлоконструкций надводных частей производственных блоков в зоне переменного смачивания характеризуется наибольшим коррозионным износом. Средний износ элементов в этой зоне составляет от 25 до 40%. Максимальный износ отдельных элементов достигает 75–85% [2]. В зоне переменного смачивания оценивается 0,16 мм/год, а в подводной и надводной зонах в 0,12 мм/год и 0,10 мм/год соответственно. Опираясь на показатели, можно сделать вывод о том, что наибольшее количество потенциально опасных дефектных элементов находится именно в зоне периодического смачивания [4,5].

Проведенный анализ научно-технической литературы показывает, что:

1. Коррозия морского оборудования является актуальной проблемой на данный момент;
2. Современные условия морского бурения приводят к износу материала от 25 до 40%. А максимальный износ отдельных элементов достигает 75–85%.

Таким образом целесообразным представляются:

1. Поиск и обоснование эффективного способа защиты бурового оборудования от морской коррозии;
2. Своевременное проведение комплексной диагностики с применением современных методов неразрушающего контроля;
3. Своевременное устранение дефектов и защита от коррозии непосредственно на шельфе или море.

Список использованных источников

1. Чендлер К.А. Коррозия судов и морских сооружений. Пер. с англ. И.А. Бархатова, В.И. Лемкова. Тираж 3300 экз. Л. Судостроение 1988г. 320 с.
2. Харченко У.В., Беленева И.А., Ковальчук Ю.Л., Карпов В.А. Оценка коррозионной агрессивности морской воды по показателям микробиологической активности сообществ обрастания металлических материалов // Коррозия: материалы защита. 2010. № 12. С. 30-34.
3. У.Б. Абдувалиев, М.Е. Логинова, Р.Г. Ганиев. Экологические аспекты добычи и переработки нефтепродуктов. Сборник статей Международной научно-технической конференции «актуальные проблемы инновационного развития» (Москва, 30.11.2017 г.). - Москва: Импульс, 2017. - С. 659-661.
4. Богданов Я.А. Проблемы обеспечения надежности морских стационарных платформ для добычи нефти и газа // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 2.
5. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии // М.: Физматлит, 2002, с335.

УДК 622.245

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОБЛЕГЧЕННЫХ АРМИРОВАННЫХ ЦЕМЕНТОВ

Бекбаев А.А., Султанов Т.М., Мухаметзянов Н.З.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Применение облегченных растворов в пластах с низким градиентом гидроразрыва широко распространено на месторождениях России и зарубежных стран. Данный тип цемента имеет низкие показатели прочности. Технология дисперсного армирования является одним из решений этой проблемы, при этом необходимо определить все «болевые» точки этой добавки. В данной работе описываются реологические и фильтрационные свойства армированных тампонажных растворов.

Ключевые слова: тампонажный раствор, базальтовая фибра, строительство скважин, реология, водоотдача

**RHEOLOGICAL PROPERTIES AND FILTRATION CHARACTERISTICS OF
THE LIGHTWEIGHT REINFORCED CEMENT**

A.A. Bekbaev, T.M. Sultanov, N.Z. Mukhametzyanov
(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The use of lightweight cement in the formations with low fracturing gradient is widespread on the fields of Russia and abroad. This type of cement has low strength. The technology of the disperse reinforcement is one of the solutions to this problem, at the same time it is important to determine all the "painful" points of this technology. At this paper, the rheological and filtration properties of reinforced cements are described.

Keywords: cement slurry, basalt fiber, well construction, rheological properties, water loss.

Основной целью цементирования обсадных колонн при строительстве нефтяных и газовых скважин является получение качественной и долговечной изоляции между породой, цементным камнем и колонной [1]. Многие месторождения нефти и газа России и Зарубежных стран имеют низкие пластовые давления и требуют применения облегченных тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн. [2,3]

Недостатком облегченных цементов является низкие прочностные показатели. Одним из решений данной проблемы является применение технологии дисперсного армирования. [4-6] Ранее полученные результаты говорят о том, что волокна различного типа положительно сказываются на показателях прочности, а также улучшают ударную выносливость цементного камня.

Для определения всех побочных эффектов описанной выше технологии необходимо провести дополнительные эксперименты. В данной работе описываются эксперименты по определению реологических и фильтрационных параметров цементного раствора и камня.

Измерение реологических параметров тампонажного раствора имеет большое значение при строительстве скважин, как на этапе разработки гидравлической программы, так и на этапе процесса цементирования.

Изучение реологических свойств тампонажных растворов в различных условиях необходимо для определения их режимов движения и скоростей восходящего потока в затрубном пространстве, потерь напора и ожидаемых давлений продавки, т.е. для проведения гидравлических расчетов процесса цементирования.

При выполнении данной работы для исследования реологии тампонажных растворов использовался ротационный вискозиметр OFITE Модель 900, применение которого позволяет выполнять анализы, соответствующие стандартам АНИ. Для исследования водоотдачи были использованы два прибора: фильтр-пресс пневматический ФПП-53 и ВМ-6.

Объектами исследований явились портландцемента марки ПЦТ-I-G, стеклянные микросферы (СМС), диаметром 30 мкм, алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ) диаметром 50-300 мкм, пеностекло (ПС) с размером частиц 200-500 мкм. В качестве расширяющей добавки (РД) использована добавка ДР-50, работающая на основе оксидного расширения.

Испытаниям подверглись облегченные растворы, содержащие портландцемент, 10% расширяющей добавки, 7% одной из облегчающих добавок, а также по 0,1% пеногасителя и понизителя водоотдачи и 0,15% стабилизатора. Для армирования тампонажных материалов использовались высокомолекулярные волокна на основе базальта и асбеста и низкомолекулярное - полипропиленовое волокно с концентрацией волокна равной 0,5 % (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты измерения реологических свойств тампонажного раствора

Состав	В/Ц	Реологические параметры			
		ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС, 10 с, Па	СНС, 10 мин, Па
Бездобавочный ПЦ	0,5	14,11	1,405	1	4
Бездобавочный ПЦ	0,6	15,742	0,528	1	3
Бездобавочный ПЦ	0,7	2,23	6,879	1	3
№1- ПЦ + РД 10 % + АСПМ 7 %	0,7	9,795	2,236	1	4
№2 - ПЦ + РД 10 % + ПС 7 %	0,7	14,048	0,751	1	3
№3 - ПЦ + РД 10 % + СМС 7 %	0,7	15,112	1,897	3	4
№1+Базальтовое 6 мм	0,7	25,135	0,2156	7	10
№1+Полипропиленовое	0,7	42,31	4,333	6	10
№1+Гранулированное	0,7	15,175	3,818	4	5
№2+Базальтовое 6 мм	0,7	36,501	7,351	15	19
№2+Полипропиленовое	0,7	40,561	5,181	15	24
№2+Гранулированное	0,7	15,159	0,785	1	3
№3+Базальтовое 6 мм	0,7	38,168	9,844	6	9
№3+Полипропиленовое	0,7	44,213	7,742	9	12
№3+Гранулированное	0,7	17,785	10,698	6	10

Результаты экспериментов показывают относительно небольшие изменения реологических параметров тампонажного раствора. Наибольшие отклонения значений пластической вязкости и динамического напряжения сдвига наблюдаются при комбинации стеклянной микросферы и армирующих волокон различного типа, возможно это связано с тем, что стеклянная микросфера способствует получения более седиментационно устойчивого раствора.

Результаты исследования фильтрационных свойств тампонажного раствора (табл. 2) показывают, что все типы волокон оказывают влияние на изменение водоотдачи в положительную сторону, но не такое существенное как специальные добавки-регуляторы водоотдачи.

Использование всех типов армирующих добавок снижает значения водоотделения. Скорее всего это связано с тем, что образованный волокнистый каркас позволяет удерживать воду в растворе.

Таблица 2 – Результаты измерения фильтрационных свойств тампонажного раствора

Состав	В/Ц	Водоотделение, мл/2 часа		Водоотдача , см ³ /30 мин
		0 град	45 град	
Бездобавочный ПЦ	0,5	10	12	338
Бездобавочный ПЦ	0,6	9	10	350
Бездобавочный ПЦ	0,7	8	10	360
№1- ПЦ + РД 10 % + АСПМ 7 %	0,7	8	9	90
№2 - ПЦ + РД 10 % + ПС 7 %	0,7	8	10	87
№3 - ПЦ + РД 10 % + СМС 7 %	0,7	7	8	70
№1+Базальтовое 6 мм	0,7	6	8	75
№1+Полипропиленовое	0,7	6	8	78
№1+Гранулированное	0,7	7	8	80
№2+Базальтовое 6 мм	0,7	5	8	69
№2+Полипропиленовое	0,7	5	7	73
№2+Гранулированное	0,7	5	8	75
№3+Базальтовое 6 мм	0,7	4	6	43
№3+Полипропиленовое	0,7	4	7	52
№3+Гранулированное	0,7	5	7	55

Выводы

1. Несмотря на недостатки облегченные тампонажные растворы остаются востребованными при креплении скважин, являясь основным материалом при цементировании пластов с низким градиентом гидроразрыва.
2. Технология дисперсного армирования позволяет улучшить показатели прочности цементного камня, однако для получения более точной картины происходящего с раствором в скважине, необходимо провести дополнительные исследования.
3. Результаты экспериментов показывают относительно небольшие изменения реологических параметров тампонажного раствора. Наибольшие отклонения значений пластической вязкости и динамического напряжения сдвига наблюдаются при комбинации стеклянной микросферы и армирующих волокон различного типа.
4. Все типы волокон оказывают влияние на изменение водоотдачи в положительную сторону, но не такое существенное как специальные добавки-регуляторы водоотдачи.

Список использованных источников

1. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд., – М.: Недра, 1987. – 373 с.
2. Курбанов Я.М., Каримов Н.Х., Хафизова Э.Н. Совершенствование составов и технологических свойств облегченных тампонажных растворов. – Известия вузов. Нефть и газ. – 2002. - №6. – С. 18-25.
3. Лукманов Р.Р., Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А. Предупреждение поглощений тампонажных растворов и креплении скважин на месторождениях ООО «ЛУКойл-Западная Сибирь». - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. - №11. – С. 25-30.
4. Агзамов Ф. А., Тихонов М. А., Каримов И. Н. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов // Территория нефтегаз, 2013. С. 76-80.
5. Бекбаев А.А., Агзамов Ф.А., Хафизов А.Р., Лягов А.В. Исследование армированных облегченных тампонажных материалов. – Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2017. – Т. 9, №4. – С. 131-148.
6. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширении тампонажных материалов. Территория Нефтегаз, 2011, с.14-15

УДК 622.24.063

ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА ЭЛАСТОМЕР СТАТОРА ВЗД

Веремейчик А.Ю., Габбасов А.Ф.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Проводятся лабораторные исследования по изучению влияния промывочных жидкостей на трение и скорость изнашивания резины пары «Метал-Резина». Описывается методика проведения экспериментов. Приводятся описание лабораторной установки и результаты экспериментов.

Ключевые слова: ВЗД, буровой раствор, скорость изнашивания, эластомер, смазочная добавка

UDC 622.24.063

STUDY OF KINETICS OF IMPACT OF DIFFERENT LUBE ADDITIVES ON THE ELASTOMETER OF THE STATIONARY ELEMENT OF DDM

Veremeychik A. Y., Gabbasov A.F.

(Ufa State Oil Technical University)

Abstract. Laboratory studies are carried out to study the influence of the influence of washing liquids on friction and wear rate of the rubber of the Metal-Rezina pair. The technique of carrying out the experiments is described. The description of the laboratory installation and the results of the experiments are given.

Keywords: downhole drilling motor (DDM), drilling fluid, wear rate, elastomer, lubricant additive

Установлено, что около 50% всех отказов ВЗД связано с износом рабочих органов, представляющих собой пару трения «эластомер-металл». Применяемые материалы и технология изготовления для серийного производства рабочих органов ВЗД обеспечивают их работоспособность с максимальным паспортным ресурсом 300 часов при работе на чистой воде [1]. Поэтому буровой раствор должен не только очищать забой, выносить шлам, охлаждать долото, повышать буримость горных пород [5], но и как можно меньше изнашивать рабочие органы ВЗД.

С целью изучения влияния промывочных жидкостей на трение и скорость изнашивания резины пары «Метал-Резина» нами была реконструирована установка ИИ-5018 [2].

Порядок проведения экспериментов состоял в следующем. Вкладыш вставлялся в держатель, закрытая камера заполнялась раствором, после чего вкладыш прижимался к вращающемуся диску. После притирки в течение 6 минут вкладыш снимался, промывался спиртом, высушивался и взвешивался. Затем начинался собственно эксперимент: вкладыш устанавливался в держатель, камера заполнялась испытуемым раствором, создавалась заданная нагрузка на вкладыш, включался привод с заданной скоростью. В течение установленного времени нагрузка на вкладыш и частота вращения диска поддерживались неизменными. После этого вкладыш опять извлекался, промывался и взвешивался. В ходе эксперимента в режиме реального времени измерялся момент трения и записывался на жесткий диск компьютера в оригинальный файл испытания. Износ определялся по разности веса вкладыша до и после опыта. Максимальная приведенная погрешность измерений частоты вращения, момента трения и нагрузки на образец P не превышала $\pm 3\%$.

Принцип работы установки состоит в следующем. Специализированная программа, установленная на компьютере 8, подает сигнал на тиристорный привод 9, который управляет электродвигателем 10 и обеспечивает заданную частоту вращения. Через зубчатую ременную передачу 11 и датчик момента 7, вращение передается на нижний образец – диск 2, к которому с помощью узла нагружения 3 прижимается с задаваемой силой P неподвижный образец – вкладыш 1. Создающийся момент трения регистрируется датчиком момента 7 и передается на компьютер.

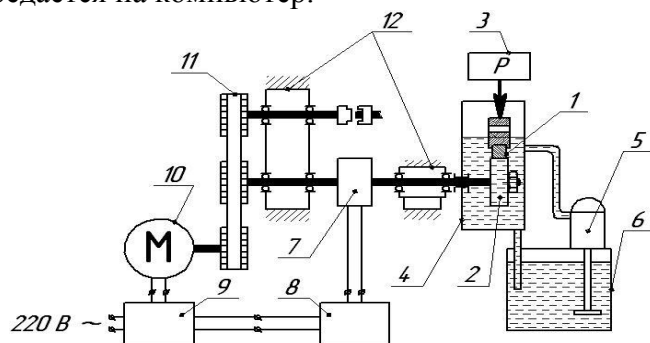


Рис. 4.2 – Схема установки ИИ-5018

Для проведения комплексных исследований в области изучения процессов трения и изнашивания в паре трения эластомер-металл нами были выбраны буровые растворы [4], приведенные в таблице 1. 1 – вкладыш; 2 – диск; 3 – узел нагружения; 4 – закрытая камера;

5 – насос; 6 – циркуляционная емкость; 7 – датчик момента;

8 – программно-технический комплекс (компьютер); 9 – тиристорный электропривод;
 10 – электродвигатель; 11 – зубчатоременная передача;
 12 – подшипниковые опоры валов

Таблица 1 – Буровые растворы отвечающие параметрам [3]

Полимерглинистый раствор №1	Глина бентонит-	3,5%
	Мел-	14%
	Баразан-	0,05%
	Бактерицид-	0,1%
	ПАЦ ВН-	0,2%
	Вода-	остальное
Инвертно эмульсионный раствор №2	Лимонная кислота-	2%,
	Мел(средний помол)-	10%,
	Барит-	8%,
	CaCl ₂ -	8%,
	ВМГЗ(основа)-	62%,
	СМАД-1М-	0,1%,
	СЭТ-1-	0,2%;
Вода №3	Вода-	100%

В ходе экспериментальных исследований нами были получены следующие результаты.

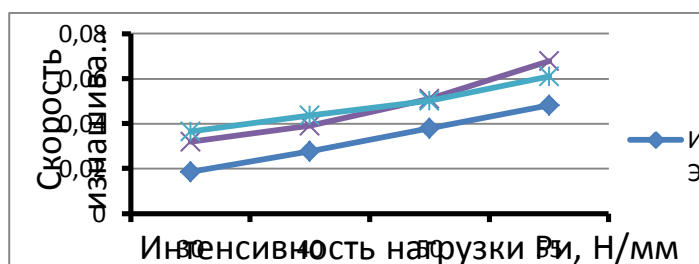


Рис. 1 - Влияние различных БПЖ

Из графика (Рис. 1) видно, что наименьшая скорость изнашивания эластомера была достигнута использованием инертно эмульсионного раствора (полимерглинистого раствора №1), так как в инертно эмульсионном растворе (основа минеральное масло ВМГЗ) использовалась кафедральная смазка БКР-7, значительный износ показал полимерглинистый раствор №1 с той же, разработанной на кафедре смазкой БКР-7. К примеру, при использовании воды скорость износа была лучше полимер глинистого раствора №1, но до нагрузки в 50 Н, далее износ эластомера увеличился.

Из графика (Рис. 2) видно, что наименьший коэффициент трения был получен при использовании инертно эмульсионного раствора, наиболее высокий коэффициент трения был с полимерглинистым раствором №1, для сравнения проведено исследование на коэффициент трения в пресной воде удельным весом 1 г/см³.

В результате проделанных экспериментов и обработке данных выяснили, что инертно эмульсионный раствор оказывает наименьший износ на эластомер за счет того, что в данном растворе используется смазочная добавка БКР-7.

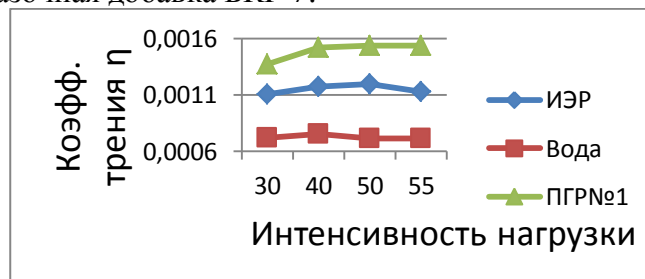


Рис. 2 - Влияние различных БПЖ на коэффициент трения пары «металл-эластомер»

Используя смазочные добавки, износ эластомера снизился, лучшей смазочной добавкой из тех, которые нами были использованы является разработанная на кафедре бурения смазка БКР-7. С целью улучшения ИЭР в него добавили 1% смазочной добавки БКР-7 от объема раствора. В результате был снижен износ эластомера. Тем самым мы увеличили межремонтный период винтового забойного двигателя ДРУ1-98РС.

Список использованных источников

1. Аветисов, А.Г., Бондарев, В.И., Булатов, А.И., Сукурено, Е.И. Оптимизация процессов промывки и крепления скважин –М.: Недра, 1980г.-221с.
2. Баграмов, Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1988.-С. 214-258.
3. Калинин, А.Г., Григорян, Н.А., Султанов, Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990.
4. Конесев, Г.В. Буровые промывочные жидкости. – Уфа: УНИ-1983.-91 с.
5. Хабибуллин Т. Р. Логинова М.Е. Влияние бурового раствора на буримость глинистых пород. Вестник науки. Сборник статей по материалам VIII - Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы современной науки», г. Томск. 2017. Часть 1. С.164-167

УДК 622.276

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ С ПОМОЩЬЮ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Галимов Д.Б.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В статье описываются перфораторы щелевые для вторичного вскрытия продуктивных пластов с точки зрения их рациональности применения, их преимущества перед кумулятивными. Дана некоторая информация о последовательной эволюции щелевых перфораторов путем их конструктивных доработок и улучшений. Также представлены примеры их применения на конкретных месторождениях с последующим получением положительного результата.

Ключевые слова: вторичное вскрытие пласта, гидромеханическая щелевая перфорация, вторичное вскрытие продуктивных пластов, щелевые каналы, щелевой перфоратор двухстороннего действия.

UDC 622.276

COMPLETION OF PRODUCTIVE HORIZONS WITH SLOT PERFORATION

Galimov D. B.

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The article describes slot perforators for perforation of reservoirs from the point of view of their rational use, their advantages over cumulative ones. Some information is given on the successive evolution of slot perforators by means of their constructive refinements and improvements. Examples of their application in specific fields are also presented followed by obtaining a positive result.

Keywords: perforation of formation, hydromechanical slot perforation, perforation of reservoirs, slit tunnels, slot perforator double-sided slot perforator.

Перфораторы применяют при заканчивании скважины для того, чтобы связать скважину с продуктивным пластом сквозь обсадную трубу и цементный камень за ней. В

России самым распространенным и относительно дешевым способом увеличения продуктивности скважины является перфорация скважины, которая может осуществляться устройствами для перфорации различных конструктивных исполнений. Кроме того перфораторы часто применяются при необходимости вовлечения в эксплуатацию верхних продуктивных горизонтов либо нижних. Самыми распространенными и применяемыми на практике устройствами для вторичного вскрытия являются кумулятивные перфораторы. Несмотря на простоту и дешевизну применения перфораторов такого вида, её эффективность и качество вскрытия остается во многих случаях на низком уровне. Кольматационный слой образовавшийся после применения буровых растворов и тампонажных материалов после цементирования имеет на много большую глубину проникновения в продуктивный пласт, чем глубина проникновения перфорационных каналов кумулятивных перфораторов. Также при перфорировании кумулятивными зарядами скважина с её крепью подвергается большим нагрузкам, в результате чего цементный камень может разрушиться либо потрескаться даже в интервалах не подвергавшихся перфорации, а это может привести в последующем к нежелательным осложнениям, а, следовательно и к непредвиденным затратам.

Протяженная продольная щель в скважине имеет свои преимущества перед скважинами, имеющими отверстия. Продольная щель имеет большее количество контакта с каналами и трещинами, через которые поступает флюид. Также такие скважины могут самоочищаться от заиливания. В эволюции развития щелевых перфораторов в самой начальной стадии предлагалось создавать каналы в продуктивном пласте при помощи гидropескоструйной перфорации. Но так как абразивный материал в жидкости разрушал применяемое, оборудование от него отказались. Затем предложили механическое устройство, которое могло проделывать щель диском в обсадной трубе. После проведения их промыслового испытания, стало понятно о необходимости дальнейшего усовершенствования щелевых перфораторов, так как успешность работ была ниже 50%. Проведя анализ неудачных испытаний с 50% успехом, пришли к выводу о неэффективности разрушения цементного камня и прорезания щели в пласте одним лишь диском. Было предложено доработать механический перфоратор, добавив гидромониторный намыв с целью разрушения цементного камня в затрубном пространстве и образовать канал во вскрываемом пласте для притока нефти. Для намыва цемента и каверн гидромониторное устройство устанавливали под углом в сторону щели, исключая таким образом проблему отсутствия циркуляции. При этом диск разрушает обсадную трубу, а струя под высоким напором цементный камень за колонной. Струя жидкости создает по протяжению образовавшейся щели каверну, которая имеет значительно большую площадь фильтрации. Использование перфоратора показало необходимость включения фильтра перед гидромониторной насадкой для исключения при нагнетании частиц, больших, чем размер отверстия насадки. [1]

Были также проведены эксперименты с щелевой перфорацией на 12 скважинах НГДУ «Нурлатнефть» как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. После данных промысловых экспериментов пришли к заключению, что данная технология вторичного вскрытия тонких пластовых прослоев имеет большую эффективность и её более целесообразней применять, чем кумулятивные перфораторы [2].

В одной из скважин Сунчелеевского месторождения также были проведены работы по вторичному вскрытию щелевым перфоратором. Вскрывали турнейский ярус гидромеханическим щелевым перфоратором на нефти и, в результате, дебит скважин возрос, составив 4,2 т/сут. Подобные операции проводились в терригенных коллекторах Западно—Бурейкинского месторождения. В итоге скважина была введена в эксплуатацию с показателем дебита 9 м/куб. В карбонатных трещиноватых коллекторах при ГМЦП во много раз возрастает вероятность того, что образованные перфоратором щелевые каналы совместятся с естественными трещинами пластов из-за чего дебит скважины будет отличным. В терригенных коллекторах с большой проницаемостью дебит также будет

хорошим по причине того, что в процессе ГМЦП образуется каверна с большим диаметром, которая будет превышать по размеру кольматационную зону. [3].

На Анастасиевско-Троицком месторождении в НГДУ-4 проводились повторные перфорации щелевидными перфораторами на тех же интервалах пласта, которые ранее вскрывались кумулятивными. Например, в результате щелевого вскрытия (реперфорации) в скважине в интервале перфорации образовалась продольная щель. После этого средний дебит возрос на 20 т/мес, чем было при вскрытии кумулятивным перфоратором. [4].

Одной из фирм, ООО «Комплекс» был предложен гидромеханический щелевой перфоратор двухстороннего действия. У данного типа есть отличительные особенности: кроме того, что они двухстороннего действия (с двумя режущими дисками). Например, режущие диски благодаря специальной рабочей боковой поверхности, формируют продольные щели в обсадной трубе с большим показателем качества прорезанных форм. А прорезание двух щелей приводит к тому, что кольцевые напряжения металла снижаются, благодаря чему снизится вероятность смыкания щелей. Каналы во вскрываемом пласте образует мощный поток струи, исходящий из гидромониторных насадок. Каналы глубоки благодаря разгонной камере переводящей ламинарный режим течения жидкости в турбулентный высоконапорный поток. Также глубина каналов достигается из-за наличия специальных гидромониторных насадок, расположенных попарно под определенными углами. Благодаря таким конструктивным особенностям и скорости напора жидкости из насадок (8 л/сек) перфоратор может воссоздать канал глубиной 1,5 м и больше в зависимости от продолжительности времени, за которое проводится перфорация.[5]

На данный момент гидромеханическая щелевая перфорация является одним из наиболее щадящих способов вскрытия продуктивного пласта, которая позволяет вскрывать продуктивные горизонты с малой толщиной. Множество проведенных операций по вторичному вскрытию щелевыми перфораторами показали хорошие результаты, в результате чего были получены положительные показатели по дебиту нефти. Такие отличные показатели получены благодаря большой глубине образуемых перфоратором перфорационных каналов, сохранности цементного кольца, отсутствие закупоривания перфорационных каналов, которая присуща при применении кумулятивных перфораторов.

Список использованных источников:

1. Саркисов Н. М., Шишов С. В. Совершенствование технологии щелевой перфорации скважин // Нефтяное хозяйство. 1995. №3. С. 61-63.
2. Салихов И. М., Ахмадуллин Р. Р., Аблямитов Р. Ф. Гидромеханическая щелевая перфорация - эффективный способ вскрытия маломощных продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2011. № 5. С. 112-114.
3. Галеев Р. Р., Трифонов Т. В. Анализ эффективности применения гидромеханической щелевой перфорации в старом фонде скважин. // Нефть. Газ. Новации. 2010. № 6. С. 40-43
4. Саркисов Н. М., Шишов С. В., Лысенков Е. А., Чабанов С. С. Перфорация скважин щелевым способом. // Нефтяное хозяйство. 2001. №3. С. 53-55.
5. Ланский Д. И. Преимущества гидромеханической щелевой перфорации при вторичном вскрытии пласта // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 67. С. 40-43

УДК622.276

ИЗУЧЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА ПРИМЕРЕ ЖИДКОГО СТЕКЛА

Ганиев Р.Г.,Гареев А.З.,Ефкеев Т.К.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Основной целью лабораторных исследований является изоляция водоносных зон продуктивной части пласта, а так же для устранения заколонных и межпластовых перетоков, путем замедления гелеобразований композиций на основе жидкого стекла.

Ключевые слова: жидкое стекло, гелеобразование, соляная кислота, исследование, реагенты.

UDC622.276

THE STUDY OF GEL-FORMING COMPOSITIONS, FOR EXAMPLE LIQUID GLASS

Ganiev R. G., Gareev A. Z., T. K. Ipkeev

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University»)

Abstract. The main purpose of laboratory studies is to isolate water-bearing zones of the productive part of the reservoir, as well as to eliminate annular and cross-flows by slowing geleobrazovanie compositions based on liquid glass.

Keywords: rid glass, globe, acid salt, research, reagents.

Растворимые стекла - это твердые водорастворимые стекловидные силикаты натрия и калия. Путем сплавления кремнезема с щелочными компонентами получают растворимые стекла.

Термин «жидкое стекло» включает в себя водные щелочные растворы силикатов, не смотря на вид катиона, концентрации кремнезема, его полимерного строения и способа получения таких растворов.

Жидкое и растворимое стекло – это крупнотоннажные продукты неорганического синтеза. Благодаря ценным свойствам, экологической чистоте производства и применения, неограниченности и нетоксичности, а также во многих случаях дешевизне и доступности, растет большой интерес к этим техническим продуктам.

Жидкое стекло – насыщенный водный раствор силикатов щелочных металлов. Оно относится к неорганическим реагентам полимерного характера. Его характеризовывают:

- по содержанию примесей – оксидов кальция, железа, алюминия, серного ангидрида;
- по мольному или массовому соотношению в стекле оксида кремния SiO_2 и оксида щелочного металла Me_2O , и при этом отношение $\text{SiO}_2/\text{Me}_2\text{O}$ называют силикатным модулем жидкого стекла – n ;
- по виду щелочного катиона;
- по плотности растворов жидкого стекла.

Натриевое жидкое стекло по ГОСТ 13078-81 бывает восьми марок: А; Б; для литейного производства и смазок; для катализаторов, адсорбентов, электродов; для химических производств; для клеев, пропиток; для строительства; для бумажного производства.

Диоксид кремния, при $\text{pH} = 10,5-11,0$, находится в деполимеризованном состоянии. Максимальная скорость гелеобразования кремнезема – $\text{pH} = 5,5-7,5$.

Благодаря тому что растворы щелочных силикатов имеют сильнощелочную реакцию, то нейтрализовать их полностью или частично можно любыми кислотами. Соляная кислота, реагируя с силикатом натрия, образует золь кремниевой кислоты.

Недостатком использования жидкого стекла в современной технологии – недостаточность стандартизации состава, т.е. концентрации и модуля раствора для получения заданных технологических свойств. Это происходит из-за различного состояния кремнезема в жидких стеклах одинакового модуля и концентрации.

Исследование гелеобразования в композициях на основе жидкого стекла и соляной кислоты

Для определения времени гелеобразования проводились лабораторные работы в следующих направлениях:

— исследование влияния суспензии глины Западно-Ноябрьского месторождения, керогена, ГКЖ, измельченного торфа, лигносульфоната на процесс образования силикатного геля;

— изучение условий, позволяющих произвести смешение реагентов значительно раньше реакции нейтрализации жидкого стекла.

При использовании глинистой суспензии, вместо воды в том же составе, отмечается незначительное сокращение времени гелеобразования. В обоих случаях гель непрочный. При увеличении концентрации кислоты или уменьшении концентрации ГКЖ при постоянной концентрации кислоты в системе уменьшается время гелеобразования. Введение лигносульфоната ускоряет образование геля.

Исследование гелеобразования в композиции из жидкого стекла и кремнефтористого аммония

В качестве инициатора полимеризации и как компонент, понижающий с течением времени pH смеси за счет образования в процессе гидролиза фтористоводородной кислоты, испытывали также кремнефтористый аммоний.

Проведены также исследования с реагентом "Нефтенол ЖС-96". Согласно ТУ 2145-029-17197708-96 реагент "Нефтенол ЖС-96" представляет собой раствор жидкого стекла в многоатомных спиртах. Регламентируемые показатели: массовая доля диоксида кремния 19,8-29,8%, массовая доля оксида натрия 6,48-10,64 %; силикатный модуль 2,7-3,4; плотность 1310-1380 кг/м³; температура застывания не ниже минус 25 °С. Реагент "Нефтенол ЖС-96" является невзрывоопасным, малогорючим веществом.

При подборе концентрации компонентов исходили из условий обеспечения времени гелеобразования около 3ч., для скважин с температурой до 85°С. Плотность товарного "Нефтенол ЖС-96" при 20°С составляет 1342 кг/м³. При объемном соотношении с водой 1:9 плотность товарного "Нефтенола ЖС-96" при 20°С равна 1034 кг/м³. Плотность рабочего раствора КФА (20 г на 1 л технической воды) при 20°С - 1011 кг/м³. При соотношении объемов рабочих растворов жидкого стекла и КФА, равном 5 : 1,5 при 85 °С время гелеобразования пробы составило 2ч 50мин. Таким образом, при использовании наполнителей в композиции жидкого стекла с соляной кислотой можно увеличить время гелеобразования состава. Использование КФА в композиции с жидким стеклом также позволяет увеличивать время гелеобразования.

Список использованных источников

1. Анализ работ по изоляции негерметичности резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин/Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н., Петров Н.А//В сборнике: Повышение качества строительства скважин II Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти Мавлютова М.Р. Сборник научных трудов. 2010. С. 36-47.

2. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтярь Т.Д., Логинова М.Е., Чудновская А.В., Шмагель М.А. 2018. Вып. 1 (111). С. 61-68

3. Хабибуллин Т. Р., Логинова М.Е. Влияние бурового раствора на буримость глинистых пород. Вестник науки. Сборник статей по материалам VIII - Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы современной науки», г. Томск. 2017. Часть 1. С.164-167

4. НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я.,

Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н. В 6 томах : учебное пособие / Санкт-Петербург, 2012. Том 2 Бурение нефтяных и газовых скважин.

5. ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ВОДЫ В СКВАЖИНАХ

Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Есипенко А.И. Под редакцией профессора Г. В. Конесева. Санкт-Петербург, 2005.

6. ПОВТОРНАЯ ГЕРМЕТИЗАЦИЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Елизаров О.И. Уфа, 2005.

7. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОЙ ГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ

Петров Н.А., Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2011. № 2. С. 448-456.

8. СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПОВТОРНОЙ ГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ, Петров, Н.А., Янгиров Ф.Н. Нефтегазовое дело. 2010. Т. 8. № 1. С. 43-46.

9. СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ И СМАЗОК ДЛЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА Петров Н.А., Янгиров Ф.Н. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2010. № 2. С. 61.

10. УЛУЧШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЕМ НОВОЙ СМАЗКИ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА Янгиров Ф.Н. АВТОРЕФЕРАТ диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 1999

УДК 332.143

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ

З.А.Гарифуллина

А.Х.Габзалилова

А.Салейкин

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. Применение в плановых расчетах системы норм и нормативов использования оборудования и потребности в оборудовании в нефтяной промышленности должно в первую очередь относиться к буровым установкам для глубокого бурения как особо важному и дорогостоящему оборудованию.

Ключевые слова: буровое оборудование, нормы и нормативы, расходы, эффективность.

UDC 332.143

DETERMINATION OF WASTE DURABILITY IN DRILLING UNITS

ZAGarifullina

AH Gabzalilov

A.Saleikin

(Branch of FGBOU VO UGNTU in Oktyabrsky)

Abstract. The application of the system of norms and standards for the use of equipment and the need for equipment in the oil industry in the planned calculations should primarily relate to drilling rigs for deep drilling as a particularly important and expensive equipment.

Keywords: drilling equipment, norms and standards, expenses, efficiency.

Потребность в буровых установках для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения в отрасли на перспективу определяется на основе норм годовой производительности

среднесписочной буровой установки и норм потребности в буровых установках для замены изношенных.

При разработке указанных норм на потребности на плановый год наиболее сложной и важной задачей является определение норм годовой производительности среднесписочной буровой установки.

В настоящее время норму годовой производительности буровых установок для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения на плановый год рассчитывают исходя из плановой коммерческой скорости бурения и коэффициента оборачиваемости буровых установок по формуле:

$$N = \frac{V \cdot 12}{K_{об}}, \quad (1)$$

где N – норма годовой производительности среднесписочной буровой установки, м/среднесписочн. бур. уст.;

V – средняя коммерческая скорость бурения в плановом году, м/ст.-мес.;

$K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости буровых установок в плановом году.

Однако данный метод имеет существенные недостатки, основные из которых заключаются в следующем.

1. Коммерческая скорость бурения (числитель формулы 1) характеризует уровень использования парка буровых установок только в процессе бурения скважин и не учитывает степень использования буровых установок в процессе испытания (опробования) их, а коэффициент оборачиваемости буровых установок (знаменатель формулы 1) устанавливает уровень использования парка буровых установок в плановом году в процессе бурения и испытания скважин и определяется отношением календарного фонда времени нахождения парка буровых установок в хозяйстве к календарному фонду времени нахождения буровых установок в процессе бурения и испытания скважин.

В результате этого годовая производительность буровых установок в плановом году будет заведомо завышена, а расчетный парк будет занижен, так как в формуле 1 не учитывается процесс испытания скважин буровыми установками.

2. При определении численной величины коэффициента оборачиваемости парка буровых установок на плановый год в первую очередь очень важно установить его достигнутый уровень в отчетном периоде и особенно отдельно в глубоком разведочном и эксплуатационном бурении.

Это даст возможность провести глубокий анализ по установлению степени использования буровых установок в конкретных условиях эксплуатации, предложить мероприятия по их более рациональному и эффективному использованию и на базе результатов анализа принять в плановых расчетах значение численной величины коэффициента оборачиваемости буровых установок, соответствующий передовым методам организации и технологии производства и достижений научно-технического прогресса.

Такой анализ, исходя из определения коэффициента оборачиваемости буровых установок, заложенного в формуле 1, по целям бурения провести достоверно очень затруднительно, так как буровые установки, находящийся в ремонте и ожидании ремонта, разделить по целям бурения практически не представляется возможным.

Для исключения вышеизложенных недостатков предлагается расчет норм годовой производительности в буровых установках для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения на плановый год производить по формулам 2 и 3:

$$N_0 = 12V_э * K_{п,э} * K_T, \quad (2)$$

$$N_p = 12V_p * K_{п,p} * K_T, \quad (3)$$

где $N_э$, N_p – норма годовой производительности буровых установок соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, м/среднеспис. бур. уст.;

$V_{\text{э}}, V_{\text{р}}$ – плановая коммерческая скорость бурения соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, м/ст.-мес.;

$K_{\text{н,э}}, K_{\text{п,р}}$ – коэффициент использования календарного фонда времени действующего парка буровых установок в процессе бурения скважин соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении;

$K_{\text{т}}$ – коэффициент технической готовности парка буровых установок.

$$K_{\text{и,э}} = \frac{t_{\text{б,э}}}{t_{\text{б,э}} + t_{\text{д,э}} + t_{\text{п,э}} + t_{\text{мэ}} + t_{\text{и,э}}}, \quad (4)$$

$$K_{\text{и,р}} = \frac{t_{\text{б,р}}}{t_{\text{б,р}} + t_{\text{и,р}} + t_{\text{д,р}} + t_{\text{п,р}} + t_{\text{мр}}}, \quad (5)$$

где $t_{\text{б,э}}, t_{\text{б,р}}$ – календарное время бурения скважин соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, ч;

$t_{\text{и,э}}, t_{\text{и,р}}$ – календарное время испытания (опробования) скважин соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, ч;

$t_{\text{д,э}}, t_{\text{д,р}}$ – календарное время демонтажа буровых установок соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, ч;

$t_{\text{п,э}}, t_{\text{п,р}}$ – календарное время перемещения буровых установок с объекта на объект соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, ч;

$t_{\text{м,э}}, t_{\text{м,р}}$ – календарное время монтажа буровых установок соответственно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, ч.

$$K_{\text{т}} = \frac{T - t_{\text{рез}} - t_{\text{рем}}}{T - t_{\text{рез}}}, \quad (6)$$

где T – календарный фонд времени нахождения наличного парка буровых установок в хозяйстве в течении года, станко-дни;

$t_{\text{рез}}$ – календарный фонд времени нахождения буровых установок в резерве в течении года, станко-дни;

$t_{\text{рем}}$ – календарный фонд времени нахождения буровых установок в ремонте и ожидании ремонта в течении года, станко-дни.

Отсюда видно, что расчет норм годовой производительности буровых установок по формулам 2 и 3 базируется на анализе показателей использования буровых установок в отчетном периоде, улучшение которых является одним из внутренних резервов отрасли для обеспечения выполнения плана по объему бурения.

Так, по формуле 4 и 5 определяются показатели, устанавливающие фактический уровень использования действующего парка буровых установок в отчетном периоде как в эксплуатационном, так и в разведочном бурении, что позволит полно и всесторонне оценить эффективность использования буровых установок, выявить резервы по улучшению их использования.

В формулах 6 определяется показатель, характеризующий техническое состояние наличного парка буровых установок.

На основе анализа достигнутого уровня этого показателя в отчетном периоде представляется возможность наметить мероприятия по сокращению времени пребывания буровых установок в ремонте и ожидании ремонта в плановом году.

Исходя из вышеизложенного видно, что использование предлагаемого метода по разработке норм годовой производительности буровых установок для глубокого эксплуатационного и разведочного бурения позволит:

учесть процесс испытания (опробования) скважин с буровой установки;

провести анализ по изучению степени использования буровых установок отчетном периоде раздельно в эксплуатационном и глубоком разведочном бурении;

на базе результатов анализа использования буровых установок в отчетном периоде установить мероприятия по более рациональному и эффективному использованию их в плановом году;

определить в плановом году объективную и достоверную потребность отрасли в буровых установках с учетом конкретных условий их эксплуатации.

Список использованных источников

1. Бренц, А.Д. Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: учебник [Текст] / А. Д. Бренц и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 511 с. ил.
2. Егоров, В.И. Анализ хозяйственной деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности. [Текст]: учебник / В.И.Егоров, Н.И.Злотникова – 2-изд. – М., Недра, 1980. – 232 с.
3. Поляков, А.Ю. Профессионализмы как неотъемлемая составляющая профессионального общения нефтяников [Текст] / А.Ю. Поляков, А.Р. Миннуллина, Г.Р. Миннуллина // 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. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 344 – 348.
4. Особенности оценки знаний студентов [Текст] / А.Ю. Поляков // Физическая культура и спорт в системе высшего образования: материалы V Международной научно-методической конференции в 2-х т. Т. 1: Организация, проблемы и методические основы учебного процесса на кафедрах физического воспитания в вузах (Уфа, 15 марта 2017 г.) / ред. кол. Н.А. Красулина [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 211 – 214.;
5. Юсупов, Р.Н. О роли фундаментальной науки в современном образовании нефтегазового профиля [Текст] / Р.Н. Юсупов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции / отв. Ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – С. 195 – 199.

УДК 564

НАУЧНО ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОДБОРА ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НИХ ЛОКАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Герасимов Д.С.¹, Овчинников В.П.¹, Салтыков В.В.¹, Овчинников П.В.²

1. ФГБОУ ВПО Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

2. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» г. Москва

Аннотация. Строительство объектов и сооружений в регионах с криолитозоной сопряжено с явлением обратного промерзания в период возможных остановок различного характера (профилактических, организационных, необходимости проведения ремонтных работ и т.д.). Как правило процессы обратного промерзания способствуют генерированию в замкнутой среде давлений обратного промерзания, значительной величины, зачастую являющиеся причиной возникновения инцидента, переходящего в аварию.

Ключевые слова: обсадная колонна, анализ.

UDC 564

SCIENTIFIC TECHNICAL SUBSTANTIATION OF METHODS OF SELECTION OF CROSSING COLUMNS UNDER THE IMPACT OF LOCAL LOADS ON THEM

Gerasimov DS 1, Ovchinnikov VP1, Saltykov VV1, Ovchinnikov P.V.2

1. Tyumen Industrial University, Tyumen

2. LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow

Abstract. Construction of objects and structures in regions with cryolithozone is associated with the phenomenon of reverse freezing during the period of possible stops of various types (preventive, organizational, the need for repair work, etc.). As a rule, the processes of reverse

freezing promote the generation in the closed environment of freeze-back pressures of considerable magnitude, which are often the cause of the occurrence of an accident turning into an accident.

Keywords: casing, analysis.

В данной работе, на примере строительства объектов нефтяной и газовой промышленности (скважин) сделана попытка объяснения механизма смятия крепи скважины (система обсадных колонн с заполненным кольцевым пространством, внутри между трубами, цементным камнем), прогнозирование величины давления обратного промерзания, предложены технологии, технические средства по их предупреждению, снижению последствий, устранений.

Анализ современных аналитических решений в области механики горных пород показывает, что они построены в основном не на экспериментальной, а на произвольных допущениях и предположениях, нередко искажающих физический смысл рассматриваемых процессов, причем громоздкость используемого математического аппарата создает для горных инженеров известные трудности в выявлении взаимосвязи влияющих факторов и создании представлений о закономерностях явлений.

Обсадные колонны в период многолетней службы в скважинах испытывают нагрузки от действия многих сил:

- при спуске в скважину на колонну действует растягивающая сила собственного веса труб и жидкости, находящейся в ней; силы инерции колонны и жидкости; сила трения о стенки скважины, гидродинамические силы, возникающие при вытеснении жидкости и др., на участках искривления ствола скважины на колонну действует так же изгибающий момент;

- при закачивании цементного раствора в обсадную колонну появляется растягивающая сила от веса жидкости, а при продавлении – возникают внутренние избыточные напряжения. Кроме того, не исключается наличие гидродинамических сил, особенно при большой скорости течения жидкости. На колонну также действует внешнее избыточное давление;

- после окончания цементирования гидродинамические силы перестают действовать, но появляются новые, связанные с изменением порового давления в цементном растворе при формировании цементного камня;

- в процессе освоения и эксплуатации нефтяных скважин внутреннее давление в эксплуатационной колонне снижают. Возникает избыточное наружное давление, которое может привести к смятию обсадной колонны.

В настоящее время разрабатываются новые методики расчета крепи скважин, модернизируются известные и создаются новые технические устройств предназначенные для усиления обсадных колонн. Изложенное обуславливается характером возникновения осложнений и аварий с ними. В частности анализ промысловых данных строительства скважин в Якутии, на Аляске и Западной Сибири показывает, что смятие обсадных колонн происходит в зоне залегания мерзлых горных пород в интервале от 2,5м до 234 м (скв. №633, скв. №643, скв. № 651, скв. №5100 Уренгойского месторождения, скв. №629 месторождения Медвежье, скв. №103, скв. №105 Гыданской площади и т.д.).

Считается, что наибольшая вероятность смятия обсадных колонн возникает в замкнутой гидравлической системе: каверна – ледяные перемычки – обсадная колонна. В результате длительных простоев или консервации происходит промерзание их околоствольного пространства. В первую очередь образуются ледяные перемычки в интервалах номинального диаметра скважины, возникают замкнутые промерзающие полости, в которых имеется среда с большим количеством воды. Дальнейшее промерзание каверн будет сопровождаться значительным повышением давления. Замкнутый объем промерзания образуется и в пространстве, загерметизированном между мерзлыми горными породами и обсадной колонной, а сверху и снизу закрытым непроницаемыми перемычками, которыми могут быть глины. Устранить смятия обсадных труб можно лишь при небольших

деформациях. Американские ученые М. Гудмэн и Д. Вуд так же склоняются к этому и считают, что причина смятия – это генерирование в заколонном пространстве давления при обратном промерзании.

Для повышения герметичности крепи скважины, подвергающейся действию динамических нагрузок, наиболее целесообразно усилить сцепляемость цементного камня со стальной поверхностью обсадной трубы, создавая на ее поверхности шероховатый слой при котором цементная матрица увеличивает возможность воспринимать усилия любой направленности, предупреждая образование и развитие трещин в цементном камне.

Следует отметить, что наличие колонн для разобщения интервалов ММП является обязательным независимо от способа разработки и освоения продуктивного горизонта. Однако, конструкция крепи скважины, если ее рассматривать в целом, будут отличаться.

Рассмотрим методику расчетов мерзлых грунтов на длительную прочность, основываясь на предшествующих работах авторов [1,2]. Эти расчеты равносильны расчетам по предельному напряженному состоянию, но с учетом фактора времени. Они заключаются в определении таких размеров конструкций из мерзлых грунтов, при которых расчетная нагрузка не превысила бы предельное сопротивление мерзлого грунта (его несущую способность) в заданный момент времени. При этом под предельным сопротивлением (длительной прочностью) будем подразумевать напряжение, вызывающее в данный момент времени переход процесса деформирования в стадию прогрессирующего течения, что приводит к разрушению мерзлого грунта или к катастрофическим деформациям и потере равновесия.

Таким образом, решение задачи, сводится к совместному решению дифференциальных уравнений равновесия

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} + \rho X &= 0; \\ \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z} + \rho Y &= 0; \\ \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \rho Z &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

и уравнения реологического состояния, в качестве которого принимается условие предельного равновесия

$$\Phi(T, \sigma_{cp}, t) = 0, \quad (2)$$

связывающее интенсивность предельных касательных напряжений, среднее нормальное напряжение и время.

При сложнапряженном состоянии упругое деформирование изотропных тел описывается общими уравнениями состояния, называемыми обобщенным законом Гука:

$$s_{ij} = 2G\varepsilon_{ij}, \quad \sigma = K_0\varepsilon, \quad i, j = 1, 2, 3, \quad (3)$$

т.е. компоненты девиаторов напряжений и деформаций, среднее нормальное напряжение и относительное изменение объема пропорциональны или в эквивалентной форме:

$$\sigma_{ij} = 2G\varepsilon_{ij} + \lambda\delta_{ij}, \quad \delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{при } i = j \\ 0 & \text{при } i \neq j \end{cases} \quad (4)$$

т.е. компоненты тензора напряжений суть линейные функции компонент тензора деформаций и обратно:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2G} \left(\sigma_{ij} - \frac{3\nu}{1+\nu} \sigma \delta_{ij} \right) \quad (5)$$

где $G = E/[2(1+\nu)]$ - модуль сдвига; $\lambda = 2\nu G/(1-2\nu)$ - коэффициент Ламе. Характерно, что коэффициенты пропорциональности в этих общих уравнения определяют параметрами, которые получаем при простых видах нагрузки.

Однако следует отметить, что исследования процесса передачи давления на обсадные трубы проводились только при положительных температурах. Поэтому обобщать результаты нельзя, так как формирование цементного камня в условиях отрицательных температур имеет свои особенности: замедляется процесс гидратации, существует возможность замерзания жидкости затворения в порах цемента и т.п.

Исследованиями [3,4] было установлено, что цементное кольцо крепи при избыточном наружном или внутреннем давлении работает в условиях близких к всестороннему равномерному сжатию. Проведенные ими экспериментальные исследования в лабораторных условиях показали, что если цемент имел невысокие прочностные характеристики ($E_c \leq 1 \cdot 10^3$ МПа, $\sigma_{сж} \leq 5,0$ МПа), то цементное кольцо переходило без разрушения из твердого состояния в пластично-деформированное, теряя разгрузочную способность. Крепи из тех же труб, но с цементным камнем, отвечающим требованиям ГОСТ 1581-96, не теряли несущей способности, хотя трубы находились в области пластических деформаций и имели локальные вмятины. Длина вмятины достигала нескольких метров, а ее форма была односторонней или симметричной, в виде восьмерки.

В качестве примера, в таблице 1 приведены расчетные значения наружных давлений, при которых в обсадных трубах трехколонной крепи скважины возникают различные по величине зоны пластичности. Представлены два варианта: в первом варианте цементный камень, скрепляющий обсадные колонны, имеет модуль упругости $E_1 = 1 \cdot 10^3$ МПа, во втором – $E_2 = 1 \cdot 10^4$ МПа.

Как видно из таблицы 1 наружные давления для крепи, работающей в области упруго-пластических деформаций, превышают давления, вызывающие только упругие деформации. Однако развитие зон пластичности в трубах обсадных колоннах крепи может привести к возникновению неравномерной нагрузки или потери их продольной устойчивости, и как следствие, стать причиной тяжелых аварий в скважине. Несущая способность крепи скважин в области упругих и упруго – пластических деформаций приведены в таблице 1.

Таблица 1

Зоны пластичности (%) в обсадных трубах диаметром и толщиной стенки, мм			Давление (наружное), МПа	
			$P_{(E_1)}$	$P_{(E_2)}$
168×12,0	245 ×13,8	324×14,0		
0	0	0	44,80	88,24
0	0	50	57,89	241,10
0	0	100	66,04	277,72
0	50	100	146,51	555,33

В этой связи расчет прочности крепи на смятие рекомендуется проводить из условия ее работы в области упругих деформаций при принятых основных факторах: толщина стенок труб $h^{(1)}$, $h^{(3)}$ и толщина слоя цементного камня $h^{(2)}$; модуль упругости материала труб $E^{(1)}$, $E^{(3)}$ и цементного камня $E^{(2)}$. Нижний и верхний уровень толщины стенок обсадных труб варьировался в соответствии со стандартом: $h^{(1)} = h^{(3)} = 8.9 \cdot 10^{-3}$ м; $h^{(2)} = 29.6 \cdot 10^{-3}$ м; $R = 98.8 \cdot 10^{-3}$ м; $E^{(1)} = E^{(3)} = 2.1 \cdot 10^5$ МПа; $a = 12,0$ м; $C^{(1)} = C^{(2)} = 23.7 \cdot 10^{-3}$ м; $q = 50$ МПа; $\eta = 0, 100, 10^6$ Н/мм³;

$E^{(2)} = 10^3; 5 \cdot 10^3; 1 \cdot 10^6$ МПа. Результаты расчета приведены в таблице 2.

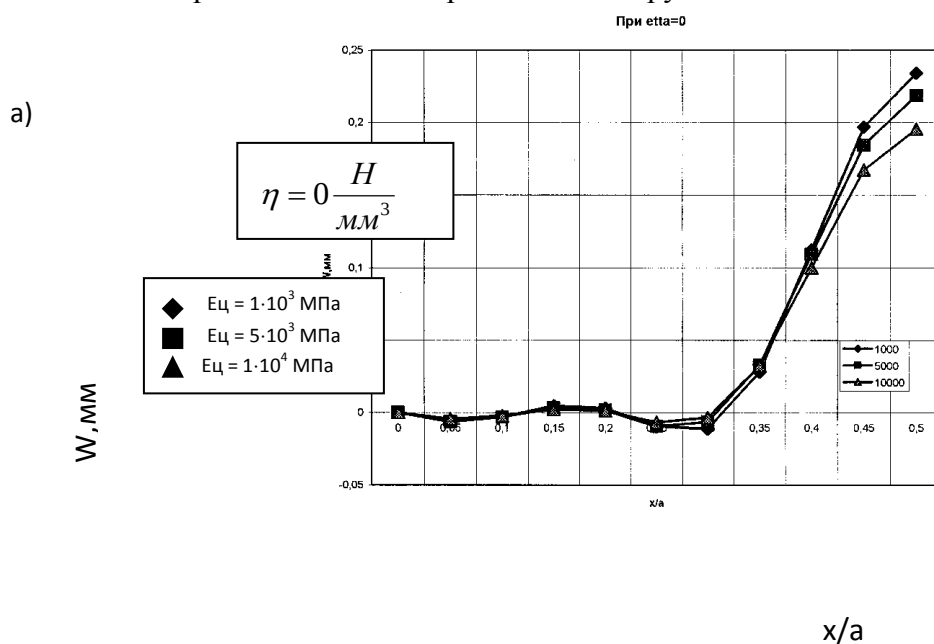
Таблица 2

$E_{ц}, \text{МПа}$	$\eta, H / \text{мм}^3$	$W, \text{мм}$	$\tau, \text{МПа}$	$\sigma^{(1)}, \text{МПа}$	$\sigma^{(2)}, \text{МПа}$
$1 \cdot 10^3$	0,0	0,2345	0,0	-115,7	-8,5
	100	0,2344	0,5	-113,8	-6,6
	10^6	0,1162	14,1	-102,8	-1,9
$5 \cdot 10^3$	0,0	0,2187	0,0	-107,1	-39,0
	100	0,2187	0,4	-105,3	-30,8
	10^6	0,109	13,0	-95,6	-8,7
$1 \cdot 10^4$	0,0	0,1956	0,0	-97,5	-71,6
	100	0,1956	0,4	-96,3	-55,7
	10^6	0,098	11,8	-86,6	-15,8

Графики распределения прогиба и напряжений вдоль образующей трубы при различных жесткостях межслойных связей показаны на рисунках 1 ÷ 4.

Изложенное позволяет считать, что основной причиной смятия обсадных колонн является высокое давление, возникающее в заколонном пространстве, либо за счёт обратного промерзания жидкой фазы, либо за счёт горного давления при деформации пластичных пород. Это давление локализуется в каналах цементного камня на небольшом участке и генерирует соответствующие напряжения, которые усиливаются напряжениями от местного изгиба, существенно зависящие от условий сцепления цементного камня с обсадной трубой. При разрушении межслойных связей между стальной трубой и тампонажным камнем происходит сдвиг одного слоя по отношению к другому по поверхности контакта, что вызывает перераспределение усилий между отдельными элементами конструкции. Используемые в настоящее время нормы и методы расчета обсадных колонн данное явление не учитывают [5,6].

Жесткость связей между слоями является неоднородным полем из-за конструктивного исполнения или при нелинейной их работе под нагрузкой.



б)

W, мм

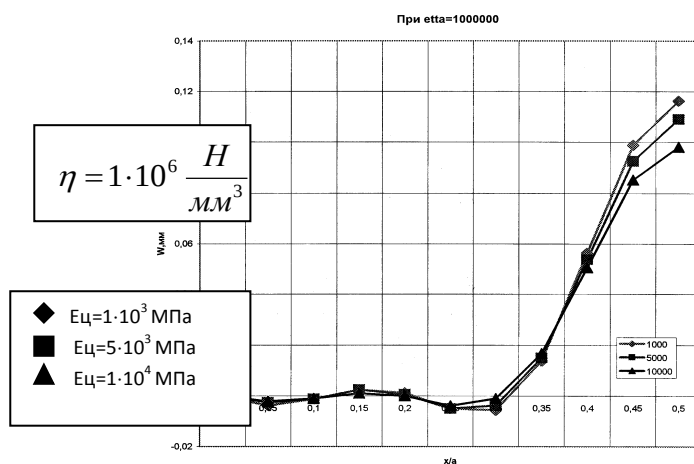
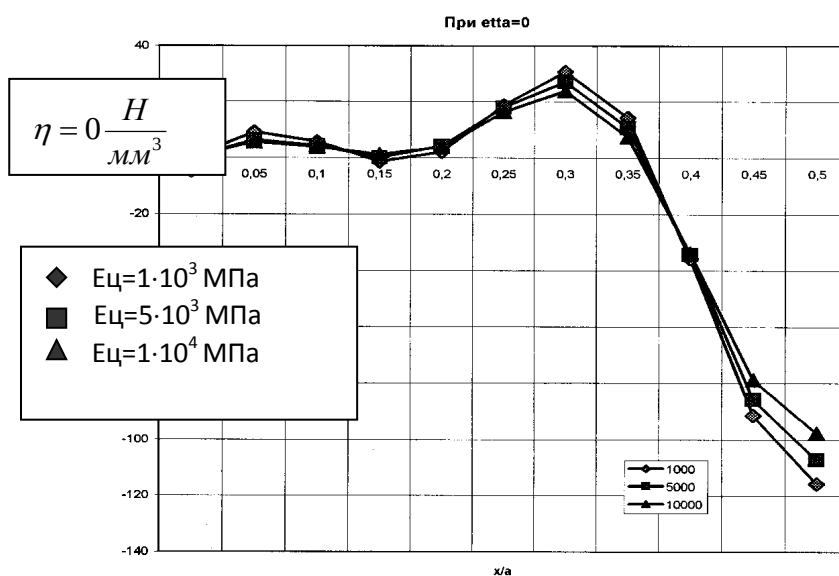


Рис. 1. Графики прогиба крепи скважины,

а)

σ , МПа



б)

σ , МПа

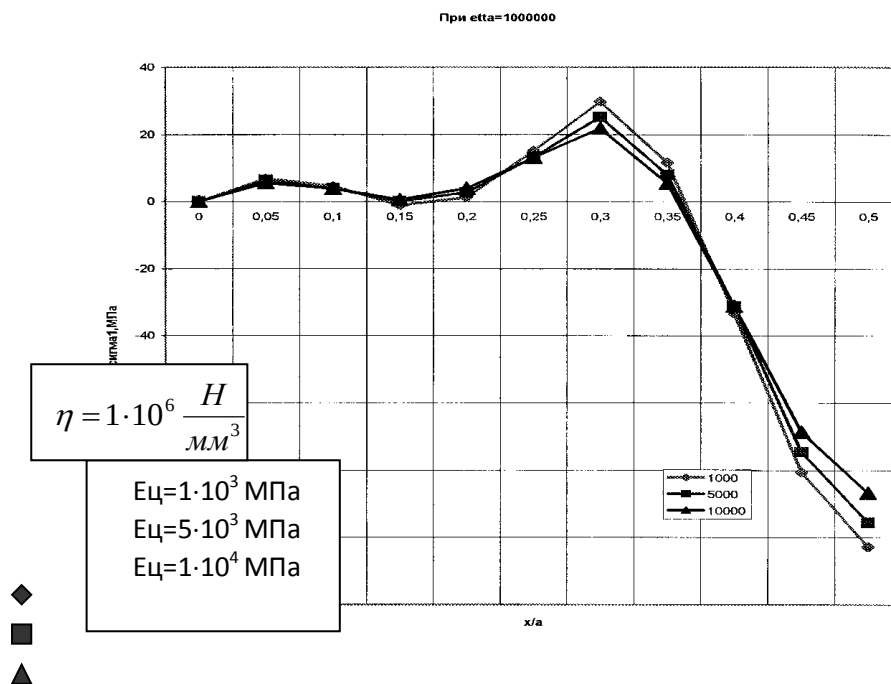
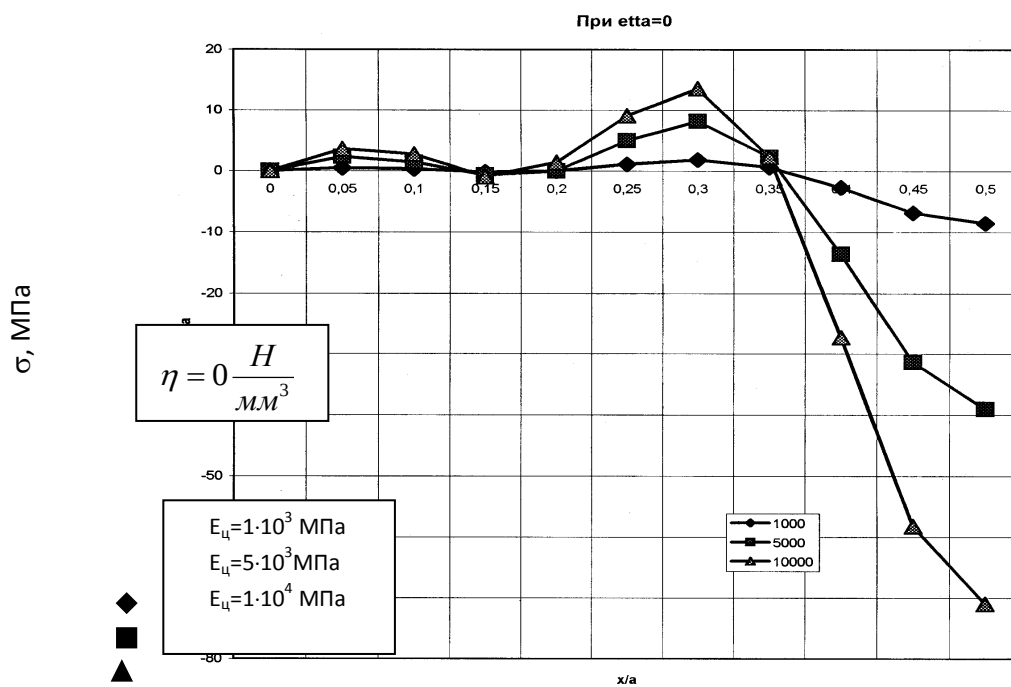


Рис. 2 - Распределение нормальных напряжений вдоль труб

а)



б)

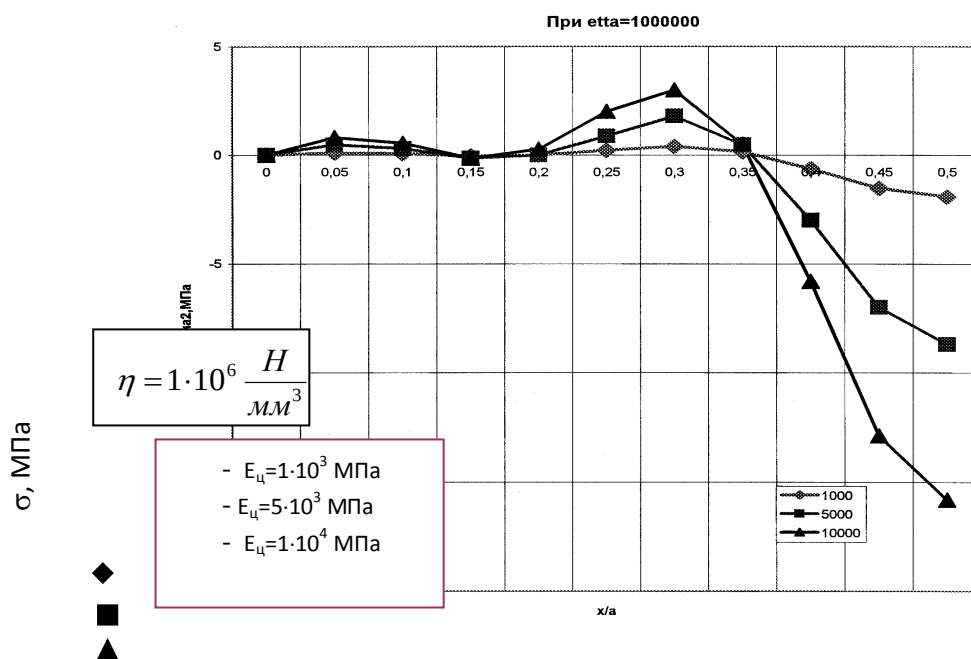


Рис. 3. Распределение нормальных напряжений вдоль цементного кольца

x/a

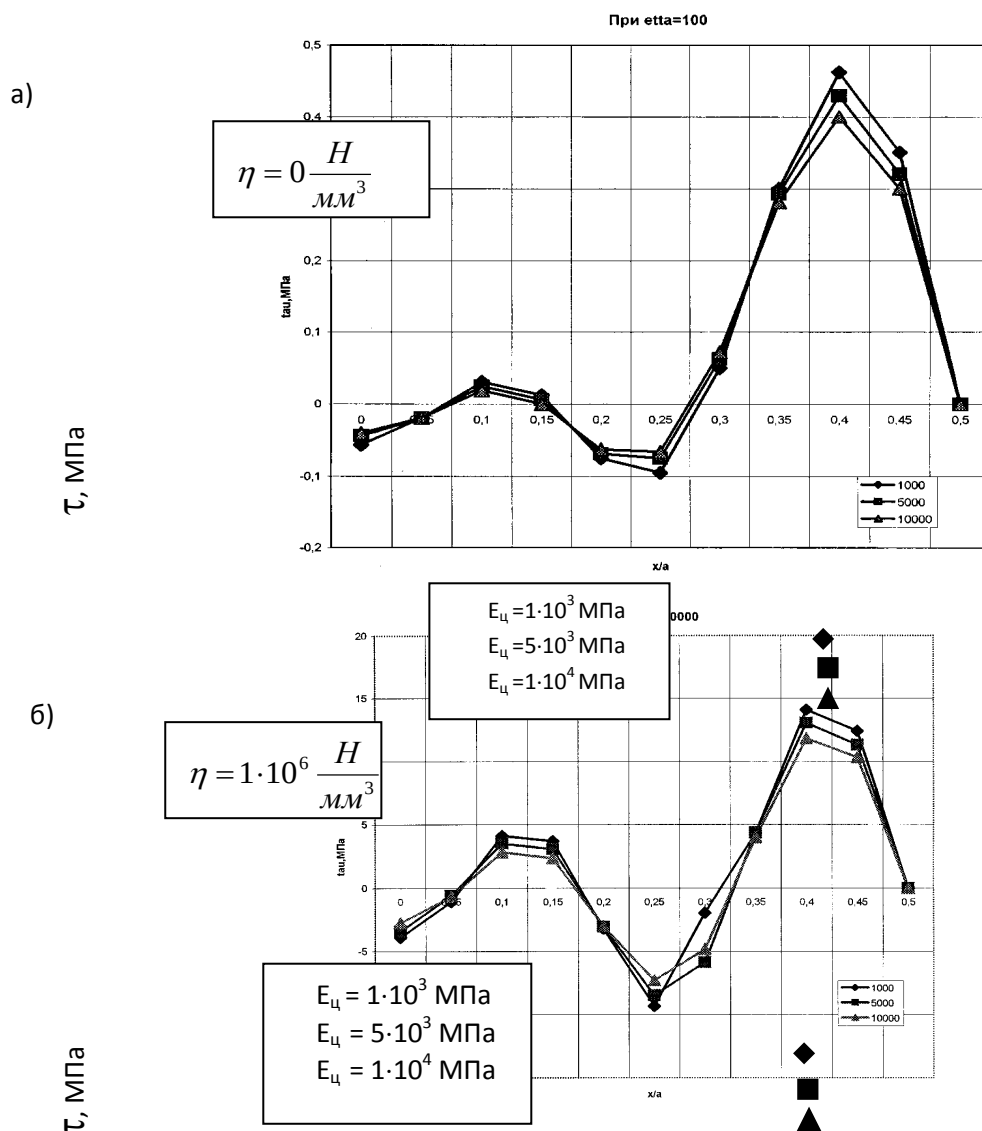


Рис. 4. Распределение сдвигающих напряжений в зоне контакта трубы и цементного камня

Анализ результатов исследований смятия обсадных колонн показал, что основной причиной является высокое сминающее давление, возникающее в заколонном пространстве скважин. Это давление локализуется в каналах цементного камня на небольшом участке и генерирует соответствующие напряжения, которые усиливаются напряжениями от местного изгиба, существенно зависящие от условий сцепления цементного камня с обсадной трубой. Под сцеплением следует понимать сопротивление сдвигу цементного камня по отношению к стальной поверхности обсадной трубы. При разрушении межслойных связей между стальной трубой и тампонажным камнем происходит сдвиг одного слоя по отношению к другому по поверхности контакта, что вызывает перераспределение усилий между отдельными элементами конструкции. Используемые в настоящее время нормы и методы расчета обсадных колонн данное явление не учитывают.

Список использованных источников

1. Вялов С.С. Реологические основы механики грунтов. - М.: Высш. шк., 1978.-447 с.
2. Вялов С.С., Зарецкий Ю.К., Городецкий С.Э. Расчеты на прочность и ползучесть при искусственном замораживании грунтов. – Л.: Стройиздат, 1981. – 200 с.

3. Герасимов Д.С. Научно-техническое обоснование методов подбора обсадных колонн при воздействии на них локальных и равномернр-распределённых нагрузок. Тюмень: ТИУ, 2017. – 211 с.

4. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Герасимов Д.С., Каменский Л.А. Анализ коллекторских свойств ачимовских отложений и применяемых технологий заканчивания скважин Уренгойской группы месторождений. Бурение и нефть, 2012, № 1. С.38-40

5. Овчинников В.П., Набоков А.В., Данилов О.Ф., Герасимов Д.С., Харитонов Т.А. Основные разделы механики сплошной среды и их практическое применение при бурении и разработке нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие Тюмень: Издательство «Типография библиотечно-издательского комплекса ФГБОУ УВПО», Тюмень ТюмГНГУ – 2015

6. Справочник физических констант горных пород/Под редакцией С.Кларка. М., Мир, 1969.

УДК 622.245.12

ОБ ЭЛЕМЕНТАХ ЛАНДШАФТА ПАТЕНТОВ КОЛОННЫХ БАШМАКОВ

Гимазтдинова Э.А., Хузин Б.А.

(ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт)

Хузина Л.Б.

(Филиал ФБОУ УГНТУ в г. Октябрьский.)

Аннотация. В статье приводятся элементы ландшафта патентов колонных башмаков. Представлена динамика изобретательской активности с указанием количества поданных заявок за период с 1985 по 2015 года. Выявлены ключевые компании, имеющие разработки патентов башмаков колонных.

Ключевые слова: скважина с горизонтальным участком, крепление скважин, спуск обсадных колонн, колонный башмак.

UDC 622.245.12

ABOUT THE ELEMENTS OF THE LANDSCAPE OF PATENTS COLUMN SHOES

Gimazetdinova E.A., Khuzin B. A.,

(SEI IN "the Almet'yevsk state oil Institute")

Khuzina L.B.,

(Branch UGNTU in the mountains, Oktyabrsky)

Abstract. The article presents elements of the landscape of patents of column shoes. The dynamics of inventive activity with the number of applications submitted for the period from 1985 to 2015. Key companies with patents of column shoes were identified.

Keywords: horizontal well site, cementing, casing running, casing Shoe.

Значимую роль в процессе строительства скважины играет крепление скважин, в частности, спуск обсадных колонн. При спуске обсадных колонн в горизонтальный ствол скважины возникают различные технические проблемы, связанные со значительной силой трения бурильной и обсадной колонны о стенки скважины [1-3], а также недохождением обсадной колонны до заданной длины ствола. Существуют различные технологические методы для решения представленных проблем, однако наиболее актуальным на сегодняшний день является развитие технических средств, в частности, колонных башмаков с усовершенствованными характеристиками.

Рассмотрим существующие на сегодняшний день запатентованные башмаки колонные и представим некоторые элементы патентного ландшафта, не претендуя на полноту охвата [4-16].



Рис. 1. Динамика изобретательской активности [4-16].

Динамика изобретательской активности с указанием количества поданных заявок за определенный год представлена на рис.1, на которой виден резкий скачок подачи заявок с 1996 по 2001 года, затем с 2001 по 2004 стабильный рост и с 2004 по 2012 наблюдается уверенный рост патентования. Далее выявим ключевые компании, имеющие разработки патентов башмаков колонных.

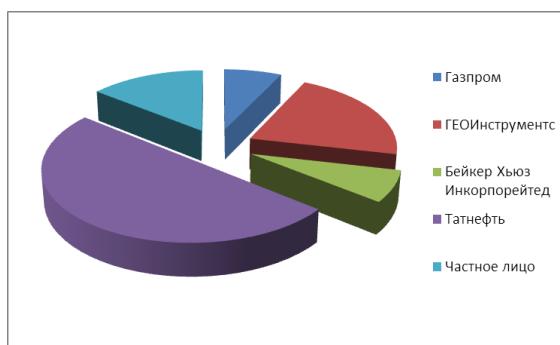


Рис. 2. Наиболее крупные заявители/патентообладатели

Круговая диаграмма на рис.2 разбита на сектора разного цвета в зависимости от заявителя/патентообладателя. Размер сектора определяется количеством заявок на получение патентов и патентов, в которых присутствуют указанные заявители/патентообладатели. Данная диаграмма позволяет сделать вывод о том, какие компании или организации интересуются и наиболее интенсивно развивают анализируемую технологию. Лидером в патентообладании является компания ПАО «Татнефть», что говорит об значимом инновационном потенциале компании.

Таким образом, из приведённого патентного ландшафта башмаков обсадной колонны следует, что проблема качественного крепления скважин является актуальной и многие компании интенсивно работают в направлении развития технических средств для улучшения дохождения обсадной колонны до заданной длины ствола.

Список использованных источников

1. Любимова С.В., Хузина Л.Б. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком/Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. - № 2. - С. 12-16.

2. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны/Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. - № 2. - С. 52-56.
3. Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С. Методы регулирования динамической нагрузки долота//Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2006. - № 8. - С. 335-337.
4. Патент RU 2282706 C1 E21B017/14. Башмак обсадной колонны / И.Т. Акбулатов, Х.И. Акчурин, С.В. Баранцевич, П.М. Дюсуше, А.В. Кейбал, Д.П.Ляпков. - № 2004138153/03. Заявл. 28.12.2004; Оpubл. 27.08.2006. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Газпром" (ОАО "Газпром").
5. Патент на изобретение RU 2093664C1 E21B017/14. Вибрационный башмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р. - №93050956. Заявл.04. 11.1993; Оpubл.20.10.1997. Патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие "ГЕО Инструментс".
6. Патент RU 2077657 C1 E21B017/14. Ротационный башмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р.- № 94018686. Заявл.10.04.2003; Оpubл.27.10.2004. Патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие "ГЕО Инструментс".
7. Патент RU 2100564 C1 E21B017/14. Вибробашмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р., Лапавок В.С.- №95114006. Заявл.04.08.1995; Оpubл.27.12.1997. Патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие "ГЕОИНСТРУМЕНТС".
8. Патент US 2341640 C1 E21B017/14. Башмак для системы крепления расширяемого хвостовика и способ заканчивания скважины / М. А.Кармоди, М. Дж.Джабс, Х. Э. Пейн, М.К. Адам. №2005127665/03. Заявл.02.02.2004; Оpubл.20.12.2008. Патентообладатель(и): БЕЙКЕР ХЬЮЗ ИНКОРПОРЕЙТЕД (US)
9. Патент RU 2413063 C1 E21B017/14. Башмак-клапан для хвостовика / Н.Х. Хамитьянов, Ф.Ф. Ахмадишин, Р. Х. Фаткуллин, А. В. Киршин, И.А. Уразгильдин. №2009140122/03. Заявл.29.10.2009; Оpubл.27.02.2011.Бюл.№6 Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU).
10. Патент RU 2172387 C1 E21B017/14. Башмак для установки профильных перекрывателей в скважинах / Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Фархутдинов Р.Г., Хамитьянов Н.Х., Мелинг К.В., Кашапов И.К., Мухаметшин А.А., Вильданов Н.Н., Насыров А.Л. - №99117606/03. Заявл. 10.08.1999; Оpubл. 20.08.2001. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" Татарский научно- исследовательский и проектный институт нефти "ТатНИПИнефть".
11. Патент RU 239852C1 E21B017/14. Башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине / Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Уразгильдин И.А., Илалов Р.Х., Багнюк С.Л. -№2009129121/03. Заявл. 2009-07-28; Оpubл. 10.09.2010. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU)
12. Патент RU 2469175 C1 E21B017/14. Башмак-клапан для хвостовика / Хамитьянов Н.Х., Фаткуллин Р.Х., Киршин А. В. , Ягафаров А.С., Багнюк С. Л. №2011126411/03. Заявл. 27.06.2011; Оpubл. 10.12.2012. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.
13. Патент RU 2451156 C1 E21B029/00. Разбуриваемый башмак-клапан для установки расширяемой колонны в скважине / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А. С., Киршин А.В., Емельянов А. В., Пронин В. Е. №2010149699/03. Заявл. 03.12.2010; Оpubл. 20.05.2012. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU)
14. Патент RU 2187619 C1 E21B29/10. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине / Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Филиппов В.П., Вильданов Н.Н., Кашапов И.К. №000106346/03. Заявл. 14.03.2000. Оpubл. 20.08.2002. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д.Шашина.

15. Патент RU 2208125 C1 E21B029/10. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине / Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Рыбалко А.Ф., Киршин А.В., Вильданов Н.Н., Филиппов В.П. № 2001117101/03. Заявл. 18.06.2001. Опубл. 10.07.2003. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть".

УДК: 622.245.1

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТРЕБОВАНИЙ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Гуменников С.Г., Исаев В.Е.

*(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»)*

Аннотация. В статье описаны причины потери устойчивости стенок скважины, такие как технологические, технические, а также геологические. Задача сводится к нахождению допустимых значений гидравлических сопротивлений при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве скважины гидродинамического давления и производительности буровых насосов, обеспечивающих минимальный перепад давления на продуктивный пласт.

Ключевые слова: устойчивость стенок скважины, потеря устойчивости стенок скважины, обвалообразование, обвалы, нарушение целостности стенок

UDC: 622.245.1

THE CHOICE OF THE OPTIMUM PARAMETERS OF THE DRILLING FLUID, DEPENDING ON THE REQUIREMENTS OF THE STABILITY OF THE WALLS OF THE WELL

Gumennikov S.G., Isaev V.E.

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The article describes the causes of loss of stability of the walls of the well, such as technological, technical, and geological. The task is reduced to finding the permissible values of hydraulic resistances during the movement of the washing liquid in the annulus of the well of hydrodynamic pressure and the productivity of the drilling pumps, which ensure a minimum pressure drop to the reservoir.

Keywords: stability of the walls of the borehole, loss of stability of the walls of the borehole, collapsing, collapses, violation of the integrity of the walls

Бурение скважин часто происходит с осложнениями, такими как, нарушение устойчивости стенок скважины, находящихся в условиях неравномерного напряженного состояния. Особенно развиваются эти осложнения в горных породах, силы связи в которых существенно ослабляются под воздействием промывочного раствора или его фильтрата. Регулирование состава раствора и его фильтрата для профилактики обвалообразований во многих случаях имеет первостепенное значение.

Потеря устойчивости стенок скважины может возникать по причине таких факторов как интенсивность искривления скважины, состав бурового раствора и его фильтрата, нарушение технологического режима промывки, проведения спуско-подъемных операций, при растеплении, химическом растворении льда, цементирующего частицы в многолетнемерзлых породах. При использовании для промывки воды и растворов на водной основе в условиях возможных сужений стволов, осыпей, обвалообразований важно обеспечить надлежащие солевой состав и степень минерализации среды. При этом эффективно и повышение плотности раствора, так же как и при разбуивании вязкопластичных глин, водонасыщенных пород. При промывке неустойчивых стволов растворами на углеводородной основе, инертными к большинству горных пород и,

как следствие, повышающими их устойчивость, также должны быть приняты меры для профилактики обвалообразований, поскольку вода, попадающая в раствор из пластов, может вызвать ослабление сил связи в породах. Для повышения устойчивости глинистых пород важно ограничить склонность к набуханию глин (как правило, засолонением раствора), воздействуя на состав их обменной емкости таким образом, чтобы поступающие в породу из раствора катионы более прочно связывали элементарные пакеты глинистых минералов. Такой способностью обладают некоторые одновалентные и многие поливалентные катионы. Активность воздействия раствора на набухание и обваливание глин существенно зависит не только от катионного состава растворенных в нем солей, но и от концентрации катионов. Для примера в таблице 1 приведены опытные данные по влиянию хлористого кальция на активность водной фазы раствора.

Таблица 1 – Изменение активности воды с ростом содержания CaCl_2

Концентрация хлористого кальция в водной фазе, %	0	10	15	20	25	30	35	40
Активность водной фазы к глинистой	1	0,94	0,90	0,83	0,74	0,63	0,52	0,39

Видно, что при увеличении содержания хлористого кальция до 40% активность водной фазы раствора по отношению к глинистой породе снижается в 2,5 раза. Эффективным способом ограничения роста влажности глин вследствие осмотических перетоков водного фильтрата БПЖ в глинистые породы является поддержание концентрации соли в промывочной жидкости C_p большей, чем концентрация солей в поровой жидкости пласта $C_{пл}$, т.е. $C_p > C_{пл}$. В этом случае, в связи с химическим осмосом, влага поступает из глин в скважину, происходит уплотнение глинистых пород и как бы «подсушка» их. При бурении неустойчивых пород необходимо также использовать растворы требуемой плотности с минимальными показателями фильтрационных и структурно-механических свойств, обеспечивать качественную очистку их от шлама. При большом содержании в растворе твердой фазы, высоких значениях показателей реологических свойств и длительном прекращении циркуляции происходит зависание промывочного раствора в связи с упрочнением его структуры, и, как следствие, снижается противодействие на обваливающиеся породы, интенсивность обвалообразований возрастает. Для предупреждения обвалов и осыпей пород чаще всего на практике, кроме уменьшения показателя фильтрации бурового раствора, увеличивают плотность. В этом случае возникает ситуация когда сильное увеличение плотности приводит к росту гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве скважины, что, в свою очередь приводит к росту репрессии на пласт.

Из опыта строительства скважин в нашей стране известно, что увеличение плотности промывочной жидкости позволило устранить обвалы стенок скважины и продолжить ее углубление до проектной глубины. Например, в Западной Сибири при бурении в интервале 2539-2689 метров, горизонтальный участок, после осложнений (посадки инструмента) повысили плотность с 1100 до 1140 кг/м^3 , увеличили условную вязкость с 36 до 55 с, понизили показатель фильтрации раствора за 30 мин с 4,1 до 2,4 см^3 . Это позволило пробурить скважину до проектной глубины [3]. Данные взяты с Комсомольского месторождения.

Из приведенного примера видно, что степень увеличения плотности зависит от зенитного угла, состояния скважины. Актуально нахождение такого значения плотности промывочной жидкости, при котором будут соблюдены устойчивость стенок скважины и предупреждены поглощения раствора в пласт.

Известно, что плотность промывочной жидкости в интервале совместимых условий бурения находится из расчета превышения гидростатического давления в скважине над пластовым давлением на значение допустимой гидростатической репрессии.

Согласно этому:

$$P_{\text{скв}}^{\text{гст}} = P_{\text{пл}} + P_{\text{репр}}^{\text{гст}}$$

Или

$$0,01 \cdot \rho_{\text{бр}} H = P_{\text{пл}} + P_{\text{репр}}^{\text{гст}} \quad [5]$$

Отсюда

$$\rho_{\text{бр}} = (P_{\text{пл}} + P_{\text{репр}}^{\text{гст}}) / 0,01 \cdot H$$

где H – глубина скважины по вертикали, м.

Приведенная оценка влияния $\rho_{\text{бр}}$ на $P_{\text{репр}}$ касается гидростатического давления в скважине. В то же время в процессе бурения и при выполнении прочих операций в скважине появляется дополнительное гидродинамическое давление ($P_{\text{гдин}} = P_{\text{гидр}}$), которое вместе с гидростатическим образует значительные репрессии на пласт. Максимально допустимая репрессия с учетом гидродинамического давления в соответствии с требованиями Правил безопасности [4] должна исключать вероятность гидроразрыва или поглощения раствора в пласт. Потому практический интерес представляет нахождение оптимального режима.

В этом случае задача сводится к нахождению допустимых значений гидравлических сопротивлений при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве скважины гидродинамического давления и производительности буровых насосов, обеспечивающих минимальный перепад давления на продуктивный пласт в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [4].

Выводы

Используя приведенную методику определения $Q_{\text{опт}}$, действуя по инструкции на составление гидравлической программы бурения скважин, находят допустимое значение $\rho_{\text{бр}}$ при необходимости утяжеления промывочной жидкости для ликвидации осложнений в скважине.

Список использованных источников

1. Пронин Н.Ф. Опыт строительства горизонтальной скважины на месторождении Комсомольское ОАО «Пурнефтегаз» // Строительство нефтяных скважин на суше и море / ВНИИОЭНГ. М., 1999, № 7-8
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. РД08-200-98. СПб: Деан, 2001
3. Долгий И.Е. Проектирование параметров буровых растворов и режимов промывки при бурении скважин // ISSN 0135-3500. Записки Горного института, 2004
4. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Хомутов А.Ю., Овчаренко Ю.В., Шевчук Т.Н., Сусяков И.В. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство, 2016 г.
5. Конесев Г.В., Аксенова Н.А., Буровые промывочные жидкости // Глава в книге Технология бурения нефтяных и газовых скважин, в 5 т. Тюмень, 2017 г.

УДК 622

КОМПЛЕКС МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПРИХВАТОВ ХВОСТОВИКА

Е.Л. Гусейнова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Э.М. Гусейнов

ООО «РН-Ванкор», оператор ДНГ

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, возникающие при бурении скважин, а именно прихваты хвостовиков. Приведена классификация и дана общая характеристика прихватов. А также разработан и предложен комплекс мер по профилактике прихватов, включающий: использование расширителя ствола скважины RhinoXCTool, использование фильтров с заглушками, применение «сухой смазки».

Ключевые слова: прихваты хвостовиков, дифференциальный прихват, расширитель RhinoXCTool, «сухая смазка».

UDC 622

COMPLEX OF MEASURES FOR PREVENTION OF SHOOTERS

E.L. Guseynova

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate professor)

E.M. Guseynov

(ООО «RN-Vankor», the operator DNG)

Abstract. The article deals with the problems that arise when drilling wells, namely stuck tail. The classification is given and the general characteristics of the sticks are given. A set of measures for preventing stitches was also developed and proposed, including: the use of the Rhino XC Tool borehole expander, the use of filters with plugs, and the use of "dry lubricant".

Keywords: shank stitches, differential stitch, Rhino XC Tool, "dry lubricant".

Бурение наклонно направленных скважин с горизонтальным участком ствола сопровождается различными видами осложнений, наиболее частыми являются прихваты [2, 3].

Прихваты делятся на две категории: обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Большинство произошедших прихватов являются дифференциальными (80%), и лишь 20% всех прихватов обусловлены механическим взаимодействием или неисправностью оборудования. Прихваты, вызванные механическим воздействием, разделяются на две группы: полученные шламом или обвалившейся породой и возникшие по причине заклинивания колонны на участках со сложной геометрией ствола.

Шлам или обвалившаяся порода являются наиболее частой причиной возникновения прихватов, которые в большинстве случаев происходят при подъеме инструмента, реже возникновение прихватов связано со спуском инструмента в скважину. Причиной возникновения прихватов являются некачественная очистка скважины или слабая устойчивость ее стенок. Продолжительное прекращение циркуляции также может явиться причиной прихвата неподвижной колонны [7].

Причиной возникновения дифференциального прихвата является вдавливание неподвижной буровой колонны в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на стенках скважины, которое происходит под действием перепада давления в скважине и проницаемом пласте. Возникающее между буровой колонной и породой пласта трение не позволяет сдвинуть с места колонну. Чаще всего такие прихваты возникают в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. Дифференциального прихвата практически невозможно избежать в случае долгой неподвижности буровой колонны [4].

Для предотвращения прихватов разработан комплекс мероприятий, который включает: использование расширителя ствола скважины RhinoXCTool, использование фильтров с заглушками, применение «сухой смазки».

Расширитель RhinoXCTool разработан компанией Schlumberger и предназначен для увеличения ствола скважины. Принцип работы заключается в гидравлической активации дополнительных фрез. После прохода расширителя по стволу скважины ее диаметр увеличивается. Данная технология характеризуется положительными особенностями.

Расширитель может быть активирован и деактивирован на любом этапе бурения скважины. Использование данной технологии позволяет уменьшить площадь контакта фильтра хвостовика с породой.

Нефтяной компанией SOCAR (Республика Азербайджан) на Карадагском месторождении было проведено бурение с применением расширителя RhinoXC с гидравлическим приводом, которое позволило за одно долбление пробурить и расширить 989 метров верхней секции с 444,5 до 504 мм. В результате была пробурена скважина номинального диаметра с высоким качеством, что позволило облегчить спуск обсадной колонны и снизить. В процессе бурения расширитель был активирован и деактивирован восемь раз. Компания SOCAR планирует использовать надежно зарекомендовавший себя расширитель при бурении других скважин [8].

В 2017 году на Ванкорском месторождении была пробурена первая в России скважина с применением расширителя RhinoXC.

Также для предотвращения прихватов предлагается применение «сухой смазки», которая представляет собой микросферы. Данная технология имеет ряд преимуществ. Добавление микросфер в буровой раствор позволяет значительно уменьшить трение хвостовика с породой. Лабораторные исследования «сухой смазки» доказали, что применение данной технологии значительно снижает момент на сдвиг при дифференциальном прихвате. Кроме того, микросферы не засоряют пласт и легко вымываются из скважины.

Компанией ООО «Газпромнефть-Хантос» на Южно-Приобском месторождении начиная с октября 2016 года было пробурено 10 горизонтальных скважин с применением для бурения горизонтального ствола бурового раствора без наработанной активной твердой фазы с добавлением микросфер или «микрошаров». Применение данной технологии позволило снизить риск получения осложнений, обусловленных прихватами хвостовиков, при увеличении плотности раствора [1].

Компанией ООО «РН-Уватнефтегаз» для скважин с отходами от вертикали более 3500 м внедрялась закачка пачки бурового раствора, содержащей «сухую смазку» – калиброванные стеклянные микросферы диаметром до 800 мкм, перед спуском эксплуатационной колонны. Пачка устанавливалась в интервалы открытого ствола, которые имели наибольшие коэффициенты трения: участок падения зенитного угла в S-образных наклонно направленных скважинах, второй интервал набора зенитного угла в J-образном транспортном стволе горизонтальной скважины. Использование смазки одновременно с полужесткими центраторами позволило уменьшить коэффициенты трения при спуске обсадных колонн в глубоких скважинах в обсаженном стволе в обсаженном стволе 0,20 и в открытом стволе до 0,30. Данные коэффициенты составляют 0,25 и 0,40 в случае применения стандартных технологий и оснастки [6].

Крепление хвостовика, имеющего заранее перфорированную часть и цементирующегося выше фильтра, при бурении горизонтальных скважин может сопровождаться недохождением хвостовика до забоя без промывки через башмак и некачественным удалением глинистого раствора и шлама в интервале фильтра и заколонном пространстве хвостовика. На сегодняшний день, применяемые многих месторождениях хвостовики с щелевыми фильтрами не позволяют производить промывку через башмак. Одним из способов снижения риска прихвата при спуске хвостовика является применение фильтров с кислоторастворимыми магниевыми заглушками - ОРВ-114. Предлагаемая технология спуска и цементирования хвостовиков диаметрами 102 и 114 мм была успешно реализована Азнакаевским УБР (Республика Татарстан, г. Бугульма) в сообществе с ООО «Нефтяник». Ими были использованы фильтры с кислоторастворимыми магниевыми заглушками (ОРВ-102, ОРВ-114), обсадные трубы диаметром 102 и 114 мм, которые после цементирования верхней части хвостовика вскрывались с применением гидромеханических перфораторов ПГМ-102 (114)М [5].

Предлагаемая технология позволяет:

- спуск инструмента с хвостовиком до забоя производить с качественной промывкой и без осложнений;
- отсоединять хвостовик до начала цементирования и проводить при выполнении технологических операций последующую герметизацию «головы» хвостовика;
- исключать разбуривание цементного стакана и цементировочной пробки;
- в последующих процессах освоения и эксплуатации за счет конструкции забоя промывку фильтровой части ствола и заколонного пространства производить избирательно.

Скважина, являясь дорогостоящим капитальным гидротехническим сооружением, предназначена для длительной эксплуатации. Применение передовых современных технологий при строительстве скважин будет способствовать более качественной их эксплуатации. Поэтому внедрение на месторождениях комплекса мероприятий для предотвращения прихватов, включающего использование: расширителя ствола скважины RhinoXSTool, фильтров с заглушками и «сухой смазки» будет полезным.

Список использованных источников

1. «Газпромнефть-Хантос» подвел производственные итоги первого полугодия 2017 года// Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль»[Электронный ресурс] URL: http://www.ngv.ru/pr/gazpromneft-khantos-podvel-proizvodstvennye-itogi-pervogo-polugodiya-2017-goda/?sphrase_id=9591010(дата обращения: 11.03.2018).
2. Гусейнова, Е.Л. Технология бурения многоствольных скважин[Текст] / Е.Л. Гусейнова, Э.М. Гусейнов // 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. 1. – С. 239-242.
3. Гусейнова, Е.Л. Применение технологии RAPID при бурении многоствольных скважин [Текст] / Е.Л. Гусейнова, Э.М. Гусейнов // 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. 1. – С. 242-245.
4. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 14-17.
5. Никулин, В.А. Технология цементирования хвостовиков[Электронный ресурс]/В.А.Никулин, А.М.Мухамадиев, Р.М. Галимов//Специализированный журнал «Бурение и нефть».–2010. – №1. –URL:<http://burneft.ru/archive/issues/2010-01/15>(дата обращения: 11.03.2018).
6. Технология бурения и заканчивания скважин: доступ к запасам в действии [Электронный ресурс]//Научно-технический вестник ОАО «НК «Ростнефть».–2014.–№2–URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177205/attach_2-2014.pdf(дата обращения: 12.03.2018).
7. Шангареев, Р.Р. Краткий анализ профессиональных рисков при выполнении спуско-подъемных операций в бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Р.Р.Шангареев, А.Р. Хайдаров // 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. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 201-204.
8. Rhino,XC. Расширение верхней секции скважины за одно долбление [Электронный ресурс] URL: https://www.slb.ru/library/projects/well_construction_cs/burovoo-oborudovanie-i-servisy/rhino-xc-rasshirenje-verkhney-sektsii-skvazhiny-za-odno-dolblenie/(дата обращения: 11.03.2018).

УДК 622.24.063.2

**РАЗРАБОТКА СМАЗОЧНОЙ ДОБАВКИ
ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ**

*Деревнин Г.Ю.
(УГНТУ, ст. гр. МГБ-01-16-01)*

Аннотация. проводится разработка смазочной добавки. Подбираются компоненты смазочной добавки. Составляется матрица планирования экспериментов. Проводятся ряд исследований эффективности смазочной добавки на глинистом растворе.

Ключевые слова: смазочная добавка, матрица планирования, таловое масло, буровой раствор, уравнение регрессии

UDC 622.24.063.2

**DEVELOPMENT OF A LUBRICANT FOR DRILLING FLUIDS
ON WATER BASED**

*Derevnin G.Y.
(FSBEI of HE USPTU, st. gr. MGB-01-16-01)*

Abstract. The lubricant additive is being development. Components for the lubricant additive are selected. The matrix of planning of experiments is formed. A number of researches of efficiency of lubricant additive on clay solution are conducted.

Keywords: lubricant additive, planning matrix, tall oil, drilling mud, regression equation

Известно множество смазочных добавок к буровым растворам на водной основе, однако они имеют ряд недостатков. Нефть, СМАД, СГ не рекомендуется использовать с точки зрения охраны окружающей среды. Вспенивающая способность таких известных добавок, как ФК-2000, ЛУБРИ-М требует использования пеногасителей и ограничивает область применения. Недостатки других добавок - нетехнологичность (ИКБ-4В, водные растворы ПАВ и др.) и отсутствия доступной сырьевой базы и ограниченного производства [1]. Недостатком качественных зарубежных добавок является высокая стоимость и дефицитность ввиду ввода санкций против Российской Федерации. Для регулирования свойств бурового раствора необходим ввод смазочных добавок, как правило, имеющих многофункциональное действие [1, 4, 5, 6, 7 и др].

Основой модификации разрабатываемой добавки к растворам на водной основе является «смазочная композиция для бурового раствора на водной основе». Компонентами данной добавки являются легкое таловое масло и полигликоль [2]. Недостатками смазочной добавки являются противоизносные свойства бурового раствора с ее применением.

Для приготовления разрабатываемой смазочной добавки было предложено заменить часть талового масла на компонент G с целью удешевления. Другие компоненты - КОН, ди-, триэтиленгликоль, моноэтиленгликоль.

Для опытов готовился глинистый раствор по следующей рецептуре:

- 3% бентонита; 0,2% кальцинированной соды; 0,2% каустической соды; - 0,05% НТФ; 15% барита; - 0,1% КМЦ; 0,5% унифлока; - 0,5% КССБ.

Для подбора оптимальных концентраций каждого из компонентов при минимальном количестве экспериментов была составлена матрица планирования экспериментов с применением комбинаторного греко-латинского квадрата [3]. Значения каждого фактора X (отношение концентраций компонентов в эксперименте) задали на пяти уровнях (таблица 1) и определили по формулам:

$$X_1 = \frac{N_2}{N_1}; X_2 = \frac{N_3}{N_1}; X_3 = \frac{N_4}{N_1}; X_4 = \frac{N_5}{N_2},$$

где N_1 – концентрация масла талового;
 N_2 – концентрация КОН;
 N_3 – компонент G;
 N_4 – концентрация диэтиленгликоля;
 N_5 – концентрация моноэтиленгликоля.

Таблица 1 – Значения в эксперименте уровней исследуемых факторов

Факторы	Уровни				
	1	2	3	4	5
X_1	0	0,025	0,05	0,075	0,1
X_2	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5
X_3	0,25	0,5	0,75	1,0	1,25
X_4	0,5	0,875	1,25	1,625	2,0

Проведение экспериментов сданным количеством факторов на пяти уровнях потребовало бы проведения 625 опытов. Число опытов в эксперименте в результате его рационального планирования, на основе комбинационного квадрата, сократилось до 25.

Таблица 2 – Матрица планирования

Номер опыта	Значения входных факторов			
	X_1	X_2	X_3	X_4
1	0	0,5	1,25	1,625
2	0,025	0,5	0,5	0,5
3	0,05	0,5	0,75	0,875
4	0,075	0,5	1,0	1,25
5	0,1	0,5	0,25	2,0
6	0,0	0,75	1,0	2,0
7	0,025	0,75	0,25	0,875
8	0,05	0,75	0,5	1,25
9	0,075	0,75	0,75	1,625
10	0,1	0,75	1,25	0,5
11	0,0	1,0	0,75	0,5
12	0,025	1,0	1,25	1,25
13	0,05	1,0	0,25	1,625
14	0,075	1,0	0,5	2,0
15	0,1	1,0	1,0	0,875
16	0,0	1,25	0,5	0,875
17	0,025	1,25	1,0	1,625
18	0,05	1,25	1,25	2,0
19	0,075	1,25	0,25	0,5
20	0,1	1,25	0,75	1,25
21	0,0	1,5	0,25	1,25
22	0,025	1,5	0,75	2,0
23	0,05	1,5	1,0	0,5
24	0,075	1,5	1,25	0,875
25	0,1	1,5	0,5	1,625

Результаты проведенных экспериментов представлены в таблице 3.
Матрица планирования для проведения 25 опытов представлена в таблице 2.

Таблица 3 – Результаты экспериментов

Тип раствора	Значения выходных факторов		
	Показатель фильтрации (см ³ /30мин)	Толщина корки, (мм)	Коэффициент трения корки (через 10 минут)
Базовый раствор (БР)	6,0	2,0	0,1226
БР + образец N1 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N2 (1/5%)	6,0	2,0	0,0875
БР + образец N3 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N4 (1/5%)	6,8	2,0	0,2679
БР + образец N5 (1/5%)	6,8	1,8	0,1944
БР + образец N6 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N7 (1/5%)	6,0	2,1	0,1763
БР + образец N8 (1/5%)	6,5	2,3	0,0699
БР + образец N9 (1/5%)	6,3	2,0	0,0612
БР + образец N10 (1/5%)	6,5	1,9	0,0787
БР + образец N11 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N12 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N13 (1/5%)	6,0	2,0	0,0787
БР + образец N14 (1/5%)	6,9	2,4	0,0875
БР + образец N15(1/5%)	7,2	2,0	0,0524
БР + образец N16 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N17 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N18 (1/5%)	-	-	-
БР + образец N19 (1/5%)	6,4	1,8	0,0787
БР + образец N20 (1/5%)	6,0	2,3	0,1226
БР + образец N21 (1/5%)	7,1	2,1	0,0875
БР + образец N22 (1/5%)	7,0	2,0	0,0875
БР + образец N23 (1/5%)	6,4	2,3	0,1051
БР + образец N24 (1/5%)	6,9	1,8	0,0875
БР + образец N25 (1/5%)	7,1	2,0	0,1226

На основе данных таблицы 2 и 3 в программе «STATISTICA» произвели анализ множественной регрессии.

По результатам множественной регрессии получили следующее уравнение регрессии:

$$Y = 0,1 + 0,506 \cdot X_1 - 0,12 \cdot X_2 - 0,36 \cdot X_3 - 0,1 \cdot X_4 .$$

Учитывая, что $N_1 + N_2 + N_3 + N_4 + N_5 = 100\%$, получили оптимальную концентрацию компонентов смазочной добавки: 25,2% талового масла; 2,5% гидроксида калия; 25,1% компонента G; 25,2% ди-, триэтиленгликоля; 22,0% моноэтиленгликоля.

Список использованных источников

1. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н. НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО / в 6 томах Том 2 Бурение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / Санкт-Петербург, 2012.
2. Агзамов Ф.А., Измухамбетов, Б.С., Токунов, Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: Учебное пособие. - СПб.: Недра, 2011. - С. 240
3. Логинова М.Е., Яхин А.Р., Янгиров Ф.Н. Разработка математической модели по экспериментальным данным: Учебно-методическое пособие для выполнения практической работы. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 35.
4. Пат. 2590254 РФ. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опублик. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
5. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин / Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтярь Т.Д., Логинова М.Е., Чудновская А.В., Шмагель М.А. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 1 (111). С. 61-68.
6. Петров Н.А., Янгиров Ф.Н., Давыдова И.Н. / Исследования отечественных и зарубежных смазочных добавок буровых растворов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2015. № 5. С. 150-171.
7. Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промывочных жидкостей [Текст] / Т.Р. Нуриев, Е.Я. Минилбаев, Н.В. Веселухин, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 488-494.

УДК 622.24

ПОСТРОЕНИЕ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

*Р.Р. Абдрахманов, Т.Д. Дихтярь
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. при строительстве скважин со сложным профилем возрастают риски получения осложнений, таких как прихваты бурильной и обсадных колонн и недоходжения нагрузки на долото. Для сокращения участков искривления и соответствующих потерь на трение предлагается изменить подход к построению профиля скважин с горизонтальным окончанием.

Ключевые слова: скважина, горизонтальный участок, профиль, азимут бурения, риск пересечения, многоствольные скважины

UDC 622.24

HORIZONTAL TERMINATION END WELLS DIFFICULT

PROFILE BUILDING

R.R.Abdрахманов, T.D. Dikhtyar
(FSBEI HE USPTU, branch in Oktyabrsky)

Abstract. complex profile wells construction increases complications obtaining risks, such as stuck drilling and casing strings and the bit load failure. To reduce areas of curvature and associated friction losses, it is proposed to change the approach to horizontal end wells profile constructing

Keywords: borehole, horizontal section, profile, drilling azimuth, crossing risk, multiple wells

Наибольшее количество скважин с горизонтальным окончанием, строящиеся в Западной Сибири, имеют «сложный профиль». Под термином «сложный профиль» в данной работе подразумеваются случаи расположения проектных точек Т1 и Т2 таким образом, что при построении профиля в классическом виде: вертикальный участок – трехинтервальный профиль – горизонтальный участок, получается большая разница азимутов между трехинтервальным и горизонтальным участками. Разница азимутов при этом составляет около 90 градусов. Схематично «сложный профиль» представлен на рисунке 1.

При строительстве скважин со сложным профилем возрастают риски получения осложнений, таких как прихваты бурильной и обсадных колонн и недохождение нагрузки на долото. Эти осложнения образуются на участках интенсивного искривления, где возрастают силы трения. В основном это происходит на участке донатора угла, где зенитный угол изменяется с 20 до 86 гр. и азимутальный угол выходит в азимут горизонтального участка (изменение по азимуту 90 и более градусов).

Для решения данной проблемы – сокращения участков искривления и соответствующих потерь на трение – предлагается изменить подход к построению профиля скважин с горизонтальным окончанием.

Основные условия при этом должны быть неизменны:

- интенсивность искривления в участках донатора угла и горизонтального участка,
- глубина установки ГНО,
- угол в интервале установки ГНО,
- длина горизонтального участка.

Остальные параметры, такие как угол входа в пласт и азимут входа в пласт, можно изменять. Изменение угла входа в пласт не дает значительных плюсов, т.к. амплитуда незначительна (± 1 гр. к стандартному углу входа в пласт 86 гр.), по причине небольшой мощности нефтенасыщенной части коллектора на большей части месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная сибирь». Поэтому изменениям подвергнется азимут входа в пласт. В классическом варианте он равен азимуту горизонтального участка (см. рис 1).

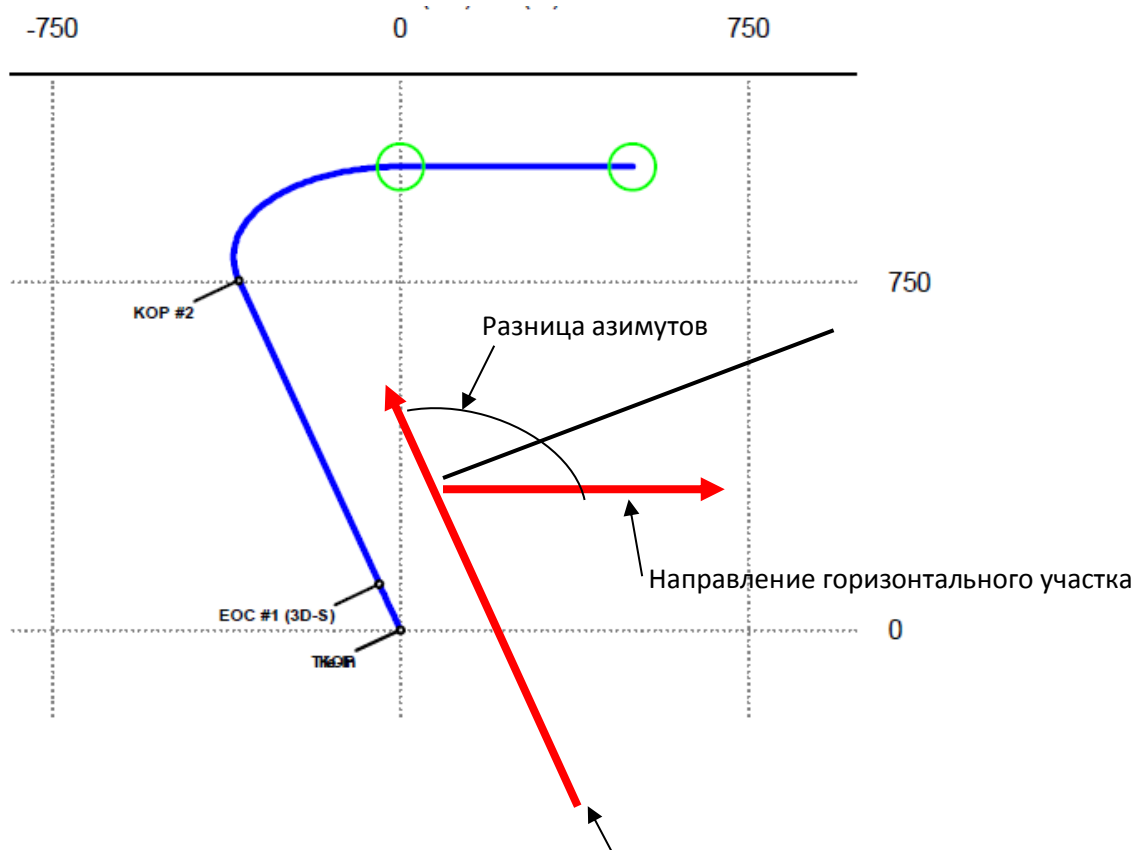


Рис. 1 - Схема сложного профиля скважины с горизонтальным окончанием

Рассмотрим вариант сложного профиля.

При постепенном изменении азимута входа в пласт с 90 до 70 гр. (с шагом 5гр.), получены следующие результаты (см. рис. 2, таблицу 1):

- разница азимутов уменьшилась;
- длина участка искривления уменьшилась;
- длина кондуктора, эксплуатационной колонны и самой скважины уменьшилась;
- угол в участке стабилизации (в интервале установки ГНО) уменьшился;
- участок стабилизации заканчивается ниже (глубже по вертикали);
- ось горизонтального участка сместилась от стандартного профиля;
- увеличилась длина горизонтального участка и площадь контакта с коллектором.

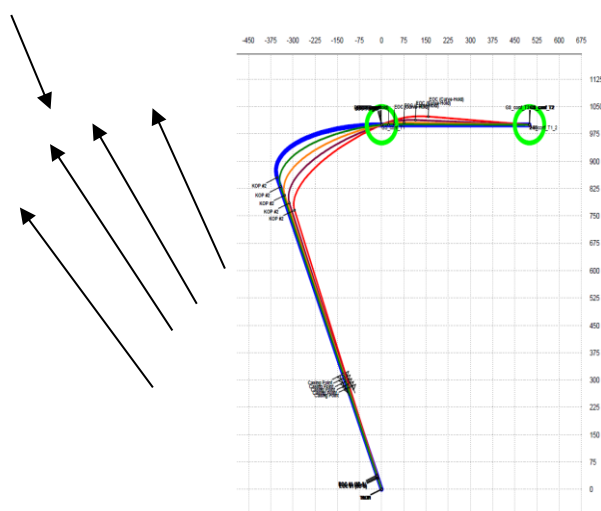


Рис. 2 - Изменение профиля сложной скважины

Измененный профиль, азимут
Азимут входа в пласт – 80гр.
Азимут входа в пласт – 75гр.
Азимут входа в пласт – 70гр.
Исходный профиль, азимут

Таблица 1 – Сравнительные показатели скважины с измененным профилем

Параметр	Исходная скважина	Скважина с измененным профилем (в сравнении с исходной)			
		85	80	75	70
Азимут входа в пласт	90	85	80	75	70
Разница азимутов Г1/г.у.	112.42	107.34 (-5.0)	102.08 (-10.3)	96.64 (-15.8)	91.03 (-21.4)
Длина участка искривления	630.3	616.8 (-13.5)	603.3 (-27.0)	590 (-40.3)	577.2 (-53.1)
Длина кондуктора	1124	1120.2 (-3.8)	1116.3 (-7.7)	1112.7 (-11.3)	1109.5 (-14.5)
Длина ЭК	3297.5	3285.1 (-12.4)	3273.2 (-24.3)	3261.8 (-35.7)	3251.2 (-46.3)
Длина г.у.	500	500.1 (+0.1)	500.5 (+0.5)	501.6 (+1.6)	503.6 (+3.6)
Длина скважины	3797.5	3785.2 (-12.3)	3773.7 (-23.8)	3763.4 (-34.1)	3754.8 (-42.7)
Угол в участке стабилизации	22.22	21.47 (-0.75)	20.75 (-1.47)	20.06 (-2.16)	19.41 (-2.81)
Глубина участка стабилизации (по вертикали)	2488.3	2500.7 (-12.4)	2512.8 (-24.5)	2524.4 (-36.1)	2535.6 (-47.3)
Смещение от оси горизонтального участка	0	1.8	6.1	13.1	22.5
Расчетная нагрузка на крюке, кН (при подъеме)	541.4	537.2 (-4.2)	533.1 (-8.3)	529.4 (-12)	525.7 (-15.7)
Расчетная суммарная сила трения, кН	126.6	122.4 (-4.2)	118.3 (-8.3)	114.5 (-12.1)	110.9 (-15.7)
Крутящий момент, кН*м	7.1	7 (-0.1)	6.8 (-0.3)	6.7 (-0.4)	6.5 (-0.6)

Расчеты свидетельствуют, что даже незначительное изменение азимута входа в пласт дает в совокупности существенные улучшения. Изменять азимут входа в пласт следует следующим способом: если горизонтальный участок расположен правее от трех интервального профиля – то значение азимута следует уменьшать, если левее – увеличивать.

В совокупности с улучшением показателей режимов бурения, так же улучшаются и другие технико-экономические показатели, что связано с уменьшением длины ствола:

- сокращение сроков строительства, увеличение коммерческой скорости;
- снижение затрат на буровой и тампонажный раствор, обсадные трубы;
- снижение затрат на ГИС, за счет того, что угол в 56 гр. набирается ниже, позволяя проводить геофизические исследования больше на кабеле и меньше на трубах.

При проектировании скважин со «сложным профилем» необходимо для каждой конкретной скважины определить насколько эффективным будет использование данного

метода построения профиля. При соблюдении этих рекомендаций данный метод построения профиля позволяет улучшить технико-экономические показатели, снизить риски при строительстве скважин с горизонтальным окончанием, а в ряде случаев позволит избежать возможные пересечения с ранее пробуренными скважинами.

Также данный метод применим при проектировании многоствольных скважин с горизонтальным окончанием.

Список используемых источников:

1. И.Р. Построения сложного профиля скважин с горизонтальным окончанием [Текст] XIV конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени – Шадринск, 2014г. – С.303-311.
2. Абдрахманов Р.Р. Построения сложного профиля скважин с горизонтальным окончанием [Текст] XIV конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа Югры - Новосибирск 2014г. – С.308-312.

УДК 622.24.06

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ APS SureShot ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИНЫ

*И.Р. Ермухаметов, Д.А.Маннанов,
Т.Д. Дихтярь*

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассматривается забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи, применяемая в настоящее время в процессе проводки скважин. Инклинометрические измерения телеметрических систем отражают положение ствола скважины в трехмерном измерении, что позволяет определять текущее положение скважины, графически отображать траекторию скважины, планирование траектории ствола скважины.

Ключевые слова: забойная телеметрическая система, гидравлический канал связи, положительный импульс давления, инклинометрия, зенитный угол, азимут, положение отклонителя

UDC 622.24.06

THE USE OF MEASURE WHILE DRILLING APS SureShot IN WHOLE MAKING

I.R. Ermukhametov, D.A.Mannanov, T.D. Dikhtyar

(FSBEI HE USPTU, branch in Oktyabrsky, associate professor)

Abstract. The article deals with measure while drilling with the hydraulic communication channel currently used in the process of whole making. The directional survey of telemetry shows the position of the well bore in 3D measurement that helps to define the current well bore position, graphically display and plan the well path.

Keywords: the measures while drilling, the hydraulic communication channel, positive pressure pulse, directional survey, inclination angle, bearing, tool face

Направленное бурение – это бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств, для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважины обязательно подвергается контролю и управлению.

С целью контроля направления бурения используются телеметрические системы (ТС) с различными каналами связи [1, 2, 3, 4 и т.п.]. Рассмотрим ТС с гидравлическим каналом связи, которые делятся на три типа [5]:

- система с положительными импульсами передает данные на поверхность, создавая импульсы избыточного давления, которые вызываются ограничением потока бурового раствора (БР) через устройство, создающее прирост давления над диафрагменно-клапанной конструкцией устройства. Импульсы давления передаются по столбу жидкости в БК, а затем регистрируются на поверхности с помощью преобразователя давления. Импульсы расшифровываются находящейся на поверхности системой обработки данных и передаются на рабочую площадку буровой бурильщику и операторам наклонно-направленного бурения;

- системы с отрицательными импульсами действуют подобно системам с положительными импульсами, за исключением того, что они выпускают малое количество бурового раствора в кольцевое пространство. Это производится открыванием байпасного клапана, позволяющим раствору вытекать в кольцевое пространство. При выпуске жидкости в бурильной колонне происходит незначительное падение давления. Потеря давления передается на поверхность и регистрируется находящимся на поверхности датчиком давления;

- система с непрерывными импульсами генерирует волны избыточного давления с помощью поворотного клапана. Поворотный клапан состоит из неподвижной пластины и ротора с изменяющейся скоростью. Когда ротор поворачивается под статором, создается непрерывная волна давления. Изменение скорости ротора создает фазовый сдвиг волны давления, которая передается на поверхность по БР в БК, затем регистрируется и расшифровывается.

Телесистема SureShot™MWD от APS Technology представляет собой автономную ТС, которая производит замеры инклинометрических данных и угла установки отклонителя, кодирует информацию и передает ее на поверхность по раствору внутри бурильной колонны посредством положительных импульсов давления. В целях получения данных гамма-каротажа к базовой системе можно добавить извлекаемый буровой инструмент с гамма сенсором и периферийное оборудование [5].

Система SureShot™MWD включает в себя две подсистемы [6]:

- наземная подсистема, стойка центра управления системы SureShot™, кабель датчика – преобразователя давления стойка бурового раствора, дисплей на буровой установке и наземные устройства (Рис. 1);

- скважинная подсистема, компоновка SureShot™MWD (Рис. 2).

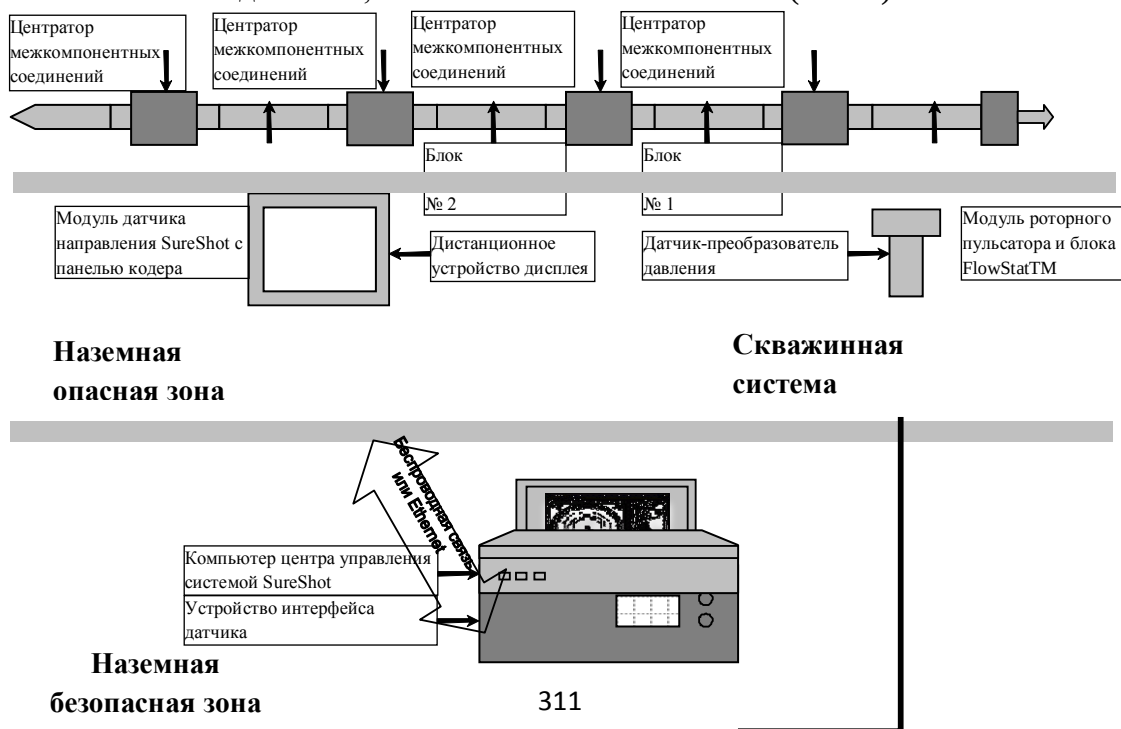


Рис. 1 – Система измерений в процессе бурения SureShot™

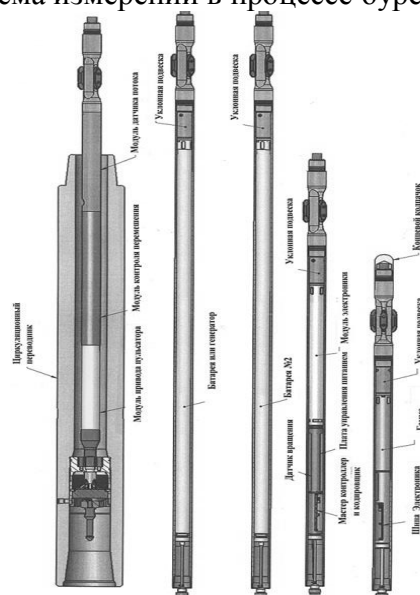


Рис. 2 – Компонировка SureShot™MWD

Основными преимуществами TC SureShot™MWD от APS Technology перед другими аналогичными ТС с гидравлическим каналом связи являются [6, 7]:

- роторный пульсатор в извлекаемом и в не извлекаемом исполнении (возможность извлечения системы в случае прихвата, при извлекаемом исполнении; запатентованная конструкция «OpenFlow» («открытый поток») препятствующая забиванию пульсатора; большой ресурс эксплуатации без отказов (до 1000 часов); малое электропотребление (в режиме ожидания электропотребление снижается в 3 раза); вращательное движение ротора; прямой привод с магнитной муфтой (которая препятствует контакту бурового раствора с вращающимися уплотнителями); безщеточный электродвигатель; встроенная память пульсатора; увеличенная скорость передачи до 3,0 бит в секунду; возможность технического обслуживания в условиях буровой);

- датчик инклинометра (в модуле ориентации используется трехкоординатные феррозондовые магнетометры и акселерометры типа Q-Flex для точного измерения азимута, зенитного угла, показаний отклонителя; используется уникальный модуль управления питанием; работа датчика возможна при высоких температурах (до 175°); память составляет 32 Мб);

- датчик гамма-излучений со сцинтилляционным кристаллом CBG с патентованной системой подвески;

- простота в сборке и использовании (сокращается время сборки и разборки системы в условиях буровой; модульная конструкция обеспечивает возможность подключения дополнительных модулей; существуют адаптеры под некоторые популярные телеметрические системы, также возможно изготовление адаптеров и переходников по запросу);

- большое количество схем кодирования и декодирования сигнала данных телеметрии в процессе передачи данных (это позволяет быстро оптимизировать получаемые данные для достижения максимальной скорости или максимальной достоверности данных). Компания APS использует два разных метода кодирования данных гидроимпульсной скважиной: метод кодирования с использованием фазовой модуляции – Bi-phase (двухфазный) и метод кодирования с использованием модуляции позиции импульса (временной 3) – TimeBase3;

- широкий выбор настройки передаваемых данных с забоя;

– прочная и облегченная конструкция наземной системы «BigBlue» (портативность, экономия места в пространстве, беспроводной дисплей бурильщика Laversab).

В заключении можно сказать, что технические решения компании APS Technology отвечают всем требованиям, предъявляемым нефтяной отраслью.

Список использованных источников

- 1 Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 2 / под общ.ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 560 с.
- 2 Технология бурения и навигация сложнопрофильных скважин: учеб. пособие / Л. М. Левинсон, Г. К. Чуктуров, М. Л. Левинсон, Ф. Х. Мухаметов. — Уфа: ООО «Монография», 2016. - 164 с.
- 3 Нефтегазовое дело / Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н. – Учебное пособие. В 6 т. Т.2 – Санкт-Петербург, 2012. – 428 с.
- 4 Управление искривлением скважин /Левинсон Л.М., Акбулатов Т.О, Учебное пособие – Уфа, УГНТУ, 2007. – 80с.
- 5 Программа обучения работников буровых бригад ООО «Катобьнефть», 2009. – 12с.
- 6 Руководство по эксплуатации в промышленных условиях системы SureShot™. Документ № 11475, редакция А, 2006. – 22с.
- 7 APSSureShot Телеметрическая система – APSTechnology: <http://www.aps-tech.com/documentation/technical-data-sheets-ru/APS-TDS-SureShot-MP-MWD-ru.pdf>

УДК 622.243.272

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕР-ХЛОРКАЛИЕВОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

***Р.Р.Хазимуратов, Р. Р. Абдрахманов, Т.Д. Дихтярь**
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Важной задачей при проводке скважин является сохранение номинального диаметра скважины и предотвращение осложнений, связанных с неустойчивостью горных пород. В статье обосновывается выбор полимер-хлоркалийевого бурового раствора для решения проблем, связанных с устойчивостью ствола скважины в интервале залегания бажендовской свиты

Ключевые слова: бурение, устойчивость ствола скважины, ингибирующая способность, полимер-хлоркалийевый буровой раствор.

UDC 622.243.272

APPLICATION OF POLYMER-CHLOROKALYEU DRILLING MUD FOR STABILITY OF STABILITY WELL BOXES

***R.R. Hazimuratov, R.R. Abdrahmanov,**
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)
T.D. Dikhtyar
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
associate professor)*

Abstract. An important task in the wells wiring is to maintain the nominal diameter of the well and to prevent complications associated with the instability of the rocks. The article substantiates the choice of polymer-chloralkali drilling mud to solve problems related to the stability of the wellbore in the interval of bedding of the Bazhenov suite.

Keywords: drilling, borehole stability, inhibitory ability, polymer-chloralkali drilling mud.

Сохранение устойчивости стенок скважины – неперенное условие нормального процесса бурения. Причина обрушения стенок – действие горного давления. Создание достаточно высокого гидростатического давления позволит в таких условиях сохранить устойчивость стенок скважины.

Смачивание горных пород рыхлого комплекса в процессе бурения с промывкой резко уменьшает прочность стенок скважины и чем дальше распространяется зона смачивания, тем интенсивнее идет процесс разрушения стенок. Этот процесс усиливается вследствие размывающего действия промывочной жидкости, наличия в ней веществ, способствующих разрушению горных пород. Нежелательное изменение свойств пород устраняется подбором рецептуры буровой промывочной жидкости (БПЖ). В частности, в нее вводят реагенты многоцелевого действия [1, 2, 3, 4, 5 и т.п.], для замедления гидратации, набухания и диспергирования глин применяют ингибированные системы БПЖ [6].

При выборе БПЖ, призванной свести к минимуму осложнения в стволе скважины, первым шагом является сбор максимально возможного объема информации по геологии, развитию напряжений в породах и о распространении сбросов в конкретном регионе. По данным каротажа, необходимо определить градиент температур и поровых давлений, содержание воды в глинистых минералах в пластовых условиях, а также провести исследования образцов глинистых сланцев, которые могут вызвать осложнения.

При проводке скважин на пласт Ю₁ на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» периодически возникали осложнения (затяжки, посадки, сопровождавшиеся проработками) и аварии (отстрел КНБК, перебур части ствола скважины) приуроченные к интервалу баженской свиты, которая относится к верхнеюрским отложениям. В ее литологическом составе преобладают глинистые породы, чередующиеся с тонкими прослоями и линзами карбонатных и кремнистых образований. К породам, обладающим свойствами коллекторов, относятся листоватые и микрослоистые глины с широко развитыми в них горизонтальными микротрещинами, которые обуславливают их неустойчивый характер.

С целью решения проблем, связанных с устойчивостью ствола скважины в интервале залегания баженской свиты, в ООО «КогалымНИПИнефть» были проведены лабораторные исследования ингибирующих свойств реагентов и БПЖ на модифицированном приборе ПНГМ для измерения линейного набухания грунтов и на таймер капиллярного впитывания FANN.

Суть исследований на приборе ПНГМ заключается в определении линейного увеличения (набухания) образца породы под воздействием водного раствора реагента или комбинации реагентов. В дальнейшем абсолютные значения увеличения высоты образца пересчитываются в относительные значения (по сравнению с исходной высотой).

Критерием оценки ингибирующей способности БПЖ на таймере FANN служит отношение времени капиллярного впитывания фильтрата БПЖ без образца породы ко времени капиллярного впитывания фильтрата БПЖ с образцом породы (T_0/T). Увеличение этого коэффициента ($T_0/T \rightarrow 1$) свидетельствует о повышении ингибирующей способности БПЖ.

Целью исследований было определение ингибирующих свойств относительно пород баженской свиты применяемого на месторождении полимер-глинистого бурового раствора с карбонатным кольматантом (ПГК), с также полимер-хлоркалийевого раствора (ПХКР), полимер-глинистого силикатного бурового раствора (ПГСР) и полимерсиликатного хлоркалийевого раствора (ПСР).

Для исследования были взяты керны пород баженской свиты:

- аргиллиты черные битуминозные (№1);
- алевролиты темно-серые с примесью алевроита, волнисто-слоистые; образцы хрупкие, разрушающиеся руками (№2);

- песчаники темно-серые, алевроитовые (№3).

Из керна материала формировалась однородный образец для исследований (пресс-таблетка) путем истирания образца породы при помощи ротационной мельницы до размера фракций 0,064 мм, дальнейшего его высушивания в термошкафу и формирования под давлением помощью ручного гидравлического пресса

Изменение ингибирующей способности фильтратов БПЖ при воздействии на образцы горных пород приведены на рисунке 1.

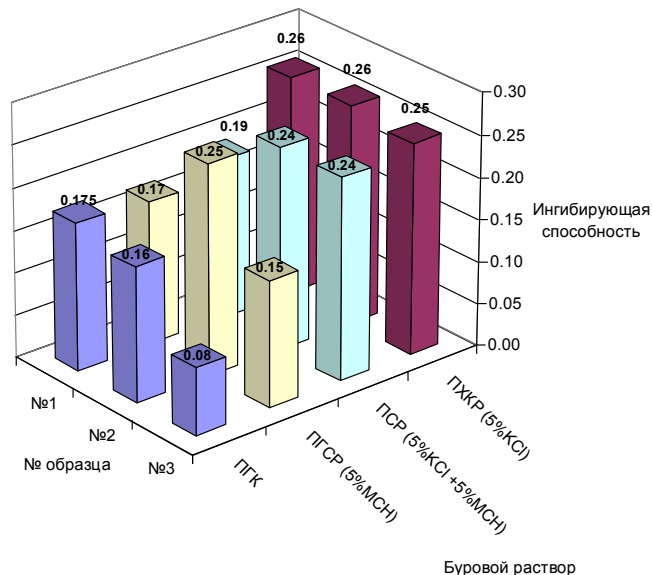


Рис. 6 – Ингибирующая способность фильтратов исследуемых БПЖ

Из полученных экспериментальных данных видно, что ингибирующее действие фильтратов буровых растворов при воздействии на образцы горных пород неоднозначно. Так относительно образца №1 коэффициент ингибирования фильтрата раствора ПГК находится на уровне коэффициента ингибирования фильтрата ПГСР и ПСР, но уступает раствору ПХКР. Ингибирующая способность при воздействии на образцы пород №2 и №3 фильтрата ПГК значительно уступает ингибирующей способности остальных растворов. Наилучшей ингибирующей способностью, по результатам проведенных исследований, обладает ПХКР, содержащий только КСІ. При применении силиката натрия или калия, совместно с КСІ ингибирующая способность бурового раствора должна быть выше.

Помещенные в буровой раствор ПГК и ПГСР образцы породы (№ 2), так же подвергаются разрушению с увеличением объема. В ПГК образцы практически полностью разрушились через 24 часа, а в растворе ПГСР в течение 48 часов разрушение уже началось, но образцы еще оставались твердыми внутри. В растворах ПХКР и ПСР, содержащих КСІ образцы оставались целыми и твердыми в течение 96 часов. Внешне видно некоторое увеличение объема за счет проникновения фильтрата растворов в межслойное пространство образцов.

Проведенные лабораторные исследования показали, что наиболее подверженные набуханию породы разрушаются в поверхностных условиях под действием бурового раствора ПГК за очень непродолжительное время (менее 24 часов).

На рисунке 1 представлены полученные результаты относительного изменения высоты образцов породы баженовской свиты под действием БПЖ.

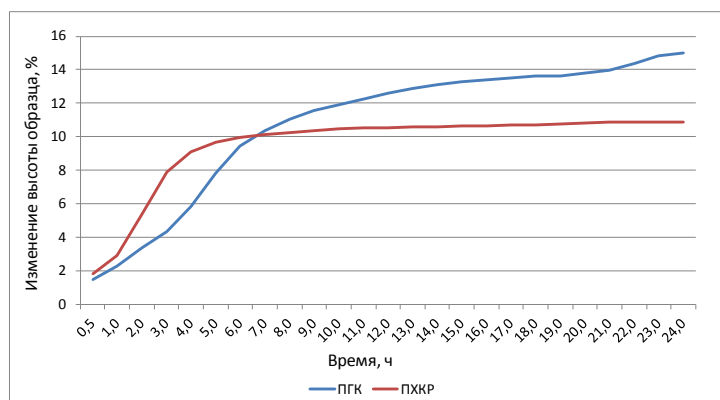


Рис. 8 – Относительное изменение высоты образцов породы баженовской свиты под действием БПЖ

Как видно из графика, набухание породы в растворе ПГК продолжается через 24 часа, в то время как в растворе ПХКР после 6 часов набухание практически прекратилось.

Таким образом, проведенные исследования показали, для бурения в наклонно-направленных стволах на пласт Ю₁ и предупреждения осложнений в интервале баженовской свиты необходимо применять ингибированные КСІ/.

Список использованных источников

1 Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов [Текст] / 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 [др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.

2 Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / В.Г. Конесев, Ф.Н. Янгиров, Т.Д. Дихтярь, Д.Ф. Ибатуллин, И.Ф. Салихов, А.Р. Яхин // патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

3 Защитное действие кремниевых композиционных добавок на скорость набухания глины в буровых растворах [Текст] / Ю.И. Загидуллин., Г.А. Тептерева, Т.Д. Дихтярь // 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. 1. – С. 245-249.

4 Получение буровых реагентов модификацией нейтрально-сульфитных щелоков фосфоновыми соединениями [Текст] / Г.А. Тептерева, Г.В. Конесев, Р.А. Исмаков, Е.А. Кантор, Т.Д. Дихтярь // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 9. – С. 94-101.

5 Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин [Текст] / Ф.Н. Янгиров, А.Р. Яхин, Т.Д. Дихтярь, М.Е. Логинова, А.В. Чудновская, М.А. Шмагель. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 1 (111). – С. 61-68.

6 Типы буровых растворов и условия их применения https://www.tyuiu.ru/media/files/2009/12_02/file.2008-10-15.doc

7 Исследование эффективности ингибирующих добавок к буровым растворам [Текст]: – Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: Сборник докладов 2-й науч. – практ. конф. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – С.433-436.

УДК 622.24

ГИДРОМОНИТОРНАЯ НАСАДКА ДЛЯ БУРЕНИЯ ШУРФА

А.А. Зялятдинов

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

П.А. Панин

(НПООО "ГОРИЗОНТ")

Аннотация. На сегодняшний день бурение шурфа осуществляется стандартным оборудованием: долото, забойный двигатель и ведущая труба. При применении данного способа процесс является трудоемким и требует больших физических усилий помощников бурильщика. Для облегчения работы была сконструирована специальная насадка для бурения шурфа.

Ключевые слова: шурф, гидромониторная насадка, срок строительства скважины

UDC 622.24

HYDROMONENT DRILL FOR DRILLING SHURFA

A.A. Zalyatdinov

(Almetyevsk state oil institute)

P.A. Panin - Leading engineer

"HORIZONT" LLC

Abstract. To date, the drilling of the pit is carried out by standard equipment: a chisel, downhole motor and a leading pipe. When using this method, the process is time-consuming and requires a lot of physical efforts of the driller's assistants. To facilitate the work, a special nozzle was designed to drill a hole.

Keywords: - borehole, hydraulic jet nozzle, construction period of the well

Шурф - неглубокая скважина, сооружаемая рядом с ротором и предназначенная для опускания ведущей трубы во время наращивания бурильных труб в периоды, когда не бурят. На сегодняшний день бурение шурфа осуществляется стандартным оборудованием: долото, забойный двигатель и ведущая труба.

Под шурф возможно бурение турбобуром или ротором. Для забуривания подшурф турбобуром над устьем скважины предварительно собирают долото, турбобур и ведущую трубу. На линии, соединяющей центр скважины с правой опорой вышки (со стороны мостков) на расстоянии 1, 5...2, 0 м от оси скважины вырубает отверстие для шурфовой трубы. К той же опоре вышки временно на уровне 1, 5...2, 0 м от пола буровой привязывают ролик и пеньковый канат диаметром 28, 5 мм и длиной 12... 15 м. Забуривание под шурф производится в следующем порядке: затаскивают турбобур с долотом в прорубленное подшурф отверстие. Корпус турбобура обвивается не менее чем тремя витками пенькового каната. При этом набегающий конец каната (по направлению вращения корпуса турбобура) должен быть привязан к опоре вышки, а сбегающий конец каната перекидывается через блок и соединяется с контргрузом. Перемещение турбобура с ведущей трубой в вертикальном положении обеспечивается перепусканием витков пенькового каната при сохранении соответствующего натяжения. Для безопасного бурения шурфа с помощью турбобуров или электробура на ряде предприятий используют специальное приспособление, выполненное в виде двух кованых пластин, изогнутых по форме ведущей трубы. Пластины надевают на ведущую трубу и скрепляют между собой четырьмя болтами. В имеющиеся специальные отверстия с обеих сторон пластин продевают стальной канат, обвивают его вокруг вертлюга против часовой стрелки и крепят в зеве крюка. Крюк фиксируют стопором.

При бурении под шурф ведущая труба удерживается от вращения подвесной частью талевой системы, инерции которой достаточно для гашения реактивного момента.

Шурф пробуравивают глубиной 15...16 м. Затем в шурф опускают две свинчатые обсадные трубы (двухтрубку), верхний конец двухтрубки снабжается козырьком для облегчения завода в шурф конца ведущей трубы. При бурении под шурф ротором привод его может быть осуществлен либо через лебедку, либо через индивидуальный привод. При бурении под шурф с приводом через лебедку ротор подтаскивают к месту шурфа и устанавливают наклонно, для чего под салазки ротора со стороны мостков подкладывают доску толщиной 90 мм. Вращение ротору передают при помощи цепи, надетой на цепное колесо малой скорости барабана лебедки. При бурении под шурф при помощи индивидуального привода ротор устанавливают и укрепляют на месте бурения шурфа на расстоянии 1,5...2,0 м от устья скважины.

Описанный выше способ бурения шурфа является трудоемким и небезопасным; во время бурения помощнику бурильщика приходится удерживать ведущую трубу, чтобы удержать от крутящего момента. Для упрощения этого процесса предлагается внедрить гидромониторную насадку для бурения (рис.1).



Рис. 1. Гидромониторные насадки

При данном способе гидромониторная насадка наворачивается на ведущую трубу через переводник. При необходимом расходе промывочной жидкости с помощью насосов, создается гидромониторный эффект благодаря насадкам. Область применения – все скважины, бурение которых осуществляется буровыми установками, не оборудованными верхним приводом. Данная технология неоднократно была опробована на скважинах Республики Татарстан и показала свою эффективность (рис.2).



Рис. 2. Эффективность применения гидромониторной насадки

Таким образом, данная конструкция позволит:

- снизить время на строительство шурфа, при таком способе шурф бурится за 0,5 часа;

- упростить и снизить трудозатраты рабочего персонала буровой бригады;
- снизить вероятность травматизма буровой бригады;
- сэкономить денежные средства в размере 70 тыс. рублей с одной скважины.

Список использованных источников

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин // Учебник для вузов. М.: Недра. - 2001 – 676с.
2. Середа Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин // Учебник. М.: Издательский дом Альянс. - 2011 -456с.
3. Повалихин А.С. Бурение наклонных горизонтальных и многозабойных скважин // Учебник. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. - 2011 -647с.
4. Залятдинов А.А., Хузина Л.Б., Абдрахманов Г.С. Анализ влияния качества изоляции поглощающих пластов на потерю герметичности эксплуатационной колонны // Нефтяное хозяйство. -№1. -2018г.–С.36-37.
- 5.Залятдинов А.А., Абдрахманов Г.С. Исследование метода управления траекторией ствола скважины при бурении с одновременным расширением //Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. 2017. - С.254-258.

УДК 622.245.05

ТВЕРДЫЕ СПЛАВЫ ДЛЯ ОСНАЩЕНИЯ ФРЕЗ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВолоВ

Д.Э. Зарипов, Л.М. Левинсон

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В данной статье рассматриваются материалы для оснащения фрез при бурении боковых стволов с целью повышения эффективности разработки месторождений. Изучены причины возникновения износа и рассмотрены способы решения данной проблемы путем применения других материалов.

Ключевые слова: боковые стволы, фрезы, твердые сплавы.

UDC 622.245.05

SOLID ALLOYS FOR THE EQUIPMENT OF MILLINGS WHILE DRILLING SIDE STEELS

D.E. Zaripov, L.M. Levinson

(Ufa State Oil Technical University)

Abstract. In this article, materials are considered for equipping mills while drilling sidetracks in order to increase the efficiency of field development. The studied causes of the occurrence of wear and tear are considered to solve this problem by using other materials.

Keywords: side trunks, milling cutters, hard alloys.

В настоящее время состояние нефтедобывающей отрасли характеризуется тем, что крупные месторождения нашей страны вступили в позднюю стадию разработки, ростом обводненности добываемой продукции, снижением среднего дебита. Существующие технологии разработки месторождений в вертикальных скважинах позволяют извлечь примерно 30 % нефти, которая содержится в пласте[3]. Для того чтобы поддерживать стабильный уровень добычи нефти при высокой выработке запасов актуальными становятся решение проблемы доизвлечения остаточной нефти и поиск наиболее эффективных методов.

Новые технологии и технические средства бурения могут повысить потребительскую стоимость за счет вскрытия мелких залежей нефти. Гидроразрыв пласта, повторная перфорация или новое заканчивание

скважины - все эти методы широко применяются для увеличения продуктивности существующих скважин. Но также повышаются и стоимости на старых месторождениях.

Одним из наиболее перспективных способов повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии разработки является бурение боковых стволов из старого фонда скважин.

Среди достоинств бурения бокового ствола также следует отметить:

1) данный способ обходится на 30-70 % дешевле бурения новой скважины;
2) позволяет охватить фильтрацией застойные зоны и вскрывать пропущенные продуктивные объекты, восстанавливать продуктивность аварийных скважин и увеличить производительность малодебитных скважин;

3) нет необходимости обустройства скважины и строительства новых промысловых трубопроводов, линий электропередач, дорог и т.д.

При фрезеровании инструмент взаимодействует с металлом, частицами снятых стружек, цементом, горной породой и другими объектами, которые осаждаются на забой и не выносятся на поверхность промывочной жидкостью. Эти факторы оказывают на рабочую поверхность абразивное воздействие. Рабочие органы инструмента для фрезерования высокопрочных сталей работают в особенно жестких условиях. Вследствие всего этого увеличивается время фрезерования

Одним из способов решения данной проблемы является совершенствование фрезерного инструмента путем оснащения их твердосплавными материалами.

Вооружение представляет собой пластины с твердосплавными и металлокерамическими композициями.

Преимущества твердосплавного инструмента:

- 1) износостойкость;
- 2) твердость HRA 80–92 (HRC 73–76);
- 3) высокая теплостойкость – до 800–1000°C.

По своим эксплуатационным характеристикам твердосплавные инструменты превосходят изделия из углеродистых и быстрорежущих сталей. На рис. 1 показана зависимость твердости инструментальных материалов от температуры испытания. [1]

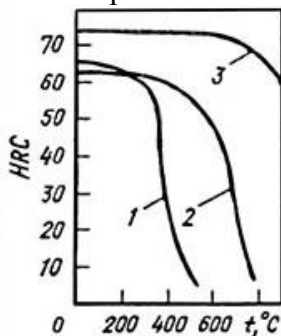


Рис. 1 - Зависимость твердости инструментальных материалов от температуры испытания

(1 - углеродистая сталь, 2 - быстрорежущая сталь, 3 - твердый сплав).

Твердые сплавы допускают работу с высокими скоростями резания и не теряют режущих свойств при температуре до 800 °C и выше. Металлокерамические твердые сплавы состоят из карбидов вольфрама, титана или тантала и кобальта, связывающего эти вещества[5].

Различают:

1) вольфрамо-кобальтовые металлокерамические сплавы (BK2, BK3, BK10, BK10M, BK15M, и др.)

2) титаново-вольфрамо-кобальтовые (Т5К10, Т15К6, Т30К4, и др.).

Одним из недостатков является дефицит основных компонентов (вольфрам и кобальт). В связи с этим, развернуты разработки твердого сплава (безвольфрамового), который не содержал или содержал в небольших количествах вольфрам.

В процессе анализа литературы выявлены материалы, у которых высокие прочностные и демпфирующие свойства, не уступающие группе вольфрамовых сплавов. Керметы представляют собой твердые сплавы, у которых в основе твердые частицы карбида титана. Так, в качестве перспективного материала, возможно применение ферросплавов, которые обладают термоупругими превращениями, а также содержат марганец и ванадий. В данном случае твердая фаза – борид титана-хрома. В ходе исследований выявлено, что оптимальным содержанием доли ТХБ в твердом сплаве 40% масс. Оптимальное содержание составляющих твердого сплава позволяет использовать инструмент со значительным экономическим эффектом[6].

Стойкость твердосплавного инструмента повышается при нанесении на его поверхность износостойких слоев (5—15 мкм) карбидов. Наиболее распространенным и эффективным способом повышения работоспособности инструмента является нанесение износостойких покрытий на рабочие поверхности инструмента[2].

Покрытия сложного состава оказывают существенное влияние на процесс трещинообразования и разрушения покрытия. Более высокие микротвердость и адгезионно-прочностные свойства данных покрытий, а также высокий уровень сжимающих остаточных напряжений способствуют замедлению процесса образования и распространения трещин.

В добавлении ко всему, наиболее многообещающим является градиентное покрытие (Ti,Al)CN. Градиентным называется покрытие, структура которого плавно меняется от основы к наружной поверхности[4].

Таким образом, с целью повышения эффективности разработки месторождений, в качестве альтернативных материалов для оснащения породоразрушающих инструментов и фрез при бурении боковых стволов возможно применение ферросплавов, которые обладают термоупругими превращениями. В данном случае твердая фаза – борид титана-хрома с оптимальным содержанием доли ТХБ в твердом сплаве 40% масс. Также для увеличения износостойкости и твердости сплава рекомендуется наносить на поверхность износостойкие слои (Ti,Al)CN.

Список использованных источников

1. Афонин В.К., Ермаков Б.С., Лебедев Е.Л., Солнцев Ю.П. Металлы и сплавы: справочник – СПб.: Профессионал: Мир и Семья, - 2003
2. Барбашов Ф. А. Фрезерное дело. Учебное пособие для учебных заведений профтехобразования. М., «Высш. школа», 1973. 280 с. с илл.
3. Кагарманов Н.Ф. Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами Текст. / Н.Ф. Кагарманов, М.Р. Давлетбаев, В.Х. Самигуллин // Межвузовский тематический сборник научных трудов. - Уфа, УГНТУ, 1996. -250 с.
4. Локтев Д.А., Ямашкин Е.А., Основные виды износостойких покрытий, Наноиндустрия 2007, № 5, с. 24-30.
5. Материалы для изготовления режущего инструмента: металлокерамические твердые сплавы URL: <https://metallgears.ru/baza-znaniy/instrument-oborudovanie-pribory/rezhushchij-instrument/materialy-dlya-izgotovleniya-rezhushhego-instrumenta-metallokeramicheskie-tverdye-splavy/>
6. Попов П.В., Орешкин Д.В. Твердый сплав системы для бурильного инструмента – Деп.ВИНИТИ, №848, 18.05.04

УДК 622.244

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ЗОН НЕСТАБИЛЬНЫХ АРГИЛЛИТОВ В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ

Захаров М. А.

*ВСФ ООО «РН-Бурение», ведущий геолог
(ФГБОУ ВО УГНТУ, магистрант)*

Аннотация. В статье анализируются проблема устойчивости глинистых отложений и применение буровых растворов для вскрытия и бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин. Внедрение инновационных материалов в систему буровых растворов, применяемых при строительстве скважин, с целью экономии средств, затрачиваемых на ликвидацию прихватов.

Ключевые слова: Буровой раствор, нестабильные аргиллиты, «шоколадные глины», прихват.

UDC 622.244

THE USE OF INNOVATIVE MATERIALS IN DRILLING FLUIDS TO MAINTAIN STABILITY OF THE BOREHOLE WALLS DURING THE DRILLING OF THE ZONES OF UNSTABLE ARGILLITES IN THE KRASNOYARSK REGION

Zakharov Maxim Alekseevich

*ООО «RN-Burenie», the leading geologist
(FSBEI of HE USPTU, the master student)*

Abstract. The article analyzes the problem of clay sediment stability and the use of drilling fluids for opening and drilling directional, horizontal and multihole wells. The introduction of innovative materials into the system of drilling fluids used in the construction of wells, in order to save money spent on the elimination of tacks.

Keywords: Drilling mud, unstable argillites, «chocolate clay», stuck

За последнее время на территории России, в том числе и в Красноярском крае нефтегазовая отрасль достигла значительно больших результатов в разработке технологий и методов бурения, которые вывели отрасль на новый уровень рентабельности и безопасности строительства скважин.

В настоящее время бурение наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием, многозабойные скважины с горизонтальным окончанием стали «обыденным делом». Такой метод строительства скважин более эффективен и экономически выгоден, т.к. позволяет получить дебит углеводородов в несколько раз больше по сравнению с традиционными способами бурения, разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов с мощностью продуктивного пласта от 3 до 10м.[1]

Всегда стоит помнить, что бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин несет риски, связанные с прихватами колонн, поглощением бурового раствора, механическим воздействием на бурильный инструмент и т.п.

Разработка эффективных методов при бурении скважин с большим отклонением существенно повысить скорость работы по строительству скважин и снизить общий объем затрат буровых компаний.

Существующая тенденция увеличения глубины скважин и протяженности интервалов с большими значениями зенитных углов обуславливает высокую частоту возникновения прихватов бурового инструмента.

Прихват бурильного инструмента в скважине относится к достаточно серьезным осложнениям, которые далеко не всегда можно ликвидировать без потери части

пробуренного ствола, части бурильной колонны, дорогостоящего КНБК и т.д.

Именно поэтому изучение методов предотвращения образования прихватов будет наиболее подходящей технологией борьбы с данным типом осложнения.

Прихват – частичное или полное потеря подвижности бурового инструмента, при максимально допустимых возможных нагрузках. [3]

В основном прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам:

1. Горно-геологические условия, в следствия чего происходит осыпи, обвалы, кавернообразование.
2. Длительное нахождение бурильной колонны в неподвижном положении в скважине (технологические причины)
3. Низкое качество бурового раствора (технологические причины).
4. Перепады давления в бурильной колонне.
5. Заклинивание долот в нерасширенных или в суженных зонах ствола и посадка колонны в шлам (технологические причины).
6. Организационные причины

Для предупреждения прихватов необходимо:

- 1) применять высококачественные буровые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин, снижать липкость фильтрационной корки раствора, вводить смазывающие добавки;
- 2) обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора;
- 3) перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствие с указанными в программе производства работ;
- 4) не оставлять колонну или бурильный инструмент без движения.
- 5) обеспечивать полную очистку раствора от шлама;

Рассмотрим горно-геологические условия возникновения прихватов на Ванкорской группе месторождений.

Одним из важных факторов при бурении является – устойчивость стенок скважины.

Устойчивость стенок скважины зависит в первую очередь от таких факторов, как геологические строения пластов, структурно-адсорбционной формацией, давлений горных пород, скорость набухания глин, выбор и способ бурения скважин и т.д.[4]

Причиной прихватов на Ванкорской группе месторождений являются:

- нестабильность ствола скважины в интервале покрышки пласта Нх-I, так называемая зона нестабильных аргилитов или зона «шоколадных глин»;
- крайне сложные профили скважин.

Большие отходы интенсивности искривления по углу и азимуту, не сопоставляемые с распределением полей напряжений в неустойчивых породах, приводят к значительным нагрузкам на инструмент, сложному профилю скоростей промывочной жидкости в стволе скважины, инициации осыпания глинистых отложений.

Поскольку профили скважин продиктованы проектом разработки, необходимо разрабатывать и строго следовать мероприятиям по проводке скважины в условиях высокой интенсивности искривления. Эти мероприятия должны включать регламенты на действия в случае возникновения затяжек/посадок при бурении и СПО и подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны.

В основном различного рода нарушения технологии и режима промывки, в частности несоответствие промывочной жидкости и ее параметров конкретным геологическим условиям приводит к обвалам, обрушениям, течению, ползучести горных пород в ствол скважины, репрессии на пласт, представленный проницаемыми породами. Загрязнение промывочного раствора (твёрдой фазой, цементом и т. д.), вызывающее коагуляцию

раствора, оседание шлама, формирование в стволе скважины сальников также относится к технологическим причинам.

В Западной Сибири проблема вскрытия, бурения и шаблонирования интервалов «шоколадных глин» очень актуальна, т.к. данные глины встречаются почти на всех месторождениях. [6]

Растворы на водной основе с учетом уже имеющихся проблем не обеспечивают безаварийное бурение более сложных скважин. Поэтому выбор был сделан в пользу раствора на основе минерального масла Versaclean. Было пробурено 16 скважин с использованием этой системы на разных интервалах, что позволило произвести оценку системы с точки зрения влияния на устойчивость указанных проблемных нижнехетских глинистых отложений и сравнения с растворами на водной основе.[2,5]

В целом, технико-экономические показатели бурения на растворах на углеводородной основе были выше, чем при бурении на растворах на водной основе. При бурении на растворах на водной основе имело место несколько прихватов, закончившихся перебуриванием стволов. Причем два прихвата из трех произошли в интервале залегания «шоколадных глин». При бурении на растворе с добавлением минерального масла прихватов не было. Кавернозность стволов на растворах Versaclean оказалась существенно меньшей, чем при бурении на растворах на воде. Особенно заметно повысилась устойчивость интервала «шоколадных глин» (покрышки пластов Нх-1) несмотря на более высокие углы при их вскрытии.

Экономический эффект в первую очередь достигается путем уменьшения аварийных ситуаций и меньшего использования химических реагентов при обработке бурового раствора. Сохранение ФЭС коллектора, уменьшение времени на СПО и т.д.[7,8]

Таким образом внедрение в системы буровых растворов, основанных на минеральных и синтетических маслах, таких как Versaclean бурение на объектах Ванкорской группы месторождений значительно уменьшит время на СПО, шаблонирование, износ инструмента, сохранение первичных фильтрационных свойств и т.д.

Список использованных источников

- 1.Ю.В. Вадецкий: Бурение нефтяных и газовых скважин.
- 2.Грей, Дарли,: Состав и свойства буровых агентов.
- 3.Ю.С. Давыдов, Т.А. Редкин, В.Ю. Гришковец, Л.В. Николаева, А.В. Карпиков: Анализ причин возникновения прихватов на Ванкорском месторождении при бурении с использованием хлоркалиевого раствора.
- 4.Ипполитов В.В., Севодин Н.М., Усынин А.Ф.: Обеспечение устойчивости глинистых пород при бурении наклонно направленных скважин на месторождениях северной части Западной Сибири.
- 5.Рязанов, Я.А.: Энциклопедия по буровым растворам.
- 6.Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.
7. Применение растворов на углеводородной основе для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Сайтов Р.Ф., Шафигуллин Ф.Ф., Халиуллин В.Н., Янгиров Ф.Н. В книге: 66-я Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Сборник материалов конференции. 2015. С. 51-53.
8. Применение растворов на углеводородной основе как способ сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Валеев Р.З., Галлямов М.Р., Дихтярь Т.Д., Янгиров Ф.Н. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 339-342.

УДК 622.245.14

ВСКРЫТИЕ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Зиянгиров М.Г., Мусина Э.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. в статье анализируются проблемы качественного вскрытия продуктивных пластов преимущественно терригенных пород. Понимание этих проблем поможет в определении необходимых свойств бурового раствора для качественного вскрытия продуктивного пласта.

Ключевые слова: горизонтальный ствол, проницаемость пород, вскрытие пласта-коллектора.

UDC 622.245.14

OPENING OF TERRIGENOUS STRATA OF RESERVOIR ROCK

Ziyangirov M.G., Musina E.A.

(Ufa state petroleum technological university)

Abstract. in the article problems of qualitative opening of productive strata of mainly terrigenous rocks are analyzed. Understanding these problems will help in determining the necessary properties of the drilling mud for a qualitative opening of the reservoir rock.

Keywords: horizontal wellbore, permeability of rocks, opening of a rock formation.

С ростом доли горизонтальных скважин, их глубин и усложнением термобарической и геологической обстановки особую актуальность приобретает качественное вскрытие продуктивного пласта, что позволяет извлечение из пласта углеводородов с дебитами, близкими к потенциально возможным.

Поскольку горизонтальный ствол скважины, как правило, проходит по коллектору, который может иметь разрывные нарушения в виде системы трещин, зоны различной проницаемости и пористости, то особое значение приобретает способность буровых растворов, используемых при первичном вскрытии продуктивных пластов к сохранению естественной проницаемости призабойной зоны пласта, гарантирующее ее надежное и долговременное использование с высокой степенью гидродинамического совершенства. Это возможно только при условии, когда созданы оптимальные параметры бурового раствора на начальном этапе воздействия на продуктивный коллектор технологическими жидкостями различного целевого назначения.

В процессе бурения вместе с фильтратом промывочной жидкости в поровое пространство пласта проникают тонкодисперсная и глинистая фазы, формируя зоны проникновения, коагуляции, и тем самым вызывая вторжение твердой фазы раствора, закупоривание призабойной зоны пласта (ПЗП) фильтрационной коркой, миграцию твердых частиц в коллекторе, набухание глинистых минералов в матрице породы в результате взаимодействия с фильтратом технологической жидкости, образование нерастворимых осадков в результате контакта технологической жидкости с пластовыми флюидами и изменения температуры, что способствует снижению проницаемости ПЗП [6, с. 48-54].

Глинистые минералы, присутствующие в продуктивной части пласта, набухают при соприкосновении с водой и особенно со щелочными водными растворами и закрывают поровые отверстия. Эксперименты показали, что проникновение фильтрата глинистого раствора в керны, содержащие 2-3% глины, вызывает дополнительное уменьшение проницаемости на 30-40% по сравнению с кернами, не содержащими глины [3]. При большем содержании глины этот эффект усиливается. При увеличении объема глины в песчаниках до 6-8% приводит закупориванию каналов породы после взаимодействия с водой и тем самым, делая ее практически не проницаемой для нефти [3]. Снижение проницаемости

в зоне нескольких десятков сантиметров ПЗП в 10 раз приводит к снижению продуктивности в 2-3 раза, в 100 раз – на порядок и более [1, с. 228].

Для обоснования типа, состава и свойств бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта должны быть выполнены специальные исследования по повреждению коллекторских свойств ПЗП на характерных образцах керна. В лабораториях проводятся исследования воздействия буровым раствором на модель пласта, составленную из образцов керна. На этом этапе преследуется цель определения степени изменения емкостно-фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (пористость, проницаемость, геометрия и структура порового пространства и удельная поверхность) при воздействии буровыми растворами в процессе их вскрытия.

Проницаемость коллектора характеризует его способность пропускать через себя пластовый флюид при определенном перепаде давления. Для оценки проницаемости коллектора используется формула Дарси [4, с. 36-37]:

$$k_0 = \frac{ql\mu}{\Delta p F}, \quad (1)$$

где q – расход флюида, $\text{см}^3/\text{с}$; l – длина коллектора, см ; μ – динамическая вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; Δp – перепад давления, 10^{-1} МПа; F – площадь поперечного сечения коллектора, см^2 .

Оценочная глубина проникновения фильтрата раствора в пласт [2, с. 14]:

$$r_\Phi = \sqrt{\frac{2\Phi_d r_c t}{k_{\text{пор}}} + r_c^2} \quad (2)$$

где Φ_d – показатель фильтрации динамический; t – время фильтрации; r_c – радиус скважины; $k_{\text{пор}}$ – коэффициент проницаемости пор.

Кроме физических свойств пород-коллекторов на емкостно-фильтрационные свойства в значительной степени могут влиять характер смачиваемости их поверхности, а также вид пластового флюида, находящегося в поровом пространстве, и его фазовое состояние.

В идеале коллектор имеет гидрофильную поверхность фильтрации, но за счет действия водородного и межмолекулярного связей на границе раздела «поверхность коллектора-пластовый флюид» поверхность коллектора может смачиваться преимущественно водой или углеводородом. При смачивании поверхности коллектора водой на нем адсорбируется пленка связанной воды и поверхность обладает гидрофильной природой. При смачивании углеводородом – под влиянием адсорбции ПАВ и полярных компонентов из углеводородного флюида поверхность коллектора становится гидрофобной [5, с. 81].

Если же в порах коллектора одновременно присутствует водная и углеводородная фазы, характер их взаимодействия сложен и обуславливается величинами поверхностного натяжения на межфазных границах и краевого угла смачивания. Многочисленными исследованиями показано, что в коллекторах, содержащих нефть, 66% терригенных коллекторов с гидрофобным типом поверхности, 27% – гидрофильным и 7% имеют смешанную смачиваемость [5, с. 82]. Для качественного вскрытия этих пород важно, чтобы используемый буровой раствор не увеличивал их гидрофильность.

Для вскрытия пород-коллекторов используют растворы на водной (РВО), углеводородной (РУО) или синтетической основе. Преимущества неводных буровых растворов не вызывает сомнений: глины не гидратируют и не набухают, повышается устойчивость ствола скважины, повышается стабильность свойств бурового раствора, повышается продуктивность глинистых песчаников и т.д. Однако некоторые исследования показали, что обработка ПЗП кислотными составами на стадии освоения оказывают негативное воздействие на коэффициент проницаемости ПЗП при использовании эмульсионных и углеводородных буровых растворов, и за редким исключением положительно сказывается при применении буровых растворов на водной основе.

Исходя из вышеперечисленного, предотвратить или существенно уменьшить отрицательное воздействие промывочных жидкостей на продуктивный коллектор возможно при условиях: ограничения проникновения фильтрата и твердых частиц в коллектор (за счет повышения вязкости фильтрата, уменьшения времени контакта, снижения репрессии на пласт); ингибирования фильтрата по отношению к глинистой составляющей коллектора; направленного регулирования смачивающих и эмульгирующих свойств фильтрата; исключения из состава нерастворимой в кислоте твердой фазы; исключения образования осадков в результате взаимодействия фильтрата с пластовым флюидом и породой коллектора [6].

Список использованных источников

1. Вяхирев Р.И., Грицеко А.И., Тер - Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 – 880 с.: ил.
2. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
3. Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. – Москва: Издательство «Недра», 1967. – 311 с.
4. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008.-253с.
5. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. -711 с.: ил.
6. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008.-253с.
7. Физическая и коллоидная химия: Учебник для вузов. – Москва: Пищепромиздат, 1963. – 504 с.

УДК 622.24

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ДОЛОТ С КОМБИНИРОВАННЫМ ВООРУЖЕНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

*Идрисова А.Т. , Миннивалеев Т.Н.
(Филиал УГНТУ в г. Октябрьский)*

Аннотация. Данная работа посвящена проектированию нефтяной наклонно-направленной скважины на Южно-Приобском месторождении. В административном отношении площадь работ расположено на землях Ханты-Мансийского автономного округа.

Ключевые слова: продуктивный горизонт, бурение, долота.

UDC 622.24

THE SUBSTANTIATION OF THE SELECTION OF DOLLS WITH COMBINED ARMAMENT AT THE DRILLING OF OPERATIONAL WELLS

*Idrisova A.T. ,Minnivalleyev T.N
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. This paper is devoted to the design of an oil directional well at the Yuzhno-Priobskoye field. In administrative terms, the area of work is located on the lands of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug.

Keywords: productive horizon, drilling, chisel.

Продуктивный горизонт проектируемой скважины находится в интервале 2475– 2730 метров. Представлен чередованием песчаников и алевролитов.

Проводка скважины осуществляется согласно Геолого-технического наряда (ГТН).

Проектная глубина по вертикали – 2500 м, по длине ствола – 2730 м.

Цель бурения скважины – эксплуатация.

Перед разработчиками встала задача: создать конструкцию, сочетающую в себе преимущества и PDC, и шарошечного долота. Итак, с одной стороны, конструкция шарошечного, а с другой – PDC-долота. Первое дробяще-скалывающего принципа действия, второе – режуще-скалывающего. Если на мягких и средних породах эффективнее резание, то на твердых и крепких породах – дробление. Соответственно, различаются и породоразрушающие элементы по форме и по составу материалов. Логичным решением является создание универсальной конструкции долота, объединяющее в себе эти два принципа – для эффективного бурения как мягких и средних, так и твёрдых и крепких пород, оснатив лопастное долото двумя разными типами вооружения.

В данном проекте я хочу рассмотреть специальную линейку долот «BULAVA» производства ОАО «НПП «Бурсервис» (с 2005 г. Открыта. И выпускает инст для капитального ремонта и бурения) Конструкция долота доказала свою работоспособность и износостойкость при бурении скважины на Четырманском месторождении расположенном в 18км к Юго-Востоку от районного центра Янаул на территории двух районов: Янаульского и Татышлинского.

Рассмотрим буровое долото с комбинированным вооружением производства ОАО «НПП «Бурсервис» из линейки «BULAVA».

От бурильной колонны на корпус долота передаются осевая нагрузка и вращающий момент. Под действием этих сил долото коническими и цилиндрическими резцами внедряется в породу и разрушает её. Конические резцы глубже внедряются в горную породу, создавая вокруг себя большую область предварительной деформации, за счет этого следующий цилиндрический резец легко скалывает такую ослабленную породу. При бурении средних и средне-твердых пород конический резец выполняет предварительное разрушение породы, а при попадании на прослойку более мягких пород основная работа приходится на цилиндрический резец, что повышает скорость бурения.

Далее сравним результаты бурения скважины на данном месторождении при использовании стандартного PDC долота и долота с комбинированным вооружением из специальной линейки BULAVA.

Стандартное долото PDC перед спуском в скважину и после подъема КНБК отработавшее в интервале бурения 287-684м. На данном слайде мы видим, что на стандартном PDC долоте после подъема КНБК есть полный износ режущей структуры в центре, а также многочисленные сломы резцов на плечевой части и наружной конусной поверхности, что послужило падением механической скорости проходки. Рейс завершился в связи с падением механической скорости проходки. Долото непригодно для дальнейшего использования.

Долото PDC с комбинированным вооружением из линейки «BULAVA» перед спуском в скважину и после подъема КНБК (Компоновка низа бурильной колонны) отработавшее в интервале бурения 684-1150м. На данном слайде мы видим, что на долоте, есть незначительные сколы на внутренней конусной поверхности, в отличие от стандартного долота PDC. Рейс завершился в связи с достижением проектной отметки. Долото пригодно для дальнейшего использования.

Исходя из графика мы видим, что при бурении стандартным долотом PDC в интервале 287-684м наблюдается спад механической скорости проходки, когда тогда при использовании долота PDC с комбинированным вооружением из линейки «BULAVA» в интервале бурения 684-1150 м наблюдается постепенное увеличение механической скорости проходки.

Из всего выше сказанного можно сделать вывод:

- комбинированный тип вооружения позволяет эффективно разбуривать перемежающиеся средние и средне-твердые горные породы
- большое влияние при бурении средне-твердых пород имеют конические вставки
- конические вставки не только эффективнее скалывают породу, но и сами выдерживают более интенсивные ударные нагрузки
- при бурении средних пород конические вставки играют роль снижения вибраций, увеличивая долговечность стандартных PDC резцов
- ожидаемый эффект от применения долот «BULAVA» - увеличение механической скорости проходки при бурении средне-твёрдых пород при сохранении механической скорости бурения в мягких, средних породах, как на стандартных PDC долотах, повышение износостойкости.

Технико-экономические показатели и рассчитанный экономический эффект от применения предлагаемого типа долота в расчете на одну скважину указаны на

Таким образом, применение долот производства ОАО «НПП «Бурсервис» с комбинированным вооружением позволит снизить себестоимость одного метра проходки и итоговую сметную стоимость.

Экономический эффект составил – 2 млн. 148 тысяч рублей.

Прирост прибыли, остающийся в распоряжении предприятия – 1 млн. 718 тысяч рублей.

В проекте также была произведена оценка уровня безопасности и экологичности при бурении скважин.

Список использованных источников

1. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
2. Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. – Москва: Издательство «Недра», 1967. – 311 с.

УДК 622.24

ПОСТРОЕНИЕ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

***Р.Р. Абдрахманов, Т.Д. Дихтырь**
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. при строительстве скважин со сложным профилем возрастают риски получения осложнений, таких как прихваты бурильной и обсадных колонн и недохождения нагрузки на долото. Для сокращения участков искривления и соответствующих потерь на трение предлагается изменить подход к построению профиля скважин с горизонтальным окончанием.

Ключевые слова: скважина, горизонтальный участок, профиль, азимут бурения, риск пересечения, многоствольные скважины

UDC 622.24

HORIZONTAL TERMINATION END WELLS DIFFICULT PROFILE BUILDING

***R.R. Abdrakhmanov, T.D. Dikhtyar**
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. complex profile wells construction increases complications obtaining risks, such as stuck drilling and casing strings and the bit load failure. To reduce areas of curvature and

associated friction losses, it is proposed to change the approach to horizontal end wells profile constructing

Keywords: borehole, horizontal section, profile, drilling azimuth, crossing risk, multiple wells

Наибольшее количество скважин с горизонтальным окончанием, строящиеся в Западной Сибири, имеют «сложный профиль». Под термином «сложный профиль» в данной работе подразумеваются случаи расположения проектных точек Т1 и Т2 таким образом, что при построении профиля в классическом виде: вертикальный участок – трехинтервальный профиль – горизонтальный участок, получается большая разница азимутов между трехинтервальным и горизонтальным участками. Разница азимутов при этом составляет около 90 градусов. Схематично «сложный профиль» представлен на рисунке 1.

При строительстве скважин со сложным профилем возрастают риски получения осложнений, таких как прихваты бурильной и обсадных колонн и недохождение нагрузки на долото. Эти осложнения образуются на участках интенсивного искривления, где возрастают силы трения.

В основном это происходит на участке донатора угла, где зенитный угол изменяется с 20 до 86 гр. и азимутальный угол выходит в азимут горизонтального участка (изменение по азимуту 90 и более градусов).

Для решения данной проблемы – сокращения участков искривления и соответствующих потерь на трение – предлагается изменить подход к построению профиля скважин с горизонтальным окончанием. Основные условия при этом должны быть неизменны:

- интенсивность искривления в участках донатора угла и горизонтального участка,
- глубина установки ГНО,
- угол в интервале установки ГНО,
- длина горизонтального участка.

Остальные параметры, такие как угол входа в пласт и азимут входа в пласт, можно изменять. Изменение угла входа в пласт не дает значительных плюсов, т.к. амплитуда незначительна (± 1 гр. к стандартному углу входа в пласт 86 гр.), по причине небольшой мощности нефтенасыщенной части коллектора на большей части месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная сибирь». Поэтому изменениям подвергнется азимут входа в пласт. В классическом варианте он равен азимуту горизонтального участка (см. рис 1).

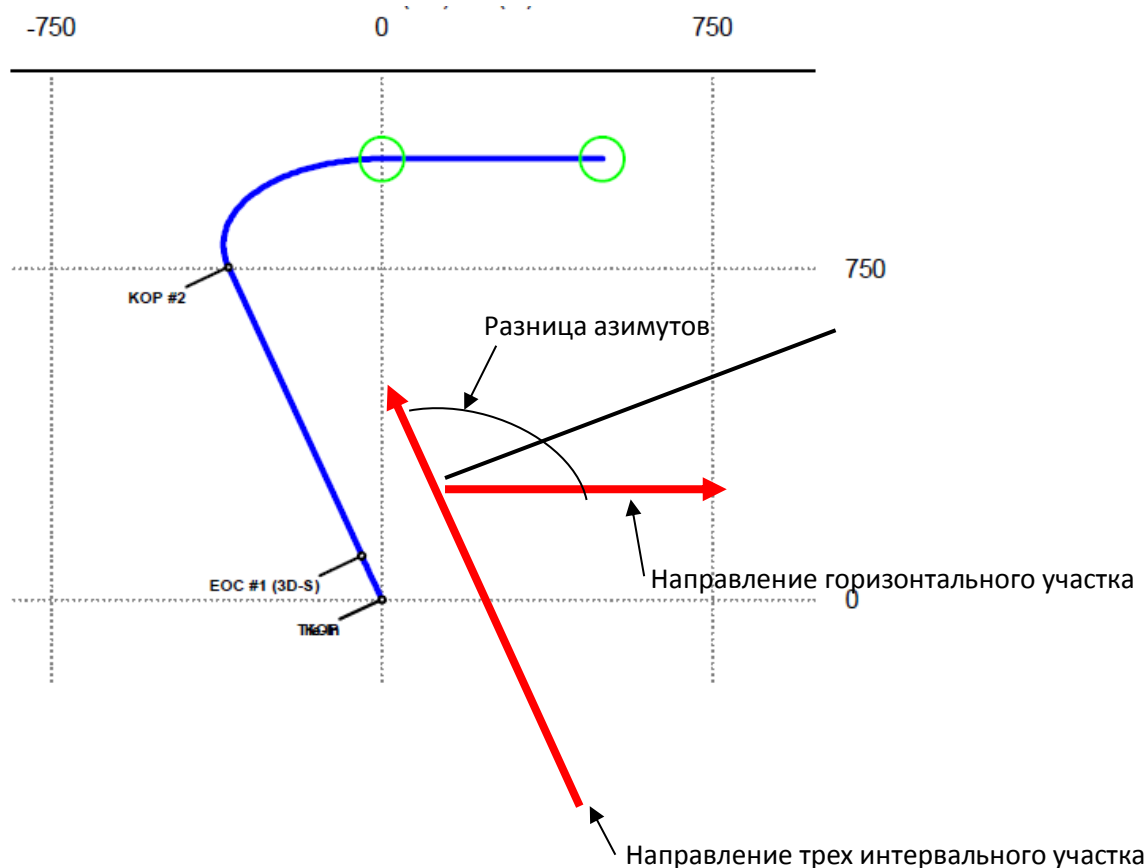


Рис. 1 - Схема сложного профиля скважины с горизонтальным окончанием

Рассмотрим вариант сложного профиля.

При постепенном изменении азимута входа в пласт с 90 до 70 гр. (с шагом 5 гр.), получены следующие результаты (см. рис. 2, таблицу 1):

- разница азимутов уменьшилась;
- длина участка искривления уменьшилась;
- длина кондуктора, эксплуатационной колонны и самой скважины уменьшилась;
- угол в участке стабилизации (в интервале установки ГНО) уменьшился;
- участок стабилизации заканчивается ниже (глубже по вертикали);
- ось горизонтального участка сместилась от стандартного профиля;
- увеличилась длина горизонтального участка и площадь контакта с коллектором.

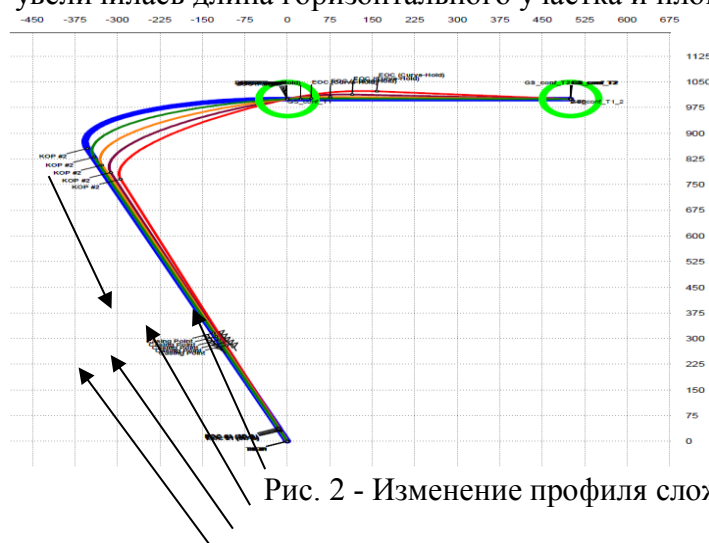


Рис. 2 - Изменение профиля сложной скважины

Исходный профиль, азимут входа в пласт – 90гр.
Измененный профиль, азимут входа в пласт – 85гр.
Азимут входа в пласт – 80гр.
Азимут входа в пласт – 75гр.
Азимут входа в пласт – 70гр.

Таблица 1 – Сравнительные показатели скважины с измененным профилем

Параметр	Исходная скважина	Скважина с измененным профилем (в сравнении с исходной)			
		85	80	75	70
Азимут входа в пласт	90				
Разница азимутов Г1/г.у.	112.42	107.34 (-5.0)	102.08 (-10.3)	96.64 (-15.8)	91.03 (-21.4)
Длина участка искривления	630.3	616.8 (-13.5)	603.3 (-27.0)	590 (-40.3)	577.2 (-53.1)
Длина кондуктора	1124	1120.2 (-3.8)	1116.3 (-7.7)	1112.7 (-11.3)	1109.5 (-14.5)
Длина ЭК	3297.5	3285.1 (-12.4)	3273.2 (-24.3)	3261.8 (-35.7)	3251.2 (-46.3)
Длина г.у.	500	500.1 (+0.1)	500.5 (+0.5)	501.6 (+1.6)	503.6 (+3.6)
Длина скважины	3797.5	3785.2 (-12.3)	3773.7 (-23.8)	3763.4 (-34.1)	3754.8 (-42.7)
Угол в участке стабилизации	22.22	21.47 (-0.75)	20.75 (-1.47)	20.06 (-2.16)	19.41 (-2.81)
Глубина участка стабилизации (по вертикали)	2488.3	2500.7 (-12.4)	2512.8 (-24.5)	2524.4 (-36.1)	2535.6 (-47.3)
Смещение от оси горизонтального участка	0	1.8	6.1	13.1	22.5
Расчетная нагрузка на крюке, кН (при подъеме)	541.4	537.2 (-4.2)	533.1 (-8.3)	529.4 (-12)	525.7 (-15.7)
Расчетная суммарная сила трения, кН	126.6	122.4 (-4.2)	118.3 (-8.3)	114.5 (-12.1)	110.9 (-15.7)
Крутящий момент, кН*м	7.1	7 (-0.1)	6.8 (-0.3)	6.7 (-0.4)	6.5 (-0.6)

Расчеты свидетельствуют, что даже незначительное изменение азимута входа в пласт дает в совокупности существенные улучшения. Изменять азимут входа в пласт следует следующим способом: если горизонтальный участок расположен правее от трех интервального профиля – то значение азимута следует уменьшать, если левее – увеличивать.

В совокупности с улучшением показателей режимов бурения, так же улучшаются и другие технико-экономические показатели, что связано с уменьшением длины ствола:

- сокращение сроков строительства, увеличение коммерческой скорости;
- снижение затрат на буровой и тампонажный раствор, обсадные трубы;
- снижение затрат на ГИС, за счет того, что угол в 56 гр. набирается ниже, позволяя проводить геофизические исследования больше на кабеле и меньше на трубах.

При проектировании скважин со «сложным профилем» необходимо для каждой конкретной скважины определить насколько эффективным будет использование данного метода построения профиля. При соблюдении этих рекомендаций данный метод построения профиля позволяет улучшить технико-экономические показатели, снизить риски при

строительстве скважин с горизонтальным окончанием, а в ряде случаев позволит избежать возможные пересечения с ранее пробуренными скважинами.

Также данный метод применим при проектировании многоствольных скважин с горизонтальным окончанием.

Список использованных источников:

1. Абдрахманов Р.Р. Построения сложного профиля скважин с горизонтальным окончанием [Текст] XIV конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени – Шадринск, 2014г. – С.303-311.
2. Абдрахманов Р.Р. Построения сложного профиля скважин с горизонтальным окончанием [Текст] XIV конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа Югры - Новосибирск 2014г. – С.308-312.

УДК 622.245.14

ОСОБЕННОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

Агзамов Ф.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Кабдушев А.А.

(Сатпаев Университет)

Аннотация. Изучены различные факторы, влияющие на полное вытеснение бурового раствора в кольцевом пространстве. Проведенный анализ факторов показывает рамки и способы оптимального вытеснения при различных условиях. Также в статье приведены рекомендации по вытеснению.

Ключевые слова: тампонажный раствор, вытеснение, буровой раствор, качество цементирования.

UDC 622.245.14

FEATURES OF DRILLING A DRILLING SOLUTION IN THE RING SPACE WHEN CEMENTING

Agzamov F.A.

(Ufa State Petroleum Technological University)

Arman K.A.

(Satpayev University)

Abstract. All factors influencing to the complete displacement of drilling fluid in the annular space are studied. The analysis of factors shows the framework and methods for optimal displacement under different conditions. The article also provides recommendations for displacement.

Keywords: cement slurry, displacement, drilling mud, cementing quality.

Ключевые факторы, влияющие на качество цементирования, были определены, и способы устранения этих факторов предлагались уже в начале 1940 годов [1].

Одной из главных причин низкого качества цементирования скважин является не полное вытеснение промывочной жидкости в кольцевом пространстве, зависящее от: профиля скважин, диаметров скважины и обсадных труб; реологических свойств растворов и соотношение плотностей жидкостей; режима вытеснения; центрирование обсадной колонны.

Рассматривая роль реологических свойств буровых растворов можно отметить, что при перемешивании цементного и бурового раствора могут получаться высоковязкие смеси, увеличивающие гидродинамические давления в кольцевом пространстве, способствующие гидравлическому разрыву пласта. Поэтому использование буферной жидкости очень важно, так как она разделяет несовместимые растворы.

В работе [2], для достижения наиболее полного замещения жидкостей, буровой раствор должен быть менее вязким и менее плотным чем буферная жидкость, а цементный раствор в свою очередь, должен быть более вязким и плотным чем буферная жидкость.

Исследованиями Говарда и Кларка (1948) было установлено, что снижение вязкости бурового раствора при вытеснении буферной жидкостью способствует эффективному вытеснению [3]. Доказательством этого можно рассмотреть промысловые данные в работе [4], где авторы показывают, что при цементировании в сложных условиях, когда градиент пластового давления выше 0,01 МПа/м для эффективного вытеснения бурового раствора следуют применять утяжеленные буферные жидкости, которые имеют плотность большую, чем буровой раствор. С другой стороны, авторы работы [5] отмечают что, чрезмерное снижение вязкости может привести осаждению барита, особенно в наклонных скважинах.

Автор работы [6] рассматривая вытеснение в кольцевом пространстве, указывает, что нужно одновременно обращать внимание и на замещение жидкостей внутри обсадной колонны, где разность в плотностях может вызвать перемешивание жидкостей и растворов или обход буферной жидкости бурового раствора.

Говардом и Кларком было установлено, что при турбулентном режиме можно вытеснить до 98 % бурового раствора, а при ламинарном режиме вытеснение не превышает 50% [7]. Высокая скорость течения эффективно вытесняет буровой раствор, если течение имеет турбулентный характер. Однако для реализации данного положения нужно обеспечивать подачу насосов при закачке цементного раствора до 3,2 м³/мин, тогда как на практике приемлемым считается закачка только при подаче насосов 0,48 - 0,79 м³/мин, из-за опасности вызова гидравлического разрыва пластов [8].

Однако позднее Кларк показал, что регулированием реологических показателей растворов можно достичь эффективности вытеснения больше 90 % при низких скоростях [9]. Низкая скорость течения может также обеспечить эффективное вытеснение бурового раствора при использовании модифицированных растворов [6]. Надо отметить, что во всех экспериментах обсадная колонна и скважина была соосном расположении. В настоящее время при цементировании скважин эффективным является использование турбулизаторов [10, 11].

Расположение обсадной колонны в скважине и ее состояние также влияет на характер вытеснения растворов. Согласно [12], Джонсом и Бердином было предложено использование скребков, кислотных обработок перед цементированием, расхаживание обсадных колонн.

В реальных скважинах обсадная колонна находится в скважине эксцентрично [13] и возможно образование застойных зон, исключение которых можно добиться применением центраторов. Однако, упругие центраторы имеют проблемы со смятием, жесткие центраторы склонны к заклиниванию в местах сужения скважины [12]. Например, упругие центраторы согласно утверждениям авторов работы [14] не только смещаются, но и разрушаются в зависимости осложнений в скважине. Жесткие центраторы во многих случаях ограничиваются только смещением [15].

Вращением и расхаживанием обсадных труб в процессе цементирования можно увеличить качество изоляции пластов. При этом вращение колонны обсадных труб дает сравнительно лучшие результаты, чем расхаживание, хотя разница составляет всего 4-7% [16].

Исследования, проведенные Д.А.Крыловым по определению влияния расхаживания и вращения обсадных колонн во время цементирования на месторождении Каражанбас показали, что сравнительно хорошие показатели получены при расхаживании обсадной

колонны в течение 5-7 мин после того как верхняя пробка доходит до кольца «стоп». При этом автор обращает внимание и на отрицательные стороны рассаживания, такие как поршневой эффект который может вызвать ухудшение свойств цементного камня за счет образования каналов. При вращении колонны обсадных труб наилучший результат был получен при 20 минутном вращении. Следовательно, можно утверждать, что с увеличением времени вращения его эффективность увеличивается [16,17].

При подборе рецептуры бурового и тампонажного растворов очень важно проверять влияние буферной жидкости на свойства тампонажных и буровых растворов. Для исключения перемешивания цементного раствора с промывочной жидкостью в обсадной колонне можно увеличить объем буферной жидкости. Различие в плотности и вязкости растворов должен быть по возможности минимальным чтобы удовлетворять условиям вытеснения.

Список использованных источников

1. Erik B. Nelson and Dominique Guillot. Well Cementing. Second Edition. 2006.
2. High-Pressure, High-Temperature Well Construction et. all Keelan Adamson. Oilfield Review. 1998- 39-49 pgs
3. Howard G.C., Clark J.B. Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing// Oil and Gas J.-1948.-11/11. –vol.46, №46.
4. М.О. Ашрафян. Вытеснение бурового раствора тампонажным и совершенствование технологии цементирования скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010.-№1. –С.39.
5. Keller S.R., Crook R.J. et al// Deviated –wellbore cementing: Part 1 Journal of Petrol. Technol.-1987.-Vol.39.№8
6. Griffin T.J: Displacement inside casing. Schlumberger Dowell Report, 1995
7. Howard G.C., Clark J.B. Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing// Oil and Gas J.-1948.-11/11. –vol.46, №46.
8. High-Pressure, High-Temperature Well Construction et. all Keelan Adamson. Oilfield Review. 1998- 39-49 pgs
9. Официальный сайт компании Schlumberger [Электронный ресурс]. – URL: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia97/aut97/seamless.pdf (дата обращения: 17.02.2018).
10. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов.-М.: ООО «Недра Бизнесцентр, 2003.-1007 с
11. Булатов А.И. Качественное разобщение пластов определяет здоровую жизнь скважины, или Поэзия крепки // Бурение и нефть. – 2013. – № 12. – С. 4-8.
12. Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, А.В. Розенцвет, А.А. Лырчиков. Опорно-центрирующая оснастка обсадных колонн для крепления боковых стволов. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 16, С.64
13. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. –М.: Недра, 1979. - 303 с.
14. Т.Р. Катеев, Р.И. Катеева, Р.И. Катеев, Т.М. Габбасов, О.Е. Старов, В.В. Крысин, Способ повышения сопротивления оснастки колонн при срабатывании с мест крепления. «Нефть. Газ. Новации». 2009. №10. С29.
15. Н.Г. Ибрагимов, И.В. Гуськов, А.А. Козлов, Р.И. Катеев, Р.К. Хуснутдинова. Повышение качества крепления скважин в ОАО «Татнефть», Нефтяное хозяйство 09/2009-26-27 стр.
16. М.О. Ашрафян, А.Е. Нижник, А.Н. Говзич. О факторах, способствующих возникновению осложнений при цементировании скважин, и мерах их предотвращения// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011.-№3. –С.36.

УДК 622.24.063.2

**ВОДОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
УГЛЕКИСЛОЙ АГРЕССИИ И ВЫСОКОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ**

*Конесев Г.В., Давлетгареев А.И., Мамаева О.Г., Насырова Л.А.
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)*

Аннотация. В данной работе приведены исследования по распределению углекислого газа (CO_2), гидрокарбонат-ионов (HCO_3^-) и карбонат-ионов (CO_3^{2-}) в зависимости от pH среды и минерализации. Установлено, что в условиях высокой минерализации переход углекислого газа, гидрокарбонат- и карбонат-ионов из одной формы в другую происходит при более низких значениях pH, чем в пресной воде. Авторы предполагают, что недостаточно высокие значения pH буровых растворов являются причиной некачественной кольтматации пласта и сопутствующих водопроявлений при бурении в условиях углекислой агрессии и высокой минерализации пластового флюида.

Ключевые слова: углекислый газ, гидрокарбонат-ионы, карбонат-ионы, водопроявления, кольтматация пласта.

UDC 622.24.063.2

**REASON OF WATER ARRIVALLING FROM A FORMATION AT WELLS
DRILLING UNDER THE CONDITIONS OF THE CARBON DIOXIDE AGGRESSION
AND THE HIGH SALINITY FORMATION WATER**

*Konesev G.V., Davletgareev A.I., Mamaeva O.G., Nasyrova L.A.
(Ufa State Petroleum Technological University)*

Abstract. In this paper, studies have been carried out on the distribution of carbon dioxide (CO_2) ions, bicarbonate ions (HCO_3^-) and carbonate ions (CO_3^{2-}) and on the pH of the medium and mineralization. It is established that under conditions of high mineralization the transition of carbon dioxide, hydrocarbonate and carbonate ions from one form to another occurs at lower pH values than in fresh water. The authors suggest that insufficiently high pH values of drilling fluids are the cause of poor-quality colmatation of the reservoir and associated occurrences during drilling in conditions of carbon dioxide aggression and high mineralization of the reservoir fluid.

Keywords: carbon dioxide, bicarbonate ions, carbonate ions, water manifestations, colmatation.

При бурении скважин на месторождениях Республики Башкортостан и Татарстан, а также в Оренбургской области буровые компании часто сталкиваются с таким осложнением как водопроявление. Зачастую при этом проводка скважины осуществляется в условиях углекислой агрессии. Нередко водопроявление происходит в пластах, вскрытие которых выполняется на технической воде. В связи с этим представляет интерес провести исследование по влиянию данного вида агрессии на водопроявление.

Диоксид углерода (CO_2) – это кислый газ; попадая в воду, образует угольную кислоту (H_2CO_3), которая с повышением pH переходит в гидрокарбонат-ионы (HCO_3^-) при средних значениях pH, а затем в карбонат-ионы (CO_3^{2-}) при более высоких значениях pH (Рис. 1) [1].

Для того, чтобы установить причинно-следственную связь между углекислой агрессией и водопроявлениями проведены исследования по распределению CO_2 , (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}) в зависимости от pH в условиях взаимодействия бурового раствора с пластовой водой, что косвенно имитируют процессы, происходящие в зоне кольтматации пласта.

Объектом исследования являлся пресный глинистый буровой раствор (табл.1) с разными значениями pH (от 8 до 13), загрязненный высокоминерализованной пластовой водой с Шегурчинского месторождения (Респ.Татарстан) в соотношении 3:1. Свойства пластовой воды представлены в табл.2. У каждого раствора в течение двух месяцев

замерялся pH и одновременно проводился анализ фильтрата на содержание углекислого газа, гидрокарбонат-ионов и карбонат-ионов.

Для определения содержания CO_2 , (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}) в фильтрате бурового раствора использовали методы кислотно-основного титрования [2,3]; pH среды определяли потенциометрическим методом.

Таблица 1 – Состав бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, г/л
Вода	1000
Бактерицид	1
Глинопорошок	70
Сульфированный битум (асфальт)	15
Пеногаситель	1
ПАЦ НВ	5
Мрамор молотый	100

Таблица 2 – Свойства пластовой воды с Шегурчинского месторождения (Респ. Татарстан)

pH	5.86
Плотность, г/см ³	1,183
Содержание ионов, мг/л:	
CO_3^{2-}	-
HCO_3^-	207
Ca^{2+}	14700
Cl^-	149500
Содержание CO_2 , мг/л	0,46

Полученные нами результаты представлены в виде графической зависимости на рисунке 1 (снизу), на котором для сравнения представлен аналогичный график распределения гидрокарбонат-ионов, карбонат-ионов и углекислого газа в зависимости от pH компании Baker Hughes (сверху) [1].

При сравнении графиков видно, что характер кривых распределения CO_2 , (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}) , полученных нами экспериментальным путем, аналогичен зависимостям представленным Baker Hughes. Однако, полученные зависимости, значительно смещены влево, в область более низких значений pH. Такое же смещение имеет график распределения CO_2 , (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}) для морской воды компании Baker Hughes (Рис. 1, сверху), что хорошо согласуется с нашими результатами.

Следовательно, распределение CO_2 , (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}) от pH в большой степени также зависит от минерализации среды – с повышением минерализации образование буферной системы, pH которой тяжело сместить добавлением небольших количеств щелочи, будет происходить в области более низких значений pH.

Содержание CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} , %

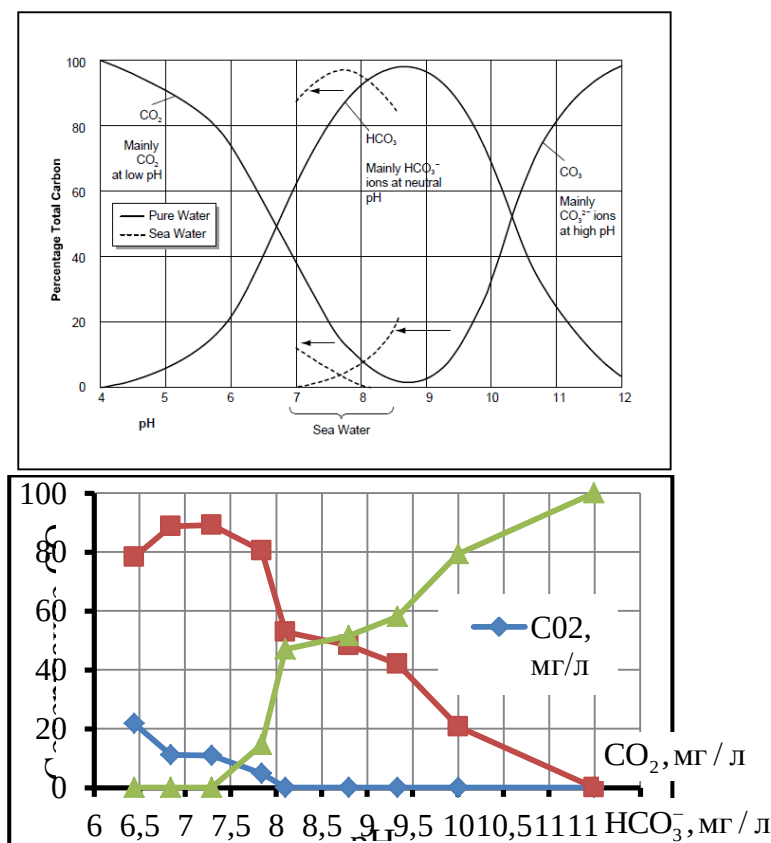


Рис. 1 – Графики распределения углекислоты, гидрокарбоната-ионов в пресной и морской воде по Baker Hughes (сверху) и в буровом растворе, содержащем 25% высокоминерализованной пластовой воды (снизу)

Поэтому при попадании бурового раствора с недостаточно высокими значениями pH (8-10) в поры коллектора, содержащего углекислый газ или высокоминерализованную пластовую воду с гидрокарбонат-ионами, влияние последних на компоненты бурового раствора (полимеры, карбонаты кальция) будет значительным. Присутствие углекислого газа и гидрокарбонат-ионов в пластовой воде будет способствовать быстрой деструкции полимеров и растворению карбонатных утяжелителей, попадающих в зону кольматации [4,5], что в итоге приведет к созданию некачественного экрана на границе «скважина-пласт». В свою очередь, быстрая декольматация пласта во время бурения может стать причиной водопроявлений и впоследствии неуправляемого фонтана. Отсюда следует, что при проводке скважин в условиях углекислой агрессии для предупреждения водопроявлений необходимо изначально применять буровой раствор, pH которого должен иметь высокие значения (>11,5).

Таким образом, экспериментально установлено:

с увеличением минерализации среды взаимный переход CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} из одной формы в другую происходит при более низких значениях pH;

при бурении в условиях углекислой агрессии причинами водопроявлений может быть некачественная кольматация пласта, обусловленная изначально недостаточно высокими значениями pH бурового раствора.

Список использованных источников

1. Baker Hughes Drilling Fluids. Reference manual. – REVISION, 2006.
2. Резников А.А., Муликовская Е.П., Соколов Ю.И. Методы анализа природных вод. – М.: Недра, 1970 – 488с.

3. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе.
4. Потапов В.М. Стереохимия. – М.: Химия, 1988. – 464с.
5. Научная статья. Кислотно-бикарбонатный способ выщелачивания урана из карбонатных руд.

УДК 622.242.4

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА ЕГО ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА И ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Костелов М.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Проводятся лабораторные исследования по изучению влияния давления на процесс формирования цементного камня. Приводится литературный обзор и описание лабораторной установки, позволяющей формировать цементный камень под давлением. Описывается методика проведения экспериментов.

Ключевые слова: цементный камень, избыточное давление, прочность, проницаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона.

UDC 622.242.4

INFLUENCE OF THE CONDITIONS OF FORMATION OF CEMENT STONE ON ITS STRONG PROPERTIES AND PERMEABILITY

Kostelov M. A.

(Ufa State Petroleum Technical University)

Abstract. Laboratory studies are conducted to study the effect of pressure on the process of formation of cement stone. The description of the laboratory installation allowing to form a cement stone under pressure is given. The technique of carrying out the experiments is described.

Keywords: cement stone, overpressure, strength, permeability, Young's modulus, Poisson's ratio.

Процесс твердения цементного раствора очень сложный и зависит от множества факторов, таких как: температура, давление, водоцементное отношение, удельная поверхность цемента и др. [1]. Их влияние, за исключением давления, хорошо изучено.

В процессе твердения цементного раствора снижается гидростатическое давление (так называемое «зависание» цементного камня), что является одной из главных причин возникновения ГНВП в период ОЗЦ. В литературе давно известен метод борьбы с проявлениями созданием противодействия на твердеющий цементный раствор, однако вывода о влиянии давления на формирование и свойства цементного камня там нет [5].

Одной из первых работ по изучению влияния давления на процесс твердения цементного раствора является работа Ахметова Р.А. [3]. В его диссертации приведены результаты экспериментов по изучению изменения давления столба цементного раствора, по высоте твердеющего под постоянной нагрузкой.

Сотрудниками ОАО «ТюменНИИгипрогаз» Баталовым Д.М. и Щербичем Н.Е. проведены исследования проницаемости камня, формирующегося в условиях различных температур и давлений [4]. Однако, на основании приведенных данных сделать вывод о влиянии давления на проницаемость цементного камня не представляется возможным.

В статье Федорова приводятся результаты измерения проницаемости и прочности цементного камня, полученного при избыточном давлении [6]. Однако, установка, на которой проводились эксперименты, больше нацелена на изучение фильтрационных процессов.

Специально для изучения влияния давления на формирование цементного камня и его свойства, такие как прочность и проницаемость, на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин УГНТУ была разработана и собрана лабораторная установка, конструкция которой приведена на рисунке 1.

Основным компонентом установки является гидравлический пресс, с помощью которого создается избыточное давление на твердеющий в специальной форме цементный раствор. Величина избыточного измеряется при помощи датчика силы. После извлечения образца и испытания его на проницаемость определяются прочностные показатели. Для этого цилиндрический образец устанавливается на специальный стол лабораторной установки и к образцу подсоединяются четыре тензодатчика перемещений, которые измеряют поперечную деформацию. Сверху на цементный камень устанавливается специальная плита, к которой крепятся еще два тензодатчика, измеряющие продольное перемещение. На плиту при помощи шара передается нагрузка, создаваемая прессом. Сигнал с датчиков перемещений и датчика силы передается на тензостанцию, с тензостанции информация передается на ноутбук.

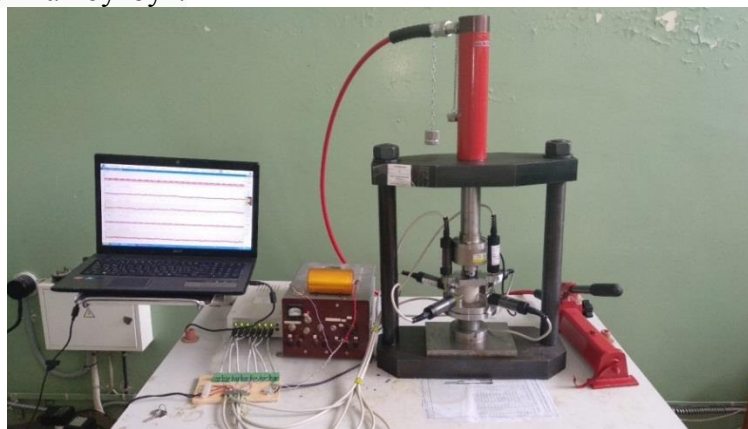


Рис. 1 – Лабораторная установка

Методика проведения экспериментов заключается в следующем:

Замешивается цементный раствор и заливается в форму;

форма устанавливается на стол лабораторной установки и с помощью поршня создается нагрузка, соответствующая определенному давлению, и цементный раствор твердеет под давлением;

контролируется давление, действующее на твердеющий цементный раствор;

затвердевший образец испытывается на проницаемость по воздуху и по жидкости;

измеряется предел прочности на сжатие и растяжение цементного камня, определяются модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Планируется провести эксперименты с различными избыточными давлениями, значения которых приведены в таблице.

Таблица 1 – Зависимость между усилием на поршень и создаваемым давлением

Р, Мпа	F, кН	Р, Мпа	F, кН
10	7,06	50	35,32
20	14,13	60	42,39
30	21,19	70	49,45
40	28,26	80	56,52

Также планируется проверить эффективность армирующих добавок для облегченных цементов [2] в скважинных условиях.

Проведение лабораторных исследований позволит сделать вывод о влиянии давления при формировании цементного камня на его структуру и свойства, такие как проницаемость, упругость и прочность.

Список использованных источников

Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – Уфа, 2011. – 245 с.

Ахметов Р.А. Исследование изменения и передачи давлений в зацементированной части заколонного пространства во время ОЗЦ и проведения различных работ в скважине: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук – Уфа, 1975. – 128 с.

1. Армия А.Б., Логинова М.Е., Кулнязов А.С. Влияние армирующих добавок на расширение в облегченных цементах // Российская наука и образование сегодня: проблемы и перспективы развития. – 2017. - №6. – с. 39-41

2. Баталов Д. М. и др. Цементно-бентонитовые растворы для низкотемпературных скважин // Тр. ЗапСибНИГНИ. - 1984. - С. 56-62.

3. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 3-е изд. – Краснодар: Просвящение-Юг, 2009. - 934 с.

4. Федоров В.Н., Аверьянов А.П., Котельников С.А., Дюсюнгалиев М.А. Исследование падения порового давления в цементных растворах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». –2011. – №5. С.48-53. URL: http://ogbus.ru/authors/Fedorov/Fedorov_1.pdf

УДК 622.245.422:551.345

ОБОСНОВАНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД И НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

*М.А. Кузнецов, О.П. Тюлькин, И.А. Латыпов
(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»)*

Аннотация. В статье даются рекомендации по формированию качественного состава тампонажной смеси для крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород и низких температур. Приводятся достоинства, недостатки и области применения вяжущих, а также других компонентов. Рекомендации основаны на анализе различных источников информации из экспериментов.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, низкотемпературный цемент, глиноземистый цемент, теплопроводность, гипс.

UDC 622.245.422:551.345

THE RATIONALE OF THE COMPONENT COMPOSITION OF CEMENT MIXTURE FOR CEMENTING OF WELLS IN PERMAFROST AND LOW TEMPERATURES

*M.A. Kuznetsov, O.P. Tyulkin, I.A. Latypov
(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University)*

Abstract. In the article there are recommendations for the formation of the qualitative composition of a mixture of cement for well cementing in permafrost conditions and low temperatures. There are given advantages, disadvantages, fields of application of binding agents and other components. The recommendations are based on the analysis of different sources of information and experiments.

Keywords: permafrost rock, low temperature cement, alumina cement, heat conductivity, gypsum.

Получение надежного тампонажного камня для крепления скважин в северных районах является актуальной задачей. Таким районам присущи сложные геологические условия, заключающиеся в наличии многолетнемерзлых пород (ММП) и пород с низкими положительными температурами, которые, кроме того, слабосвязаны и склонны к гидроразрыву [1].

Формирование надежного тампонажного камня при низких температурах затруднено из-за снижения скорости гидратации вяжущих и других сопутствующих проблем. Кроме того, в условиях отрицательных температур может замерзать жидкость затворения. При выборе качественного состава тампонажной смеси необходимо придерживаться определенных требований [2].

В отечественной практике имеется опыт применения портландцемента (ПЦ) с добавлением хлористого кальция или натрия, однако успешное его применение ограничивалось низкими положительными температурами. За рубежом для подобных условий применялся цемент класса G с добавлением хлористого кальция. При этом цемент класса G является более подходящим, так как при его производстве подмешивают к клинкеру добавки, кроме одной или нескольких форм сульфата кальция [2].

В качестве материалов с сокращенными сроками схватывания можно выделить вяжущие на основе алюминатов, например, глиноземистый цемент (ГЦ) [3, 4], который отличается от ПЦ и цемента класса G более быстрым схватыванием и твердением. Однако ГЦ не устойчив к температурам выше 30°C, поскольку в нем начинается перекристаллизация продуктов твердения (термическая коррозия) [5] с образованием неустойчивых соединений. Кинетика изменения прочности камня из глиноземистого цемента приведена на рисунке 1, а. С этой коррозией можно бороться применением кремнеземистых добавок, например, молотого песка. Вместо песка также возможно применение алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) (Рис. 1, б), которые также позволяют снизить плотность раствора и теплопроводность камня.

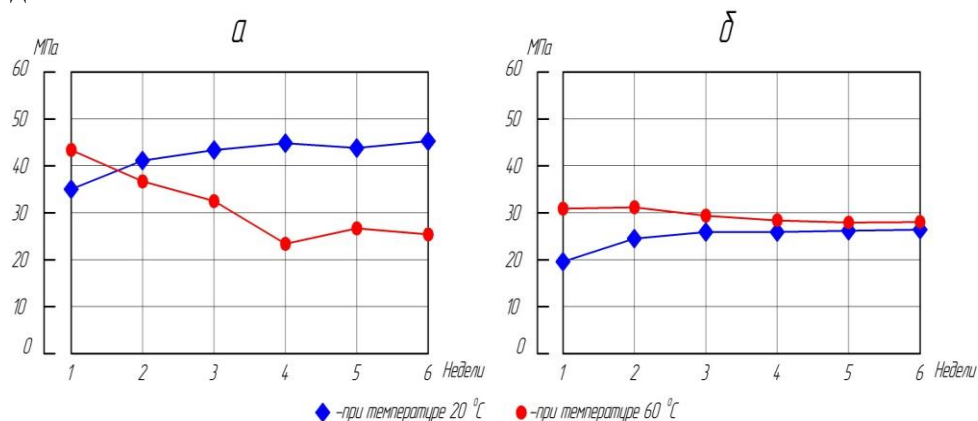


Рис. 1 – Изменение прочности на сжатие цементного камня из чистого ГЦ и ГЦ с добавлением 30% АСПМ

К недостаткам ГЦ относятся дороговизна и большое тепловыделение при гидратации [2]. Согласно [6] применение ГЦ оправдано лишь в исключительных случаях. Удешевление смеси путем смешения ГЦ с ПЦ невозможно (Рис. 2) из-за различия в процессах формирования кристаллизационных структур [4], которые препятствуют друг другу. Более устойчива в отношении температуры гипсоглиноземистая смесь, но в этом случае стоимость подобной смеси будет велика.

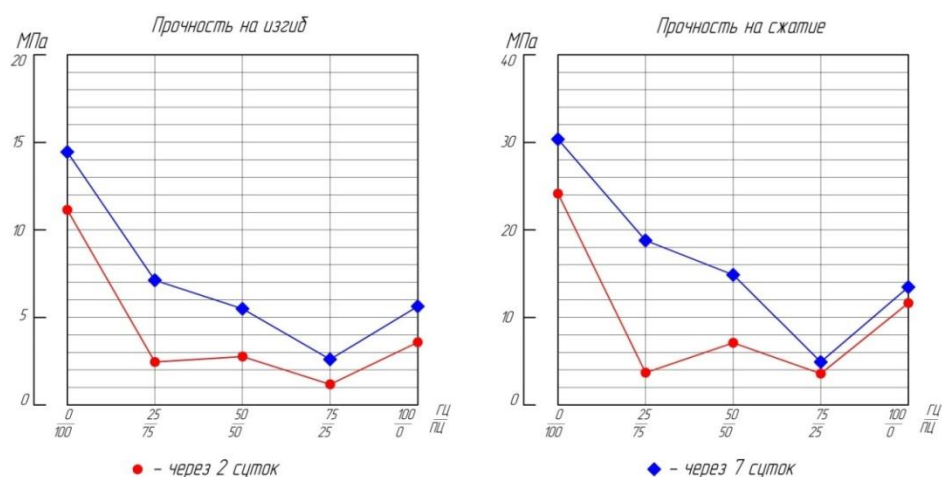


Рис. 2 – Прочность цементного камня, полученного из смеси ПЦ и ГЦ

Известно несколько рецептов с использованием гипса. Гипсовая суспензия схватывается обычно за 15 минут, а конечную прочность приобретает через несколько часов. На рисунке 3 показано изменение прочностей тампонажного камня через 2 суток различным содержанием цемента класса Ги полуводного гипса. С увеличением количества гипса увеличивается скорость загустевания и схватывания раствора, при этом загустевание происходит интенсивнее [7]. В процессе гидратации гипс меньше выделяет тепла в отличие от глиноземистого цемента. Недостатком гипсового камня является низкая водостойкость. У такого тампонажного камня из цемента и гипса, может наблюдаться сульфатная коррозия.

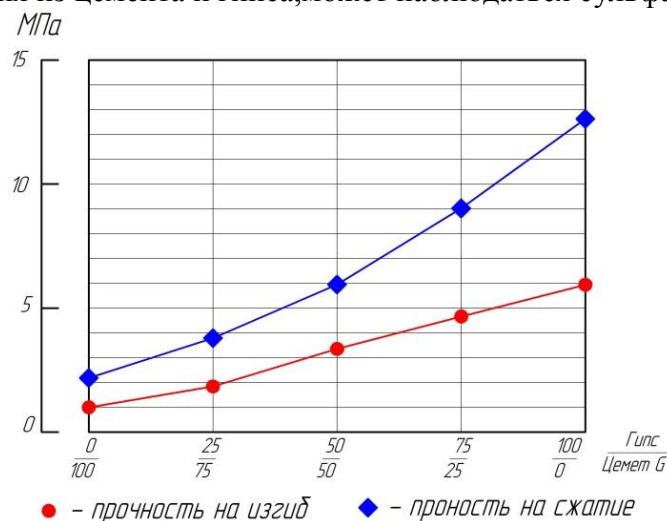


Рис. 3 – Изменение прочности тампонажного камня, полученного из цемента класса Ги полуводного гипса при твердении на воздух при 2°C

Применение облегчающих добавок обосновано при наличии в разрезе пластов, склонных к гидроразрыву. При этом определенные добавки, такие как, например, пеностекло и АСПМ создают тампонажный камень с пониженным значением теплопроводности [8], который по сей день является актуальным [9].

Таким образом, для крепления низкотемпературных скважин и скважин с наличием в разрезе ММП нами рекомендуется следующая смесь вяжущих: цемент класса Ги полуводный гипс. Основная идея заключается в том, что полуводный гипс позволит тампонажному камню набрать прочность в ранние сроки, а цемент, гидратация которого наступит позже, не позволит разрушиться тампонажному камню при взаимодействии с водой. Для предупреждения сульфатной коррозии стоит применять сульфатостойкие разновидности цемента класса Г. Для регулирования времени прокачиваемости раствора и схватывания

потребуется замедлитель схватывания. Для предупреждения замерзания жидкости затворения потребуется применение антифризов или солей. Соли при этом могут способствовать ускорению схватывания цемента за счет пресыщения раствора.

Список использованных источников

1. Кузнецов В. Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне: дисс. д-ра. техн. наук.—Тюмень, 2004. — 329 с.
2. Спицын В.В. Разработка состава и исследование свойств тампонажного цемента низкотемпературного твердения: дисс. канд. техн. наук. — Москва, 2004. — 166с.
3. Кузнецова Т.В. Алуминатные и сульфоалуминатные цементы. - М.: Стройиздат, 1986. - 208 с.
4. Рояк С. М., Рояк Г. С. Специальные цементы: Учеб.пособие для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп.-М.:Стройиздат, 1983.- 279 с.
5. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб.пособие.—СПб.: ООО «Недра», 2011.— 268 с.
6. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1987. 373 с.
7. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в мерзлых породах. М., Недра, 1983. — 286 с.
8. Кузнецов М.А., Коваленко Ю.С. Оценка влияния различных факторов на теплопроводность цементного камня/Севергеоэкотех-2016/ УГТУ. - Ухта, 2016. - Ч. 2. - с.16-19.
9. Логинова М. Е., Агзамов Ф. А., Султанов Д.Р. Распределение температуры в многолетнемерзлых породах при креплении скважин тампонажными материалами различной теплопроводности// Нефтегазовое дело, т. 15, №4. 2017, с.24-31.

УДК 622.276.6

ВЛИЯНИЕ ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Логинова М.Е.¹, Теттерева Г.А.¹, Конесев В.Г.², Ахметов А.Т.³, Тангиев Х.Ш.¹

¹Уфимский Государственный нефтяной университет,

²ООО «Газпромнефть НТЦ»,

³Уфимский федеральный исследовательский центр РАН, Институт механики им.

Р.Р. Мавлютова Уфимского НЦ РАН

Аннотация. Разделение веществ при помощи гелей, основанное на различиях в размере молекул, называется гель-фильтрацией. Разделение молекул по размерам и форме основано на свойствах молекулярного сита, которыми обладают многие пористые материалы. Нами была проведена гель-фильтрация раствора лигносульфаната нейтрально-сульфитного способа получения. Получены спектральные кривые для самого раствора и соответствующих фракций.

Ключевые слова: сефадекс СФ-20, буровой реагент, нейтрально-сульфитный лигносульфонат, оптическая плотность

UDC 622.276.6

INFLUENCE OF FRAGMENTATION OF LIGNOSULPHONATES ON THE PROPERTIES OF DRILLING WASHING FLUIDS

Loginova M.E, Teptereva G.A, Koneusev V.G, Akhmetov A.T, Tangiev H. Sh

Ufa State Oil Technological University

Abstract. The separation of substances by means of gels, based on differences in molecular size, is called gel filtration. The separation of molecules in size and shape is based on the properties of the molecular sieve that many porous materials possess. We performed a gel filtration of a solution of liginosulfonate of the neutral-sulphite production method. Spectral curves are obtained for the solution itself and the corresponding fractions.

Keywords: sephadex LH-20, drilling reagent; neutral sulfite liginosulfonate; nucleophiles; bathochromic shift

Лигносульфонаты применяются в нефтегазовом деле с 30-х годов XX века для борьбы с осыпаниями и обвалами глинистых интервалов, а также как реагенты-как понизители вязкости и фильтрации буровых промывочных жидкостей. Однако, компонентный состав лигносульфонатов варьируется в зависимости от способов их получения [1,2]. Актуальным для использования лигносульфонатов являются не только вопросы их получения, но и очистки от примесей. За рубежом широко применяют мембранные технологии для очистки, концентрирования и фракционирования лигносульфонатов. Очищенные модифицированные лигносульфонаты экспортируются во многие страны мира, в том числе и в Россию.

Фракционирование методом гель-фильтрации основано на том, что из набухшего геля сефадекса последовательно вымываются (элюируются) растворителями фракции полимера с меньшей молекулярной массой [3,4]

Технологически, метод сводится к последовательному отбору фракций полимера, пропущенного через колонку с пористым фильтром, заполненной гелем, с последующим определением оптической плотности каждой фракции для идентификации состава фракции по длине волны.

При гель-фильтрации проходит распределение молекул лигносульфоната по размерам. При протекании раствора полимера через гель, молекулы диффундируют в микроскопические поры геля, причем крупные молекулы не проникают в мелкие поры, либо проникают неглубоко и продвигаются по колонке с большей скоростью, а движение меньших по размеру молекул замедляется диффузией в поры и тем больше, чем меньше размер молекул. Таким образом, по мере отбора каждая последующая фракция содержит долю вещества с меньшей молекулярной массой, чем предыдущая [5].

Объектами исследования являлись лигносульфонат нейтрально-сульфитного способа получения (Рис. 1). Сущность эксперимента заключается в фракционировании пробы лигносульфоната нанесением на слой набухшего сефадекса СФ-20 в колонке, элюированием чистым растворителем, последовательным отбором фракций и определением на спектрофотометре оптической плотности каждой фракции (рисунки 2-3). По полученным данным строят кривые гель-фильтрации, характеризующие распределение лигнина по молекулярной массе, или, после соответствующих расчетов, кривые молекулярно-массового распределения.

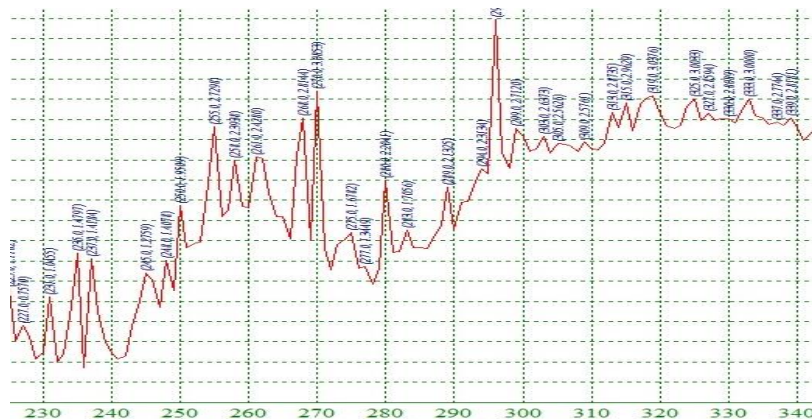


Рис. 1 - Спектр по длине волны образца лигносульфоната нейтрально-сульфитного способа получения

Методика проведения эксперимента

В колонку длиной 500 мл и диаметром 16–20 мм, заполненную предварительно набухшим на водяной бане сефадексом, вносят 3 мл 1%-го раствора лигносульфоната. Пробу вносят на поверхность влажного геля и сразу после ее проникновения в гель заливают растворителем и продолжают элюирование до тех пор, пока весь окрашенный раствор не выйдет из колонки.

Оборудование, материалы и реактивы:

- колонка для гель-фильтрации, состоящая из стеклянной трубки длиной 70 см и диаметром 1,7 см с пористым фильтром или стекловатой, которая заполняется гелем сефадекса;
- стеклянные пробирки или баночки вместимостью 10 мл для отбора фракций лигнина;
- пипетка на 5 мл с резиновой грушей для заливки раствора лигносульфоната в колонку с гелем;
- мерный цилиндр на 5 мл для измерения объема отобранных фракций;
- коллектор отбора фракций;
- спектрофотометр для определения оптической плотности отобранных фракций.

Рис. 1 - Спектр по длине волны образца лигносульфоната нейтрально-сульфитного способа получения

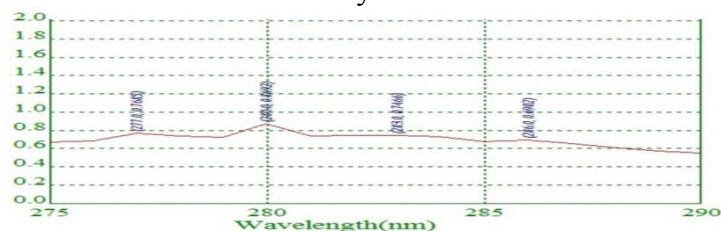


Рис. - 2 - Спектр по длине волны фракции №1 лигносульфоната нейтрально-сульфитного способа получения

При элюировании через сефадекс лигносульфонатов и сульфитных щелоков в качестве растворителя используется вода, либо раствор электролита для подавления полиэлектролитных эффектов лигносульфонатов в водном растворе.

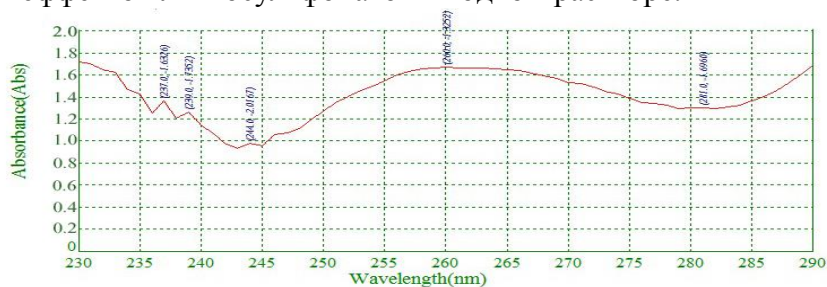


Рис. 3 - Спектр по длине волны фракции №2 лигносульфоната нейтрально-сульфитного способа получения

Пробы фракций отбираются автоматическим коллектором, который поворачивается через определенное время, подставляя следующую пробирку. Отбор фракций начинают сразу после нанесения образца лигносульфоната на гель. После окончания фракционирования мерным цилиндром на 5 мл измеряют объем каждой фракций и ее оптическую плотность на спектрофотометре или фотоколориметре в кювете на 1 мл (для фотоколориметра используют зеленый светофильтр). Затем строят кривую, характеризующую молекулярно-массовое распределение данного образца лигносульфоната.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Показано, что соотношения фракций, получаемых методом гель-фильтрации составляет 48-55% для первой фракции, 25-30% для второй и третьей.

2. Установлено, что первая фракция имеет максимум поглощения при длине волны 280 нм, что говорит о ее преимущественно ароматическом составе и удовлетворительном уровне разделения ЛСТ на сефадексе.

3. Наибольшее влияние на реологические свойства на данные глинистые растворы отмечается для фракции №1: Снижение условной вязкости и показателя фильтрации составляет 10% и 15% по отношению к добавке не фракционированного лигносульфоната.

Список использованных источников

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов - М.: Изд-во Недра. 1972. - 392 с.
2. Гаврилов Б.М. Лигно-полимерные реагенты для буровых растворов. Краснодар. - 2004. - 523 с.
3. Дорохова Е.Н., Прохорова Г.В. Аналитическая химия. Физико-химические методы анализа – М.: Высшая школа. - 1983. - 267с.
4. Коренман И.М. Фотометрический анализ. Методы определения органических соединений /2-е изд., перераб. и доп. - М.: Химия. 1975. - 360 с.
5. Тангиев Х.Ш., Худайбердин Р.Ш., Логинова М.Е. Использование лигносульфонатов различных способов получения для повышения нефтеотдачи. 72-ая международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2018» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва).

УДК 622.24

ПРЕИМУЩЕСТВА БЕЗЛЕБЕДОЧНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Миннивалеев Т.Н., Миннивалеев А.Н., Идрисова А.Т.
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Шиков М.А.
(ООО «Нова Энергетические Услуги»)

Миннивалеева А.Н.
(ФГБОУ ВО БашГУ)

Аннотация. В статье рассмотрены конструктивные особенности принципиально новых буровых установок, в составе которых отсутствует лебедка. Показано, что данные буровые установки обладают множеством преимуществ по отношению к классическим буровым установкам с лебедками.

Ключевые слова: буровая установка, лебедка, гидравлическая буровая установка, безлебедочная буровая установка.

UDC 622.24

ADVANTAGES OF HYDRAULIC DRILLING RIGS WITHOUT WINCHES

Minnivaleev T.N., Minnivaleev A.N., Idrisova A.T.
(The Oktyabrsky City Department of FSBEI HPE «The Ufa State Petroleum Technical University»)

Shikov M.A.
(LLC Nova EnergeticheskiyeUslugi)
Minnivaleeva A.N.
(FSBEI HPE Bashkir State University)

Abstract. The article describes the design features of fundamentally new drilling rigs, which do not include a winch. It is shown that these drilling rigs have many advantages in relation to the classical drilling rigs with winches.

Keywords: drilling rig, winch, hydraulic drilling rig, hollow core drilling rig.

В мировой практике главенствующим фактором формирования технико-экономических показателей строительства скважин всегда являлось применением новых и перспективных техники и технологии, применяемых при бурении скважин. В настоящее время можно выделить несколько ключевых современных технологий в бурении нефтяных и газовых скважин: многозабойное бурение; бурение с наклонным забуриванием; бурение с управлением давления (бурение на равновесии или депрессии); бурение на обсадных трубах; бурение с одновременной обсадкой; бурение скважин малого диаметра; расширяемые обсадные трубы (бурение монодиаметром); заканчивание горизонтальных скважин с применением многостадийного гидроразрыва пласта; применение безлебедочных гидравлических буровых установок.

Одним из недостатков многих стандартных буровых установок является тот факт, что грузоподъемность типовой (с лебедкой) буровой установки (далее БУ) определяется несущими способностями металлоконструкций вышки и основания. Это влечет гигантские размеры и колоссальный вес таких БУ.

А что если использовать гидроцилиндр для грузоподъемности БУ, а мачта работает лишь как направляющая для верхнего силового привода? Ряд фирм - MD Cowan (USA), Foremost (Canada), Schramm (USA), Drillmec (Italy), WEI (Italy) и др. пошли по этому пути и уменьшили вес и габариты БУ в несколько раз. Были разработаны различные модели гидравлических безлебедочных БУ, которые эволюционировали и стали эффективным ответом на вызовы отрасли. На рисунке 1 приведен пример гидравлических безлебедочных БУ, оперируемых Буровой Компанией ПНГ (ООО «БК ПНГ») на территории России.



Рис. 1 – Мобильная гидравлическая буровая установка «Эскимос 4500 ВЕИ ДС 250»

Для сравнения вышко-лебедочный блок данных гидравлических БУ можно перевезти на одном полуприцепе, а в случае использования стандартных типовых БУ будет необходимо 15-20 тралов.

Также преимуществами данных БУ являются следующие аспекты:

- гидравлических БУ требуетсякратно меньшая буровая площадка, т.к. нет лебедки, емкости охлаждения тормозов, мачта короче на 50% и возможно размещение жилгородка ближе (40 м против 75 м) к буровой по нормам ПБ (минимум 1,5 х высота мачты);
- минимальное давление на грунт под буровой (снижено как минимум на 3500 кг на каждый кв.м благодаря специальному дизайну);

- гидравлическая система пул-даун (pulldown) МБУ БК ПНГ позволяет пригрузить долото КНБК и башмак ОК без изменения веса КНБК и ОК, возможен уникальный регулируемый пригруз долота от 0 до 25 тонн. Это может пригодиться при преодолении плывунов на первых метрах проходки, при бурении горизонтальных участков, при спуске хвостовиков (когда, например, ОК «лежит» на стенке скважины и невозможно создать вес на башмаке ОК).;

- нет персонала на полу буровой, т.к. подача одиночек, свечей и ОК осуществляется уникальным, телескопическим трубным манипулятором с силовых мостков на полбуровой. Нет рисков, вытекающих из работы верховых.

Таким образом, преимущества данных БУ очевидны, а их применение обеспечивает высокие технико-экономические показатели бурения.

Список использованных источников

1. Динамическое исследование клапанов поршневого насоса НБ-125 ИЖ [Текст] / Р.Я. Абдюкова, Р.Н. Бахтизин, Н.Э. Ахмедов, Е.Л. Маликов, К.А. Перескоков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – Т. 90. – № 4. – С. 56-64.
2. Миннивалеев, Т.Н. Буровой насос как источник интенсивных колебательных процессов [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 76-81.
3. Ахметов, Р.Т. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 92-99.
4. Миннивалеев, Т.Н. О влиянии динамичности бурильного инструмента на показатели бурения [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Изд-во УГНТУ, – 2015. – Т. 2 – С. 87-91.
5. Миннивалеев, Т.Н. Способность использовать основы правовых знаний как одна из важных составляющих общекультурной компетенции выпускников нефтегазового вуза [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеева // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2015. – С. 60-65.
6. Использование балльно-рейтинговой системы при преподавании дисциплин профессионального цикла [Текст] / Р.И. Сулейманов, Р.Г. Хабибуллина, А.К. Зарипов, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 190-195.
7. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 2. – С. 14-16.

UDC 234

POTENTIAL OF UNDERBALANCED DRILLING TECHNIQUE

Nguyen Huynh Tri Trung
(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Underbalanced drilling (UBD) is one of oldest drilling method. UBD is old as drilling itself, the first cable tool wells were all UBD. However, since 1901 the conventional drilling

(pressure reservoir < pressure bottom hole) has been the most popular and safest method when drilling a well but there are also drawbacks of the method. For example, fluid losses is a general problem because the drilling fluid pressure is usually greater the formation pressure – this can bring about formation damage. Physical blockages, differential sticks, washouts are also common problems.

When drilling a well and pressure reservoir > pressure bottom hole, we call Underbalanced Drilling (UBD) and it has differences with traditional methods. The well can flow during the drilling because the bottomhole circulating pressure is always kept lower than formation pressure. As well as penetration is faster and eliminating the risk of lost circulation, UBD has additional benefit is that the invading fluid causes smaller damage. Drilling time also gets smaller, bit life increases, and it is easier to spot and test productive intervals because with UBD we can get additional information of well such as: pressure, temperature, flow rate, water cuts,... Of course, this benefit couldn't be seen when the well isn't underbalanced so this is essential to the whole process.

There are three types of drilling fluid for UBD; incompressible (liquid), compressible (gas), and two-phase. We choose one depend on the conditions of borehole collapse pressure, formation fracture pressure, formation pore pressure and bottomhole flowing pressure.

UBD with stable foam through depleted reservoirs can be conducted safely and successfully in both vertical and horizontal wells. Drilling with foam has some appeal because foam has some attractive qualities and properties with respect to the very low hydrostatic densities, which can be generated with foam systems. Foam has good rheology and excellent cutting transport properties.

We can use UBD for most reservoirs, but some cannot, because of geological issues related to rock stability. For some reservoirs, we can't use UBD with the current technology, because they are either good producers or pressures are so high. UBD is the most suitable for high strength low permeability formations or subnormal pressure intervals.

In UBD, we have increased penetration and production rate, minimization of impairment—must offset the additional cost of undertaking a UBD project. But we must use some require equipment like rotating wellhead or discharge pipe. We also need extra people, who have been trained for UBD and extra time required to drill underbalanced. Therefore underbalanced drilled wells are 20 to 30% more expensive than normal wells. UBD with stable foam through depleted reservoirs can be conducted safely and successfully in both vertical and horizontal wells. Drilling with foam has some appeal because foam has some attractive qualities and properties with respect to the very low hydrostatic densities, which can be generated with foam systems. Foam has good rheology and excellent cutting transport properties.

Recently, UBD has been becoming trendy because depleting pressure is a popular happening and it also ultimate within reservoirs that are low quality or particularly complex. About four in ten onshore wells (40%) used underbalanced conditions and this has been growing ever since.

References

1. Norman J.Hyne, Ph.D, Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production 3rd Edition. Chapter 14 - Drilling preliminaries, pp 235-289,2012.
2. Le Phuoc Hao, Ph.D, Basic Oil Exploration and Drilling, pp.203-207, 2014.
3. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1018363910000097>

UDC 123/45

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ ПО КРЕПИ СКВАЖИН ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ЛОКАЛЬНЫХ СЖИМАЮЩИХ ДАВЛЕНИЙ

*Герасимов Д.С, Овчинников В.П., Салтыков В.В.
(ФГБОУ ВПО Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень)
Овчинников П.В.*

Аннотация. Значительное число месторождений нефти и газа Прикамья, Западной и Восточной Сибири характеризуются присутствием многолетнемерзлых горных пород, которые распространяются от Кольского полуострова далее до Урала, совпадая с широтой полярного круга, затем их граница отклоняется к югу доходя до широтного участка р. Оби, пересекает р.Енисей и уходит за пределы России. Большая часть криолитозоны, площадью порядка 9 млн.км², находится к востоку от Уральских гор, южная граница которой доходит до широты 58-59⁰. Первые поисковые скважины в районе распространения мерзлых горных пород были пробурены в тридцатых годах прошлого столетия, в Западно-Сибирской низменности начиная с 1952 года. Их результатом явилось открытие уникальных крупных газовых и газоконденсатных месторождений, таких как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Харасавэйское, Бованенковское и многих других. Открыты месторождения и в Восточной Сибири. [1]

Наличие в геологическом разрезе этих месторождений многолетнемерзлых горных пород обуславливает возникновения специфических осложнений, результатом которых является нарушение сплошности обсадных колонн, их смятие. Объяснению механизма разрушения, посвящены работы А.В. Марамзина, Г.С. Грязнова, И.В. Белова, Р.И. Медведского, В.Г. Кузнецова, М.А. Гудмана, В.П. Овчинникова, Р.Е. Смита, и других. Наиболее полно причина смятия обсадных колонн в интервалах криолитозоны описана в работах [1,2,3]. Причиной этого вида отложений, по их мнению, является образование при профилактических остановках в заколонном и межколонном пространстве замкнутой водонасыщенной (глинистого, томпажного и др. видов на водной основе технологических растворов) композиций. Переход водной фазы в льдообразное состояние генерирует возникновение кристаллического давления, превышающего механическую прочность элементов крепи скважины – обсадной колонны, цементного камня. С мнением исследований в целом можно согласиться. Однако в них отсутствует анализ распространения нормальных, сдвиговых напряжений по телу колонны, цементному камню, прогибу, влияние сцепления (наличие/отсутствие) цементного камня с обсадной колонной + совместный их вклад в прочностные свойства крепи скважины как единого сооружения. Изложенное, а также появления этого вида осложнения явилось основанием исследования.

Проявления сминающих наружных давлений, как об этом было изложено выше, обусловлено в интервалах мерзлых горных пород возникновением давления обратного промерзания, а в интервалах пластичных пород (солевые отложения, глины и др.) горным давлением. Как правило они носят локальный характер и для них вполне возможно использование основ механики сплошной среды [4,5].

Предельное состояние крепи скважины может характеризоваться возникновением в трубах внутренней обсадной колонны пластических деформации, предшествующих смятию. А ее несущая способность сохраняется, если трубы других обсадных колонн и скрепляющий их цементный камень находится в области упруго-пластических или полностью пластических деформациях. Надежность крепи повышается за счет перехода механизма всего пакета из хрупкого состояния в вязкое, в результате появления пластичности при объемном сжатии цементного камня, который начинает работать как упругопластичный материал. Из механики разрушений по теории Гриффита известно, что разрушение материала начинается с микротрещин, которые при пластичном состоянии одного слоя не переходят в другой до тех пор, пока напряжения во втором слое не достигнут предельного значения. В случае перехода какого-либо слоя крепи в пластичное состояние давление полностью передается через него на следующий слой [6,7].

В зависимости от величины давления, конструкции крепи скважины и физико-механических характеристик составляющих ее слоев возможны различные варианты распределения зон упругости, пластичности в обсадных трубах и цементе. Обычно в область

упруго-пластических деформации в начале переходят трубы внешней обсадной колонны, а затем последовательно и другие слои крепи.

Напряжение в упругих и пластичных зонах обсадных труб и цементных колец определяется на основе решения системы уравнений

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{rej} &= -\sigma_{rjj} + \frac{2 \cdot \sigma_{sj}}{\sqrt{3}} \cdot \ln \frac{r}{r_j}; \\ \sigma_{\theta ej} &= -\sigma_{rjj} + \frac{2 \cdot \sigma_{sj}}{\sqrt{3}} \cdot \left(1 + \ln \frac{r}{r_j} \right); \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

в каждом слое крепи, сопряжения их на границах слоев и при переходе из упругой в пластическую зону. ($r_j \leq r \leq \rho_j$) [7]

Здесь ρ_j - радиусы пластичности; σ_{rjj} - значения радиальных напряжений (давлений) на внутренних поверхностях наружной обсадной трубы и цементного кольца; σ_{rj+1} - значение радиальных напряжений (давлений) на наружных поверхностях следующей трубы и цементного кольца; σ_{rjj} - значение предела текучести материала j - ого слоя.

В качестве примера, в таблице 1 приведены расчетные значения наружных давлений, при которых в обсадных трубах трехколонной конструкции скважины возникают различные по величине зоны пластичности. Представлены два варианта: в первом варианте цементный камень между обсадными колоннами, имеет модуль упругости $E_1=1 \cdot 10^3$ МПа, во втором – $E_2=1 \cdot 10^4$ МПа.

Несущая способность крепи скважин в области упругих и упруго-пластических деформации

Таблица 1

Зоны пластичности (%) в обсадных трубах диаметром и толщиной стенки, мм			Давление (наружное), МПа	
			$P(E_1)$	(E_2)
168×12,0	245×13,8	324×14,0		
0	0	0	44,80	8,24
0	0	50	57,89	41,10
0	0	100	66,04	77,72
0	50	100	146,51	55,33

Как видно из таблицы 1 наружное давления для крепи, работающей в области упруго-пластинчатых деформаций, превышают давления, вызывающие только упругие деформации. Однако развитие зон пластичности в трубах обсадных колонн крепи может привести к возникновению не равномерной нагрузки или потери их продольной устойчивости, и как следствие, стать причиной тяжелых аварий в скважине. В этой связи расчет прочности крепи на смятие рекомендуется проводить из условий ее работы в области упругих деформаций.

Математическая модель изгиба для составной крепи можно свести к решению дифференциальных уравнений однослойной конструкции [8]

$$D \left(\frac{d^4 w}{dx^4} + 4w\beta \right) = q, \quad (2)$$

где: D – интегральная характеристика жесткости на изгиб составной оболочки; $w(x)$ – функция прогиба оболочки, м; q – локально распределенная нагрузка на рассматриваемом участке, МПа;

Для монослоя данное выражение имеет вид

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{E^{(i)} h^{(i)^3}}{12(1-\nu^{(i)^2})} + \frac{2E^{(i)} \cdot h^{(i)}}{(1-\nu^{(i)^2})} \cdot C^{(i)^2} \cdot \lambda, \quad (3)$$

Первое слагаемое представляет собой приведенную жесткость монослоя, а второе – учитывает жесткость межслойных связей, где λ – коэффициент приведения, может быть определен из следующего выражения [8]:

$$\lambda = \frac{\frac{d^2 w}{dx^2} \cdot \eta}{\frac{d^2 w}{dx^2} \cdot \eta - \frac{E^{(i)} h^{(i)}}{(1-\nu)} \cdot \frac{d^4 w}{dx^4}}, \quad (4)$$

где: C^i – расстояние между серединными поверхностями смежных слоев, м; $E^{(i)}$ – модуль упругого i -го слоя; ν^i – коэффициент Пуассона материала i -го слоя; $h^{(i)}$ – толщина i -го слоя, м; R – радиус кривизны оболочки, м; η – коэффициент жесткости связи сдвига при сцеплении цемента с обсадной трубой, Н/мм³.

$$\beta = \sum_{i=1}^n \frac{E^{(i)} h^{(i)}}{4R^2 D}. \quad (5)$$

Расчет задачи изгиба составной цилиндрической оболочки проведен по торцам конструкции для шарнирного опорного условия, а функция прогиба $W(x)$ и нагрузки представлены в виде ряда синусов (6,7):

$$W(x) = \sum_{m=1}^{\infty} W_m \sin \frac{m\pi x}{\alpha}. \quad (6)$$

$$q(x) = \sum_{m=1}^{\infty} q_m \sin \frac{m\pi x}{\alpha}. \quad (7)$$

Определив величину прогиба, можно вычислить радиальные напряжения в слоях (8);

$$\left. \begin{aligned} \sigma_x^{(1)} &= \frac{d^2 W}{dx^2} \left(C^{(1)} \alpha + \frac{h^{(1)}}{2} \right) \frac{E^{(1)}}{(1-\nu^{(1)^2})}; \\ \sigma_x^{(2)} &= \frac{d^2 W}{dx^2} \frac{h^{(2)}}{2} \frac{E^{(2)}}{(1-\nu^{(2)^2})}; \\ \sigma_x^{(3)} &= \frac{d^2 W}{dx^2} \left(C^{(3)} \alpha + \frac{h^{(3)}}{2} \right) \frac{E^{(3)}}{(1-\nu^{(3)^2})}, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где: α – длина участка локальной нагрузки.

Сдвигающие напряжения на границах смежных слоев могут быть записаны в виде:

$$\left. \begin{aligned} \tau_{x(xy)}^{(1)} &= \eta_{x(xy)} \left[C^{(1)} \frac{\partial W}{\partial x} + \int_0^x \frac{\partial^2 W}{\partial x^2} (Z_x^0 - C_x^{(1)} \alpha_x^{(1)}) dx + (A_2 - A_1) \right] \\ \tau_{y(xy)}^{(1)} &= \eta_{y(xy)} \left[C^{(1)} \frac{\partial W}{\partial y} + \int_0^x \frac{\partial^2 W}{\partial y^2} (Z_y^0 - C_y^{(1)} \alpha_y^{(1)}) dy + (A_4 - A_3) \right] \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

здесь A_m – постоянные, которые зависят от краевых условий крепления отдельных слоев.

При условии единого крепления для всего пакета разность $A_{m+1} - A_1 = 0$; $Z^i \in (-h^i / 2; h^i / 2)$ - координата точки в i -ом слое, где определяются компоненты напряженного состояния. Для примера, проведен расчет напряженного состояния, широко применяемый для перекрытия криолитозоны, составной крепи скважины $168 \times 245 \times 324$ мм в случае промерзания водяного пояса за средней колонной (рис. 1).

В качестве основных факторов были приняты: толщина стенок труб $h^{(1)}$, $h^{(3)}$ и толщина слоя цементного камня $h^{(2)}$; модуль упругости материала труб $E^{(1)}$, $E^{(3)}$ и цементного камня $E^{(2)}$. Нижний и верхний уровень толщины стенок обсадных труб варьировался в соответствии со стандартом, модуль упругости цемента в соответствии [4].

$h^{(1)} = h^{(3)} = 8,9 \cdot 10^{-3}$ м; $h^{(2)} = 29,6 \cdot 10^{-3}$ м; $R = 98,8 \cdot 10^{-3}$ в; $E^{(1)} = E^{(3)} = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; $a = 12,0$ м; $C^{(1)} = C^{(2)} = 23,7 \cdot 10^{-3}$ м; $q = 50$ МПа; $\eta = 0, 100, 10^6$ Н/мм³; $E^{(2)} = 10^3; 5 \cdot 10^3; 1 \cdot 10^6$ МПа.

Результаты расчета приведены в таблице 2.

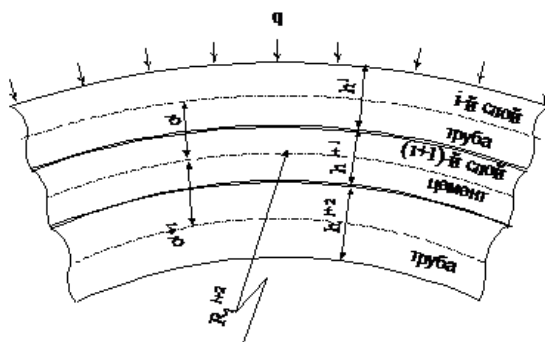


Рис. 1. Расчетная схема напряженно-деформированного состояния крепи скважины при локальной осесимметричной нагрузке.

Анализ представленных результатов расчетов показывает, что основную нагрузку испытывает участок крепи скважины в интервале $0,4 \div 0,6$ x/a , т.е. вблизи приложения локального сминающего давления (рассмотрена схема приложения сминающей нагрузки в точке $x/a=0,5$). Отмечено, что возникающие напряжения по абсолютной величине в колонне значительно выше, чем в цементном камне. В первом случае они достигают 100 МПа и практически не зависят от наличия сцепления цементного камня с обсадной колонной и его прочностных свойств. Во втором случае картина носит обратный характер. При наличии сцепления цементного камня с колонной, значения нормальных сжимающих напряжений в цементном камне значительно ниже по сравнению с отсутствием сцепления и чем выше механическая прочность цементного камня, тем выше величины возникающих напряжений сжатия, что говорит о самостоятельности восприятия нагрузки элементами крепи скважины. При наличии сцепления цементного камня с обсадной колонной система воспринимает нагрузку как единое целое и величина механической прочности цементного камня существенного влияния на величину генерируемого сжимающего напряжения практически не оказывает. Максимальная величина нормальных (сжимающих) напряжений вдоль цементного кольца достигает 70 МПа (при отсутствии его сцепления с обсадной колонной). По-видимому, возникающие от сминающей нагрузки напряжения релаксируются обсадной колонной, а при наличии ее сцепления с цементным камнем – системой цементный камень ÷ обсадная колонна.

Максимальные значения параметров напряженно-деформированного состояния крепи скважины

Таблица 2

$E_{ц}$,	η ,	W, мм	τ ,	$\sigma^{(1)}$,	$\sigma^{(2)}$,

МПа	$H/мм^3$		МПа	МПа	МПа
$1 \cdot 10^3$	0,0	0,2345	0,0	-115,7	-8,5
	100	0,2344	0,5	-113,8	-6,6
	10^6	0,1162	14,1	-102,8	-1,9
$5 \cdot 10^3$	0,0	0,2187	0,0	-107,1	-39,0
	100	0,2187	0,4	-105,3	-30,8
	10^6	0,109	13,0	-95,6	-8,7
$1 \cdot 10^4$	0,0	0,1956	0,0	-97,5	-71,6
	100	0,1956	0,4	-96,3	-55,7
	10^6	0,098	11,8	-86,6	-15,8

Что касается сдвигающих (касательных) напряжений в зоне контакта обсадной трубы с цементным камнем характер их распределения более сложный. Во первых зависимость от механической прочности камня отсутствует. Во вторых имеет волнообразный характер, что объясняется различным направлением их действий (по часовой/против часовой стрелки)

В конечном итоге действия возникаемых напряжений проявляются на прогибе крепи скважины. При этом прогиб отмечен не на всем рассматриваемом интервале, а на расстоянии порядка $\pm 0,15$ х/а от точки приложения сминающей нагрузки.

Таким образом, по результатам проведенных теоретических исследований можно считать, что возникновение осложнений, обусловленных внешними локальными сминающими нагрузками связан с генерированием в обсадной колонне и цементном камне нормальных напряжений, в основном сжатия. По абсолютной величине они могут превышать механические прочностные показатели элементов системы обсадная колонна – цементный камень. При этом большое значение имеет наличие сцепления между ними. Отсюда основное направление совершенствования технологического процесса цементирования обсадных колонн – это обеспечение плотного, долговременного контакта формирующегося в заколонном пространстве цементного камня с обсадной колонны.

Список использованных источников

1. Кузнецов В.Г., Овчинников В.П., Фролов А.А., Кучерюк В.И., Сорокин В.Ф., Иванов С.И. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 154с.: ил.
2. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. – М: Недра, 1987. - 230с.
3. Дубина М.М Прогноз давления обратного промерзания // Тр ин-та//ЗапСибНИГНИ. – Тюмень. – 1984. – вып.60с. 90-94
4. Основные разделы механики сплошной среды и их практическое применение при бурении и разработке нефтяных и газовых месторождений: учеб пособие / В.П. Овчинников, А.В.Набоков, О.Ф. Данилов, Д.С. Герасимов, Т.А. Харитонов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 144с.
5. Вялов С.С. Реологические основы механики грунтов. М.: «Высшая школа», 1978. - 447с
6. Павлов П.А. Механическое состояние и прочность материалов. Л.:, Изд-во ЛГУ, 1980. - 176с.
7. Победра Б.Е. Механика композиционных материалов. – М.: Изд-во МГУ, 1984. – 400с
8. Якубовский Ю.Е. нелинейная теория изгиба и расчета составных пластин и пологих оболочек переменной жесткости. Автореф. дис...докт.техн. наук. – Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 1994. – 36с.

УДК 622.245

ШЛАКОЦЕМЕНТНАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Рожкова О.В., Овчинников В.П.

(Тюменский индустриальный университет, администратор ОПОП «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки»)

Аннотация. В статье представлены результаты исследований тампонажных композиций в сочетании с доменным шлаком на прочность при повышенных температурах. Проведено исследование качества цементирования скважин тампонажным шлакоцементным раствором. Сделаны выводы о перспективности дальнейшего применения шлакоцементных композиций.

Ключевые слова: тампонажный раствор, шлак, термоустойчивость, цементношлаковая композиция.

UDC 622.245

SILICOMENT COMPOSITION FOR WELL CEMENTATION IN HIGH TEMPERATURE INTERVALS

Rozhkova OV, Ovchinnikov V.P.

(Tyumen Industrial University, administrator of OPEP "Technological solutions for well construction at fields with complex geological and technological conditions for their development")

Abstract. In the article presents the results of investigations of grouting compositions in combination with blast-furnace slag for strength at elevated temperatures. The quality of cementing wells with a slag cement cement mortar was investigated. Conclusions are drawn about the prospects of further use of slag cement-based compositions.

Keywords: slurry, slag, heat resistance, cement slag composition.

В настоящее время количество месторождений с легкодоступными по геологическим и технологическим условиям сокращается[1]. Все большее внимание уделяется залежам, залегающим на большей глубине, например, продуктивным горизонтам юры, ачимовской свиты, валанжина и др., в том числе и разработке месторождений высоковязких нефтей (в Татарстане – Мордово-Кармальское, Ашальчинское и проч., в Оренбуржье – отложения доманикового горизонта; в Западной и Восточной Сибири – отложения баженовской свиты). Прогнозируемые запасы в них намного превышают ранее открытые освоенные и осваиваемые месторождения[2].

Специфической особенностью строительства скважин на этих месторождениях являются либо наличие высоких пластовых температур (более 100°C) и давлений (более 50 МПа), либо использование для интенсификации притока пластового флюида в скважину термических методов воздействия на пластовый флюид.

В свое время Мачинским Е.К., Булатовым А.И., Новохатским Д.Ф., Рахимбаевым Ш.М. и др. были предложены для цементирования высокотемпературных скважин тампонажные композиции (ШПЦС-120, ШПЦС-200, УШЦ-120, УШЦ-200 и др.) с использованием доменных и металлургических шлаков. Низкая седиментационная устойчивость, высокая величина фильтратоотдачи растворов на их основе, «сбросы» прочности в температурных интервалах 120÷150 °С, ограничивало их применение.

Преимущество использования шлаков было обусловлено его составом – практически идентичным составу портландцементного клинкера при меньшим содержанием оксидов кальция и большим содержанием оксидов кремния в химическом отношении, а в минералогическом -двухкальциевого силиката β-модификации[3,4].

Цементный камень, сформированный в заколонном пространстве против продуктивного пласта и на определенном расстоянии выше и ниже его в этих условиях, подвержен температурному воздействию[5]. В результате, не исключено формирование в нем трещин и каналов, являющихся проводниками пластового флюида в выше и ниже лежащие проницаемые пласты и даже (что особо плохо) на устье. Подтверждением могут служить и данные АКЦ, представленные в таблице 1. Анализу был подвергнут интервалы залегающие ниже 2000 м, что было обусловлено температурным фактором –более 70⁰С.

Учитывая изложенное, обосновывается возможность рассмотрения использования гранулированных доменных шлаков производственного предприятия ООО «Мечел-Материалы». Дополнительно учтено наличие у предприятия вертикальных валковых мельниц LM53.3, обеспечивающих возможность помола до 450÷600 м²/кг (в шаровых мельницах помол возможен до удельной поверхности 250÷350 м²/кг)[6,7,8].

Таблица 1 Результаты анализа данных АКЦ

№ скважины	Площадь	Глубина, м	Качество сцепления цементного камня с обсадной колонной				
			отсутствует	плохое	частичное	жесткое	Коэффициент качества
757-Р	Уренгойская	3789	82,4	9,5	3,4	4,7	0,09
2359	Уренгойская	2714	23,8	35,1	41,1	0	0,3
743	УГКМ	3759	54,7	0	45,3	0	0,33
103	Самбурская	4168	50,1	28,3	8,9	12,6	0,4
201336	Уренгойская	2826	21,3	0	59,1	19,6	0,66
728	Уренгойская	3704	76,2	7,0	14,1	2,7	0,15
5018	Восточно-Медвежья	3600	36	14	50	0	0,2
93	Ямсовская	3343	48,7	17,5	6,3	27,5	0,45

Содержание шлака варьировалось - 20÷80%. Компоненты смешивались в сухом виде и затворялись на технической воде при водосмесевом отношении В/С=0,55. Для сравнения выбран тампонажный материал ПЦТ- I -G-CC-1[9,10].

На основании результатов лабораторных исследований установлено следующее:

- возможность использования данных тампонажных композиций для цементирования интервалов высоких температур нефтяных и газовых скважин;
- тампонажный раствор стабилен, седиментационно устойчив, обеспечивает формирование цементного камня высокой прочности и низкой проницаемости в условиях высоких температур (80-120⁰С).

Опытно-промышленные испытания были проведены на 6 скважинах Уренгойского месторождения. Добавление доменного шлака (80÷20) осуществлялось в последние 5 м³ тампонажного раствора, что использовался в интервале продуктивного пласта и высоких температур на высоте 150-200м.

Качество цементирования термостойкости материала оценивалось по данным замеров акустической цементометрии (АКЦ). Результаты исследований представлены в таблице 2.

Таблица 2 Результаты анализа данных АКЦ на Уренгойском месторождении.

Номер скважины	Максимальная температура, °С	Результаты АКЦ через 2 месяца			
		Плохой или отсутствует	Частичный	Жесткий	Коэффициент качества
	122	-	11,1	88,9	0,85
	133	-	10,2	89,8	0,84
	127	-	10,7	89,3	0,89
	127	-	11,4	88,6	0,81

Из данных таблицы видно, что качество сцепления цементного камня с обсадной колонной высокое, что говорит, о термостойкости цементного камня, отсутствии деструкционных явлений. На долю жесткого сцепления приходится около 88-90%, в то время как ранее оно составляло не более 0,66.

Список использованных источников:

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С., Тампонажные материалы. -М.: Недра, 1987,- 280 с.
2. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т., Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. СПб.:ООО «Недра», 2007. 464 с.
3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Рожкова О.В., Харитонов Т.А., Федоровская В.А., Шлакопортландцементный тампонажный материал для крепления высокотемпературных скважин. //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, № 1 (январь-февраль) 2016, С.61-67
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: в 5 т. / ред. В. П. Овчинников. - Тюмень: ТИУ. - ISBN 978-5-9961-1328-6. Т. 2 : Управление и контроль. - 2017. - 558 с.
5. Аксенова Н. А., Рожкова О. В., Федоровская В. А., К вопросу крепления высокотемпературных скважин: Материалы девятой научно-технической конференции. – Т.1: ТюмГНГУ, 2014, С. 44–49
6. Рожкова О.В., Результаты исследования свойств цементно-шлаковых композиций для крепления глубоких скважин: Материалы VII Тюменского инновационного нефтегазового форума 21–22 сентября 2016, г. Тюмень, С. 70-74
7. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А., Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. М.: «Недра», 1987. 190 с.
8. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В., Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня.- учебн. пособие для вузов.- Тюмень Изд-во «Нефтегазовый университет». 2011. -331 с.
9. Аксенова Н.А., Рожкова О.В., Федоровская В.А., К вопросу крепления высокотемпературных скважин. //Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опты, инновации): материалы девятой научно-технической конференции. – Т.1 :ТюмГНГУ, 2014 – 44-49 стр.
10. Овчинников В.П., Лузан М.В., Пархомчук Н.В., Рожкова О.В., Федоровская В.А., Аксенова Н.А., Результаты исследования влияния шлака на термостойкость цементного камня//Бурение и нефть. – 10. 2015 – 14-16 стр.

УДК 622.245.53

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОТМЫВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

Садртдинов Р.Р., Шайбеков М.С., Симакатов А.А., Баратов Ш.Ф.

*(Уфимский государственный нефтяной
технический университет)*

Аннотация. В данной статье рассмотрено влияние применения концентрации ПАВ на отмывающую способность буферной жидкости. Было проведено исследование с исследованием взаимовлияния двух реагентов. Проведена оценка влияние частиц твердой фазы бурового раствора на отмывающую способность буферной жидкости при смешении с буровым раствором.

Ключевые слова: Отмывающая способности, буферная жидкость, ПАВ, смешение, крепление, цементирование.

UDC 622.245.53

THE INFLUENCE CONCENTRATION OF SURFACTANTS ON BUFFER FLUID CLEANING ABILITY

Sadrtidinov R.R., Shaibekov M. S., Simakatov A.A., Baratov S.F.
(Ufa state petroleum technological university)

Abstract. This article describes the influence of the surfactant concentration on the washing capacity of the buffer liquid. A study was conducted to investigate the interaction of the two reagents. The influence of solid phase particles of drilling fluid on the washing capacity of buffer fluid when mixed with drilling fluid is evaluated.

Keywords: Washing ability, spacer fluid, a surfactant, mixing, well casing, cementing.

Одной из основных задач буферной жидкости при креплении скважин является смыв со стенок скважины глинистой корки. Для увеличения отмывающей способности в буферную жидкость вводят поверхностно-активные вещества [1-2].

Добавка ПАВ снижает межфазное натяжение воды на границе с глинистой коркой, а так же уменьшает краевые углы избирательного смачивания, т. е. увеличивает смачиваемость частиц глины водой [3-4]. Уменьшение краевых углов в совокупности со снижением межфазного натяжения приводит к сильному (6-10) ослаблению энергии связи частиц в корке, что позволяет под действием потока жидкости легче размывать и удалять фильтрационную корку со стенок скважины.

Методика проведения эксперимента была приведена в статье со всеми необходимыми гидродинамическими расчетами [5-6].

Для проведения исследования был выбран раствор 2 % сульфонола, анионоактивного ПАВ. В качестве основы для бурового раствора был выбран бентонит. На рисунке 1 представлена зависимость процента отмыва корки от времени воздействия буферной жидкости.

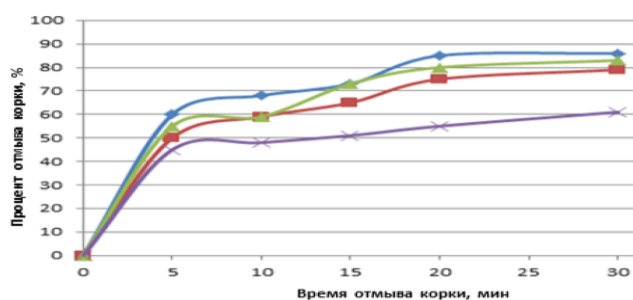
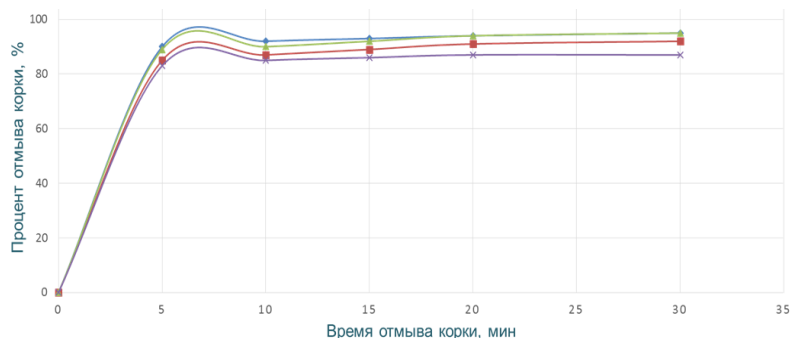


Рис. 1 – Влияние смешения буферной жидкости и бурового раствора на качество отмывающей способности буфера

—♦— 0% бурового раствора, —■— 25% бурового раствора, —■— 50% бурового раствора, —×— 75% бурового раствора

На первых минутах воздействия потоком буферной жидкости, отмывающая способность жидкости остается в пределах 60% при отсутствии смешения. Такой процент, является удовлетворительным, так как наша задача обеспечить высокое значение удаленной массы корки на первых порах.

Для решения данной проблемы, было решено использовать так называемый “жертвенный ПАВ”, цель которого блокировать частицы дисперсной фазы корки, которые попадали в буферную жидкость при смешении с буровым раствором в большом количестве, позволяя основному ПАВ, осуществлять поставленную перед ним задачу.



—0% бурового раствора, —25% бурового раствора, —50% бурового раствора, —75% бурового раствора

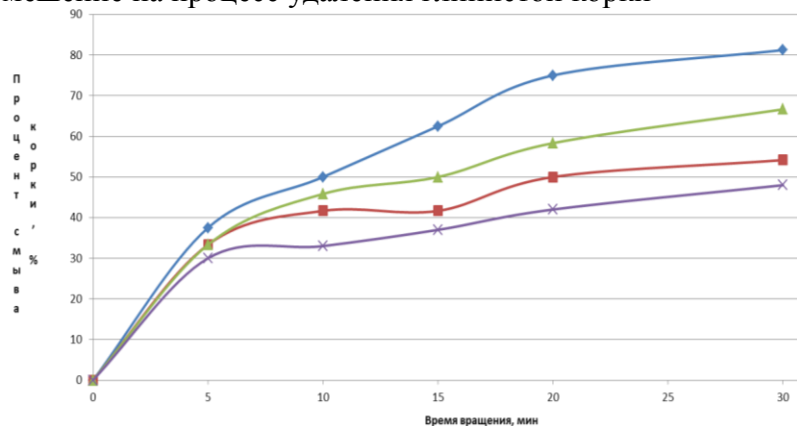
Рис. 2 – Влияние смешения буферной жидкости и бурового раствора на качество отмывающей способности буфера

На рисунке 2 представлен результат эксперимента, в качестве “жертвенного” ПАВ был выбран ФХЛС с концентрацией 1% и сульфонол 1%, как мы видим из графика отмывающая способность данной буферной жидкости не ниже 80% даже при смешении с буровым раствором.

Идея использования жертвенного ПАВ оказалась рабочей, и показала прекрасный результат. Идея заключалась в предотвращении адсорбции молекул основного ПАВ на поверхности твердых частиц, поступивших в буферный раствор при смешении с буровым раствором. Путем блокирования этих частиц молекулами жертвенного реагента.

Для демонстрации того, что ФХЛС не является реагентом обеспечивающим удаление глинистой корки, представлен Рис. 3. Отмывающая способность буферной жидкости в данном случае раствора ФХЛС 1%, сходна с отмывающей способностью воды.

В каждом отдельном случае представленные реагенты не могут обеспечить должного эффекта. Но при их совместном использовании имеем результат, который позволит исключить влияния смешение на процесс удаления глинистой корки



—0% бурового раствора, —25% бурового раствора, —50% бурового раствора, —75% бурового раствора

Рис. 3 – Влияние смещения буферной жидкости и бурового раствора на качество отмывающей способности буфера

С учетом представленных данных, можно судить о взаимовлиянии концентрации поверхностно-активных веществ и концентрации частиц твердой фазы в момент образования смещения. Раствор, образованный в результате смещения, будет содержать как свободные частицы, прибывшие из частиц бурового раствора, и частиц с глинистой корки частично связанных основным реагентом. Для решения данной проблемы, нам был предпринят приведенный выше прием, однако для наилучшего решения проблемы необходимо определить размеры молекул и количественный состав каждого вещества, используемого в буферной жидкости, которые бы эффективно действовали при быстром изменении количественного и качественного состава частиц твердой фазы.

Дальнейшее исследование будет направлено на определение зависимости отмывающей способности буферной жидкости глинистой корки, образованной буровыми растворами различной плотности.

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., и др., Учебник для студентов вузов в 5 томах / под общей редакцией В. П. Овчинникова. Тюмень, 2014. Том 1.
2. Заканчивание скважин. / Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Учебное пособие для вузов. - Тюмень, 2011. – 452 с.
3. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение. 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Химия, 1981. — 304 с.
4. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. Г.А. Бабалян, Б.И. Леви, А.Б. Тумасян, Э.М. Халимов. М.: Недра, 1983. - 216 с.
5. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2006. Книга 1.
6. Булатов А.И., Уханов Р.Ф.М. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. М.: Недра, 1978г. - 240 с.

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ЗАЩИТЕ БУРОВОГО РАЙЗЕРА

Тимирханов И.Ф., Шмагель М.А., Янгиров Ф.Н.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В данной статье рассматривается задача обеспечения работоспособности основных трубных конструкций райзера. Для примера был взят райзер низкого давления АБР-Г компании ООО «Везерфорд». В основе АБР-Г низкого давления стоит хорошо апробированная концепция 21-дюймового райзера с приварным фланцевым соединением типа «Vetco». [1]

Целью работы является анализ исследуемого сплава на соответствие прочностных характеристик и компонентного состава материала, а также влияния сварного соединения на коррозионную стойкость основной трубной конструкции райзера и методы ее защиты от коррозии.

Ключевые слова: райзер, металл, сварное соединение, прочность, коррозия, предел текучести, протектор, анод, катод, напыление

Abstract. This article deals with the problem of ensuring the operability of the main pipe structures of the riser. For example, an ADB-G low-pressure riser from the company "Weatherford" was taken. The low-pressure ADB-G is based on the well-tested concept of a 21-inch riser with a welded flange connection of the «Vetco» type.

The purpose of the thesis is to analyze the alloy under study to determine the strength characteristics and the component composition of the material, as well as the effect of the welded joint on the corrosion resistance of the main pipe structure of the riser and methods of its protection against corrosion.

Keywords: raiser, metal, welding connection, strength, corrosion, performance level, protector, anode, cathode, spraying

В данной статье рассматривается обеспечения работоспособности основных трубных конструкций райзера [2]. Для примера был взят райзер низкого давления АБР-Г, разработанный компанией ООО «Везерфорд». В основе АБР-Г низкого давления стоит хорошо апробированная концепция 21-дюймового райзера с приварным фланцевым соединением типа «Vetco».

Марка алюминиевого сплава для главной трубы райзера представлена в виде системы алюминиевых сплавов (Al–Zn–Mg) –1980–Т1 [1].

Данная система состоит из амфотерных металлов с разными электродными потенциалами, так что при попадании в электролит имеет место межкристаллитная коррозия отдельных компонентов. Так же вкупе с наличием постоянных растягивающих усилий приводит к образованию коррозионного растрескивания. В ходе исследований, производимых компанией ООО «Везерфорд» установлено, что разрушение секции райзера было в зоне термического воздействия сварного соединения. Трещина размером 7 мм появилась в зоне термического влияния сварного шва после 344000 циклов нагружения в образце № 1 и размером 242 мм после 525000 циклов в образце № 2. Данная область является наименее прочной [4]. Исходя из вышеизложенного, необходимость рассмотрения проблемы обеспечения коррозионной надежности основных трубных конструкций райзера актуальна.

Определение коррозионной активности металла является одной из важнейшей материаловедческой задачей, которая обеспечивает надежность работы всей конструкции. В данной работе рассмотрены вопросы влияния сварного соединения на коррозионную стойкость основной трубной конструкции, а также методы защиты от коррозии путем диффузионного напыления чистого алюминия на поверхность сварного шва и зоны термического влияния [3].

Один из методов коррозионной защиты — это нанесение чистого металла на защищаемую поверхность [5,6]. В качестве металла напыления был взят 99,5% алюминий. В основе метода лежит создание тонкого слоя алюминия толщиной от 5 до 7 микрон на поверхности сплава. Данный метод эффективен для защиты сплавов, содержащих большое количество легирующих элементов и примесей, имеющих более отрицательный электродный потенциал, чем твердый раствор [7,8,9]. Данный фактор является причиной межкристаллитной коррозии, которая является причиной снижения прочностных характеристик сплава [10,11]. Диффузионное напыление проводилось на установке ННВ - 6,6 - И1 (Рис. 1).



Рис. 1 – Модернизированная установка ННВ-6,6-И1, используемая для диффузионного напыления

С помощью экспериментальной установки для изучения анодного растворения и пассивации металлов были построены графики зависимости прохождения электрического заряда в единицу времени при различных рН (3,65; 6,86; 9,18). Путем совмещения графиков определили различие в степени коррозионной активности сплава основного металла и сварного шва при различных рН (Рис. 2, таблица 1).

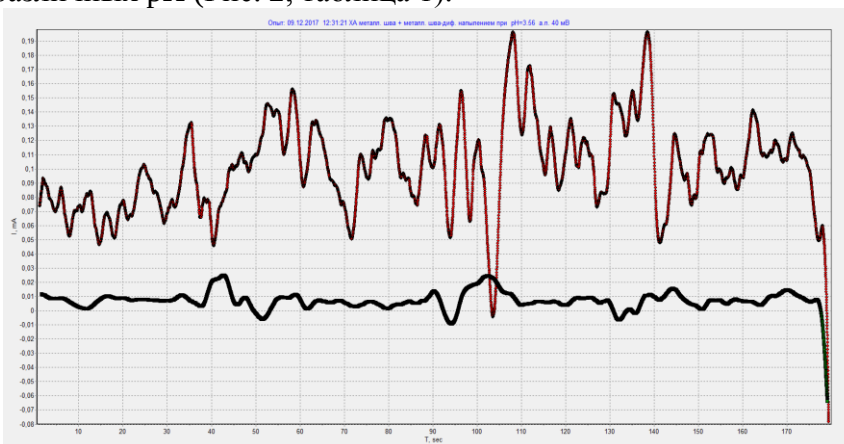


Рис. 2 – Хроноамперограмма металла сварного соединения и металла сварного соединения с диффузионным напылением при рН = 3,56

Таблица 1 – Значения полученных данных в ходе эксперимента

рН среды	Количество заряда прошедшего в единицу времени, Кл/с	
	сварное соединение с диффузионным напылением	сварное соединение
3,56	0,00035	0,005
9,18	0,00171	0,003

Из результатов опыта можно сделать вывод, что во всех средах при различных рН сварное соединение является анодом по отношению к основному металлу. Поэтому необходимость защиты сварного шва является приоритетной задачей от которой зависит работоспособность всей конструкции.

На основе результатов можно сделать вывод, что сварное соединение с диффузионным напылением является хорошим методом снижения коррозионной активности. Данный метод защиты может использоваться для поддержания работоспособности бурового райзера.

Список использованных источников

- 1 Гельфгат, М. Я. Райзеры из алюминиевых сплавов – опыт инновационного проекта для морских нефтегазовых месторождений / Гельфгат М. Я., Тихонов В. С. // журнал Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – М. – 2013. – 65 с.
- 2 Упрочнение поверхностей для повышения ресурса работы бурильных труб / А.Р. Яхин, Р.А. Исмаков, Р.Р. Гарифуллин, Ф.Н. Янгиров // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2014. – № 4. URL: http://www.ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p381-399_YakhinAR_ru.pdf
- 3 Техника борьбы с коррозией: Пер. с пол. / Р. Юхневич, В. Богданович, Е. Валашковский и др.; Под общ. ред. А.М. Сухотина Л.: Химия. – Ленингр. отд-ние. – 1980. – 224 с.
- 4 Нефтегазовое дело. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н. В 6 томах : учебное пособие / Санкт-Петербург, 2012. Том 2 Бурение нефтяных и газовых скважин
- 5 Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин /Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтярь Т.Д., Логинова М.Е., Чудновская А.В., Шмагель М.А. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 1 (111). С. 61-68.
- 6 Федосова, Н.Л. Антикоррозионная защита металлов. – Иваново. – 2009. – 187 с.
- 7 Пат. 2590254 РФ. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе/ Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.// Бюл. -2016. - №19 .
- 8 Разработка методики изучения механических свойств эластомеров и их проявление в буровой технологии / Аль-Сухили М.Х.А., Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д.// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 1-18.
- 9 Исследование износостойкости замков бурильных труб при трении о горную породу в различных средах /Яхин А.Р., Конесев Г.В., Янгиров Ф.Н., Фролов А.М. // Территория Нефтегаз 2014. № 6. С. 30-35.
- 10 Исследования сварных соединений основной трубной конструкции бурового райзера АБР-Г /Тимирханов И.Ф., Янгиров Ф.Н., Альмухаметов А.А., Греб А.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4 (110). С. 84-91.
- 11 ГОСТ 6996-66 Сварные соединения методы определения механических свойств; ИПК издательство стандартов. – М. – 1976.

UDC 345/789

FRACTURED WELL PRODUCTIVITY IMPROVEMENT SENSITIVITY ANALYSIS

*Hainaer Hapaer, R.A. Maiski
(USPTU, Ufa)*

Abstract.: In this paper analysis the productivity improvement sensitivity of fractured wells, considering the relationships of different factors, by using MATLAB program compares how much they effect on well productivity. Based on the analysis, better decisions can be made during the design or producing of a fractured well.

Keywords: Fractured well, productivity sensitivity, fracture conductivity, fracture length

Since 1949 Haliburton successfully did the first commercial fracturing job in Oklahoma, fracturing became more and more popular all over the world. As of 2010, it was estimated that 60% of all new oil and gas wells worldwide were being hydraulically fractured. As of 2012, 2.5 million

hydraulic fracturing jobs have been performed on oil and gas wells worldwide, more than one million of them in the United States.^[1]

A hydraulic fracture is formed by pumping the fracturing fluid into the wellbore at a rate sufficient to increase pressure downhole to exceed that of the fracture gradient (pressure gradient) of the rock.^[2] The created fracture acts like high permeability access for gas and oil from the low permeability matrix to the wellbore, thus significantly increasing the productivity and efficiency of the reservoir. To prevent close of fracture after stopping the injection of fracturing fluid, operators always inject proppants into the fracture. But proppants within fractures are also creating flow resistance, which is related with the fracture conductivity^[3]. Fracture length is another important factor of a fractured well, which directly effects the drainage area of the well^[4].

Guo-Schechter^[5] presented a fractured well productivity index calculation equation, which considers the effects of fracture skin factor and fracture conductivity. By comparing the productivity index after hydraulic fracture and before fracture, we can get the ratio of productivity improvement, and evaluate the hydraulic fracturing job under different reservoir properties and fracture parameters. Below is the equation given by Guo-Schechter, J represents the productivity index after hydraulic fracture, J_o is the original productivity index before hydraulic fracture. J/J_o gives us the productivity improvement ratio. The Productivity Improvement sensitivity study is based on these equations by using different reservoir permeability and fracture half-length and fracture conductivity.

$$J = \frac{3.84 \times 10^{-4} N K_m h}{B_o u (Z_e \sqrt{c} + S) \left[\frac{1}{1 - e^{-\sqrt{c} x_f}} - \frac{1}{2 x_f \sqrt{c}} \right]}$$

$$c = \frac{2 \times 10^3 k_m}{z_e w_f k_f}$$

$$J_o = \frac{5.35 \times 10^{-4} k_m h}{u B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S_o \right)}$$

$$\frac{J}{J_o} = \frac{0.72 N \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S_o \right)}{(Z_e \sqrt{c} + S) \left[\frac{1}{1 - e^{-\sqrt{c} x_f}} - \frac{1}{2 x_f \sqrt{c}} \right]}$$

In this equation: N – number of fracture wings;
 r_e – outer drainage radius, meter;
 r_w – well radius, meter;
 S_o – skin of unfractured well;
 S – skin of fractured well;
 x_f – fracture half length, meter;
 k_f – fracture permeability, md;
 w_f – fracture width, millimeter;
 k_m – matrix permeability, md;
 Z_e – distance between fracture face and drainage boundary, meter;
 c – fracture conductivity, $= w_f * k_f$

Case 1: Productivity Improvement at Different Permeability Reservoir

In this case we plotted the J/J_o Vs. x_f at 5md, 250md and 500md permeability reservoirs, with the same fracture conductivity, $c = 204400$ mm*md. The graph shows that productivity improvement ratio for low permeability reservoir is the highest, which is almost 7 times greater than the original productivity index before the hydraulic fracture. While the high permeability reservoir's productivity improvement ratio is the lowest. For medium permeability reservoir the improvement ratio is just above 1. That means the hydraulic fractures doesn't help too much to increase the productivity in high permeability reservoir.

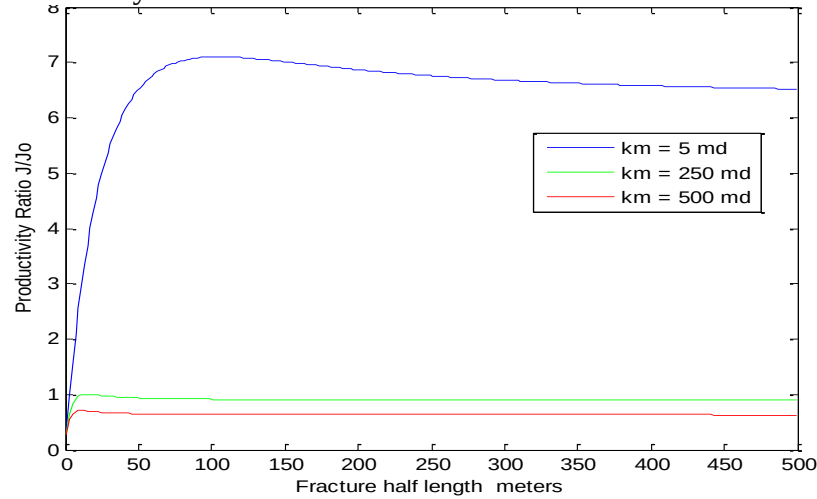


Figure 1: Productivity Improvement at Different Permeability Reservoir

Case 2: Productivity Improvement for Low Permeability Reservoir at Different Fracture Conductivity

In this case we compare the effects of fracture conductivity on the productivity improvement for a low permeability reservoir with 5md permeability. Fracture conductivity is defined as $c = w_f k_f$ and in this case we didn't change the fracture width which is 5.84mm, but by changing the fracture permeability from 500 md, 5000 md, and 40000 md. From the Fig.2 we can see that the high fracture conductivity well can significantly increase the productivity which can be 8 times of the original productivity before the fracturing. For the low fracture conductivity wells, due to the limited fracture deliverability the productivity improvement ratio will not change after the fracture half-length reach 10~20 m, but for the high fracture conductivity well the effective fracture half-length can up to about 100m in this case study, that's because the fracture deliverability is higher than the reservoir deliverability.

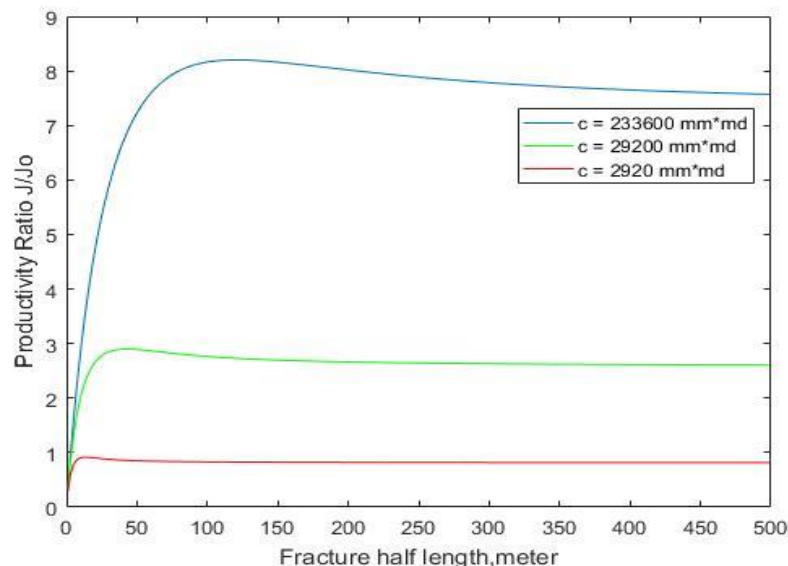


Figure 2: Productivity Improvement for Low Permeability Reservoir at Different Fracture Conductivity

Conclusion

1. Hydraulic fractured well doesn't have significant productivity improvement for the high permeability reservoir, the lower the reservoir permeability, the higher the productivity improvement ratio.

2. Parameters that most affect well productivity has been conducted through sensitivity studies of fracture well test model and reviewing industry practice cases studies. Based on these assessments one that take major impact is fracture conductivity of the fractured well. Other parameters contributing are, fracture skin, effective fracture area, and fracture half length.

3. From case 1, we can see that there is an optimum value of fracture length instead of looking for maximum reachable length, in this case study for the high fracture conductivity well the effective fracture half-length can up to about 100m.

Reference

1. Vitthalrao B. Khyade, Hydraulic Fracturing; Environmental Issue; World scientific news, EISSN 2392-2192, WSN 40 (2016) 58-92
2. Ground Water Protection Council; ALL Consulting (April 2009) (PDF). Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer (Report). DOE Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. pp. 56-66. DEFG26-04NT15455.
3. Diego J. Romero, Peter P. Valko, Texas A&M University, The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and chock skins. SPE 73758
4. Frank E. Syfan, Terry T. Palisch, Jeffrey C. Dawson, 65 Years of Fracturing Experience: The Key To Better Productivity Is Not What We Have Learned But What We Have Forgotten and Failed To Utilize, SPE 166107.
5. GUO, B., and SCHECHTER, D.S., A Simple and Rigorous Mathematical Model for Estimating Inflow Performance of Wells Intersecting Long Fractures; paper SPE 38104 presented at the 1997 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Kuala Lumpur, Malaysia, pp. 14-16 April 1997.

УДК 622.276.53

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ И МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ КЛАПАННОЙ ПАРЫ БУРОВОГО НАСОСА

Харисов М.И.
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Нарботка на отказ буровых насосов лимитируется работоспособностью быстроизнашивающихся деталей и узлов его гидравлической части, их механическая часть, при соответствующем техническом обслуживании, имеет большее значение наработки до отказа, то есть обладает более высокими значениями показателей надежности [4]. Надежность гидравлической части поршневого бурового насоса в значительной степени зависит от долговечности и износостойкости деталей цилиндропоршневой группы и клапанных пар. Детали клапанных пар буровых насосов изнашиваются быстрее, чем детали цилиндропоршневых групп [3]. Высокий уровень интенсивности изнашивания деталей гидравлической части бурового поршневого насоса обусловлен наличием в перекачиваемой буровым насосом промывочной жидкости абразивных частиц, действием на трущиеся и уплотняющие поверхности высоких значений давлений промывочной жидкости, ударных нагрузок, неточностью изготовления деталей, недостаточной износостойкостью последних. Процесс восстановления работоспособности деталей и узлов гидравлической части буровых поршневых насосов достаточно трудоемок и требует временного вывода насосов из эксплуатации, что отрицательно сказывается на экономических показателях строительства скважины [5]. В статье приведены результаты проведенных патентных исследований и обзора научно-технических источников по отказам гидравлической части буровых насосов, а также направления дальнейших исследований по повышению ее надежности.

Ключевые слова: клапан, буровой насос, седло клапана, тарель клапана, надежность, уплотнение.

UDC 622.276.53

STUDY OF WAYS AND METHODS OF INCREASING RELIABILITY OF THE VALVE ASSEMBLY OF SLUSH PUMPS

Kharisov M.I.
(FSBEI USPTU)

Zabirov F. Sh.
(FSBEI USPTU)

Abstract. The operating time for failure of slush pumps is limited by the operability of fast wearing parts and components of its hydraulic assembly. Their mechanical assembly due to appropriate maintenance has a greater value of operating time to failure, that is, it has higher reliability values [4]. The reliability of the hydraulic assembly of the piston slush pump depends largely on the durability and wear resistance of the piston-cylinder group and valve assembly. The details of the valve assembly of slush pumps wear out faster than parts of the cylinder-piston groups [3]. A high level of wear rate of parts of the hydraulic assembly of the slush piston pump is due to the presence of abrasive particles in the drilling fluid being pumped by the slush pump, the action of high values of the drilling fluid pressure, shock loads, inaccuracy in the manufacture of details, and insufficient wear resistance of the latter on their friction and sealing surfaces. The process of restoring the operability of parts and assemblies of the hydraulic part of slush piston pumps is quite laborious and requires temporary removal of the pumps from service, which negatively affects the economic performance of the well construction [5]. The article presents the results of the conducted patent studies and the review of scientific and technical sources on the failure of the hydraulic assembly of slush pumps, as well as the direction of further research to improve its reliability.

Keywords: valve, slush pump, valve plate, reliability, sealing.

Гидравлическая часть современных конструкций отечественных и зарубежных буровых поршневых насосов включает в свой состав гидравлическую коробку, клапанные

пары, цилиндропоршневую группу, уплотнения штока поршня, цилиндра и крышек клапанных пар и цилиндровой группы.

Проведенный статистический анализ отказов буровых насосов показал, что их клапанные пары по сравнению с другими деталями гидравлической части насоса, имеют наименьшую работоспособность, наработка до отказа которых составляет в среднем 100 часов.

Основными причинами низкой надежности клапанной пары буровых насосов являются [1,2]:

- низкая износостойкость взаимно контактирующих деталей клапанной пары вследствие их абразивного изнашивания;
- ударный режим работы клапанной пары (при ударной посадке клапана на седло интенсифицируется процесс изнашивания их взаимно контактирующих поверхностей – посадочной поверхности седла и уплотнительной поверхности тарели клапана;
- негативное действие высоких значений давления промывочной жидкости, содержащей абразивные частицы, на износостойкость и работоспособность уплотнений и уплотнительных поверхностей деталей гидравлической части насоса, следствием которого являются промывы седла в месте посадки его в корпус гидравлической коробки насоса и в месте взаимного сопряжения седла и тарели;
- отклонение от соосности осей тарели и клапана в процессе их взаимодействия.

Результаты патентных исследований показали, что совершенствование конструкций буровых поршневых насосов, позволяющих существенно повысить надежность их клапанных пар, идет в направлении:

- использования современных износ- и коррозионностойких материалов для изготовления деталей клапана и седла клапана;
- демпфирования ударных нагрузок, действующих на клапанную пару при работе бурового насоса;
- совершенствования конструкций клапана, седла, уплотнения клапана.

Результаты вышеуказанного проведенного анализа показывают, что дальнейшие исследования по повышению надежности клапанных пар буровых насосов должны быть направлены на:

- а) снижение негативного влияния ударного режима нагружения клапанной пары на ее надежность;
- б) увеличение износостойкости деталей клапанной пары;
- в) совершенствование конструктивного исполнения клапанной пары по результатам компьютерного моделирования работы клапанной пары в ударном режиме.

Список использованных источников

1. Абдюкова Р.Я. Анализ причин отказов клапанов буровых насосов/ Р.Я. Абдюкова, Н.Я. Багаутдинов Н.Я. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: науч.-техн. журн. - 2012. – №4 . – С. 65–70.
2. Айрапетов Л.С. Исследование работы клапанов поршневых буровых насосов и разработка методики их расчета: автореф. дис....канд.техн.наук. – М.: МИНХ и ГП им.И.М. Губкина, 1980. – 187 с.
3. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов / А.Р. Баграмов. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
4. Литвинов В.М. Повышение надежности нефтепромысловых насосов/ В. М. Литвинов. – М.: Недра, 1978. – 191 с.
5. Николич А.С. Поршневые буровые насосы/ А.С. Николич. – М.: Недра, 1973. – 224 с.

УДК 622.24

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ PDC НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РТ

Шайхутдинова А.Ф., старший преподаватель

Хузина Л.Б., д.т.н., профессор

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Аннотация. В статье представлены результаты проведенного анализа по применению долот типа PDC (PolycrystallineDiamondCompact) в компании ПАО «Татнефть». Изучив и проанализировав карточки отработки долот 220 скважин, пробуренных на площадях компании ПАО «Татнефть», выявлены некоторые проблемы, одной из которых является сильный износ вооружения долот PDC при прохождении участков горных пород, перемежающихся по твердости: известняки, доломиты с включением окременелостей, песчаники, аргиллиты, алевролиты, которыми представлен горно-геологический разрез Урало-Поволжского региона.

В связи с этим, авторами одним из решений, направленных на повышение эффективности бурения скважин в ПАО «Татнефть» долотами PDC, предлагается применение компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с динамически активным элементом.

Ключевые слова: долото PDC; геологический разрез; механическая скорость бурения; компоновка низа бурильной колонны; осциллятор-турбулизатор; эффективность.

UDC 622.24

WAYS OF IMPROVING EFFICIENCY OF APPLICATION OF PDC BIT AT THE FIELDS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

Shaikhutdinova A. F., Senior Lecturer

Khuzina L.B., Doctor of Technical Sciences, Professor

(Almetyevsk state oil institute)

Abstract. The paper presents the results of PDC (polycrystalline diamond compact) bits application in PJSC Tatneft. The authors have studied *PDC Bit Post-Run Performance Analysis* made for 220 wells drilled in the wells of PJSC Tatneft and revealed some problems. One of them is a severe wear of PDC bit cutting structure after drilling alternating deposits with different rock hardness: limestone, dolomite with silicified rock inclusions, sandstones, argillites, siltstones, which represent the geological record of the Ural-Volga region.

In this regard, a proposal has been made to use a dynamically active component in the assembly of drilling string bottom with the aim of improving the efficiency of drilling wells applying PDC bits.

Keywords: PDC bit, geological structure, mechanical drilling speed, the bottom hole assembly, the oscillator- turbolizer, efficiency.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности бурения скважин является постепенная замена шарошечных долот на долота PDC, в частности, в Республике Татарстан в последние годы наблюдается значительный рост применения долот данного типа (рис 1). Основными показателями эффективности PDC долот в отличие от шарошечных являются кратное увеличение проходки на долото и повышение механической скорости.

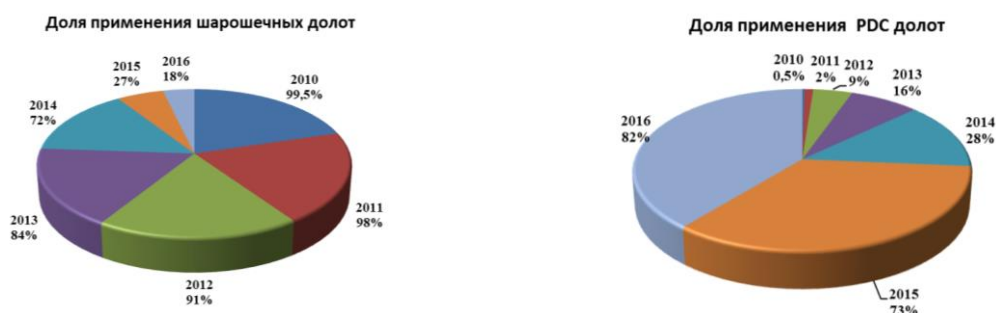


Рис. 1. Сравнительные показатели применения шарошечных долот и PDC в Республике Татарстан

На сегодняшний день конкурирующие производители долот PDC предлагают большой спектр долот данного типа, постоянно совершенствуя и внося новшества.

В рамках выполнения работ по договору НИОКР был проведен анализ применения долот PDC по пачкам буримости на 220 скважинах ПАО «Татнефть». Для этого по каждой скважине были рассмотрены показатели и режимы бурения, применяемые КНБК под каждый интервал.

Проведенный анализ показал эффективность применения долот PDC в различных интервалах бурения под направление и кондуктор, на которых горно-геологический разрез представлен преимущественно мягкими и мягкими с включениями средних по твердости пород. Средняя механическая скорость по площадям ПАО «Татнефть» под направление составила 52м/ч; подкондуктор – 41 м/ч, под эксплуатационную колонну – 17 м/ч [1]. В результате установлено, что на определенных площадях при бурении под эксплуатационную колонну средняя механическая скорость была сопоставима со средними показателями шарошечных долот в этом интервале, наблюдался износ долот PDC, что связано вероятнее всего с интервалом бурения, горно-геологический разрез которого представлен перемежающимися по твердости породами, переслаиванием известняков, доломитов, аргиллитов и т.д., а также, возможно, недохождением осевой нагрузки до долота ввиду его подвисяния.

Многочисленные теоретические и промысловые исследования, в том числе зарубежных ученых, показывают, что сочетание статической нагрузки на долото с динамической при применении вибрационных устройств способно существенно повысить эффективность разрушения горных пород [2-5]. Однако известные конструкции устройств для усиления нагрузки на долото имеют ряд недостатков и широкого применения они не получили.

Одним из решений для увеличения технико-экономических показателей и стойкости долот PDC является КНБК с динамически активным участком, представленная на рисунке 2 [6].



Рис. 2. Предлагаемая компоновка низа буровой колонны

1- Долото PDC, 2 – осциллятор-турбулизатор, 3 – ГЗД, 4 – телесистема, 5 – буровые трубы

Включение в состав КНБК осциллятора-турбулизатора [7] способствует увеличению механической скорости бурения, снижению силы трения буровой колонны о стенки ствола скважины, устранению подвисяния породоразрушающего инструмента, снижению нежелательных динамических напряжений на резцах долот PDC. Конструкция осциллятора

способна создавать колебания, за счет промывочной жидкости возникает мягкий пульсирующий поток, достигающий забоя скважины.

Работоспособность и положительный экономический эффект при применении предлагаемой КНБК был подтверждён лабораторными и промысловыми испытаниями [8-12].

Таким образом, комплексный подход к процессу обработки долот PDC и инженерно-технологическое сопровождение бурения позволят добиться существенного увеличения стойкости вооружения, увеличения проходки на долото и средней механической скорости, и соответственно повышения эффективности строительства скважин.

Список использованных источников

1. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Хузин Б.А. Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - № 11. - 2017. – С.15-19.
2. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Технологическое решение для повышения эффективности работ долот PDC // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - №4 - 2016.– С.84-87.
3. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. - 2015. - № 2. - С.52-56.
4. Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин за счет применения новой компоновки низа бурильной колонны // Материалы научной сессии ученых. Альметьевск: АГНИ. - 2012. – 392. – С. 100-102.
5. Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б. Применение новых элементов в КНБК при бурении наклонно-направленных скважин // Материалы региональной научно-практической конференции «Научная сессия ученых Часть I. АГНИ». Альметьевск: АГНИ. - 2013. –С.69-72.
6. Патент № 126748 U1 RU, Е 21 В 7/08. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А Опубликовано 10.04.2013.Бюл. №10.
7. Патент № 131792. Осциллятор-турбулизатор / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В. Опубл. 27.08.2013.Бюл. №24.
8. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х. и др. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2016. - №12. – С. 18-22.
9. Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б. Повышение стойкости долот PDC применением осциллятора PDC // Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2016. - Т. 1. – С.306-309.
10. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14-18 апреля 2014 г. Часть I. - Альметьевск: АГНИ. - 2014. –С.187-191.
11. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. О результатах экспериментальных и теоретических исследований компоновки со скважинным осциллятором // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том XV. Альметьевск: АГНИ. 2016. - С. 14-19.
12. Хузина Л.Б., Фахрутдинов Ш.Х., Шайхутдинова А.Ф. Исследования осциллятора-турбулизатора в лабораторных условиях // Ежемесячный аналитический «Нефть и капитал». М.- 2015. - №4 –С.66-67.

УДК 331.461

ОЦЕНКА ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ РИСКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВОЙ ЛЕБЕДКИ

Р.Р. Шангареев, Р.А. Терезулов, И.Ф. Шафигуллин

*(Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в
г. Октябрьском)*

Аннотация. Оценка профессиональных рисков при выполнении основных технологических операций в бурении нефтяных и газовых скважин является сегодня важной научно-практической задачей в области охраны труда. В статье рассмотрены основные негативные производственные факторы, которые приводят к повреждению здоровья работников при эксплуатации буровой лебедки. Для исключения травматизма работники должны обладать информацией об основных профессиональных рисках при выполнении технологических операций и обладать компетентностью по охране труда и безопасности производства. Сделан вывод о необходимости выполнения дальнейших научных исследований в области анализа и оценки профессиональных рисков в бурении нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: бурение; рабочая зона; скважина; опасность; охрана труда; травматизм; профессиональный риск; буровая лебедка; компетентность.

UDC 331.461

EVALUATION OF PROFESSIONAL RISKS WHEN OPERATING THE DRILLING WINCH

R. R. Shangareyev, R.A. Teregulov I.F., Shafigullin

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The assessment of occupational risks in the performance of basic technological operations in the drilling of oil and gas wells is today an important scientific and practical task in the field of labor protection. The article considers the main negative production factors, which lead to damage to the health of workers during the operation of the drilling winch. To avoid injury, employees must have information about the main occupational risks when performing technological operations and have the competence to protect labor and safety of production. It was concluded that it is necessary to carry out further scientific research in the field of analysis and assessment of occupational risks in the drilling of oil and gas wells.

Keywords: drilling; work zone; well; danger; occupational Safety and Health; injuries; professional risk; drilling winch; competence.

Снижение показателей производственного травматизма как следствия несчастных случаев и аварий давно является одной из актуальных проблем во всем мире [1]. Ежегодно, как свидетельствует статистика, только в нашей стране регистрируется свыше 160 тыс. производственных травм, по этой причине погибает около 6000 человек [2]. Одной из наиболее травмоопасных отраслей отечественной экономики является нефтегазодобывающая промышленность, где занято около 40 тысяч рабочих основных профессий.

Оценка профессиональных рисков при выполнении основных технологических операций в бурении нефтяных и газовых скважин является сегодня важной научно-практической задачей в области охраны труда. По результатам исследований условия труда на 96 % рабочих мест персонала, обслуживающего буровые установки, относятся к вредным или опасным [3]. Умение идентифицировать опасности на любой стадии технологического процесса производства, определять их характеристики, устанавливать интенсивность и продолжительность воздействия, причину возникновения и возможный результат

негативного воздействия, имеет сегодня большое значение для обеспечения охраны труда персонала, работающего на буровой [4].

Буровые лебедки относятся к главным агрегатам бурового комплекса, определяющим эффективность бурения. С помощью буровых лебедок и талевого механизма спускают, поднимают и удерживают на весу бурильную колонну, обсадные трубы и другой инструмент при бурении и креплении скважин. Буровые лебедки используются также для передачи вращения ротору, свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб, для подъема и подтаскивания различных грузов при проведении процессов бурения скважин, монтажа и ремонта. Буровая лебедка – наиболее опасное оборудование буровой установки. ГОСТ 12.0.003-2015 [5] регламентирует следующие основные опасные и вредные производственные факторы, образующие профессиональные риски работающего персонала.

К факторам производственной среды, обладающим свойствами физического воздействия на человека, относят все наружные движущиеся части лебедок. Цепи, разорвавшиеся под нагрузкой, отлетают в стороны с большой силой, что при отсутствии надежно закрепленных ограждений в виде прочных железных щитов или открытых в них дверцах может привести к получению работниками травм с тяжелым и смертельным исходом. При неисправности крана Казанцева и негерметичности воздухопровода к пневматическому цилиндру тормоза лебедки нарушается работа воздушного компенсатора, что требует увеличения усилия, прикладываемого к рычагу тормоза бурильщиком. Появляется вероятность отдачи рукоятки тормоза вследствие возникновения реактивного момента и нанесения удара бурильщику. Неправильная эксплуатация безопасной шпильковой катушки, катушки-лебедки КЛ-3 может вызвать их слом или обрыв каната и привести к несчастному случаю на производстве в результате контактного удара с канатом или падающим грузом.

Платформы и оборудование обычно бывают скользкими, вызывая опасность падения, в том числе с высоты при выполнении ремонта лебедки [6]. Острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхностях лебедки могут приводить к порезам и инфицированию рабочего персонала. При использовании установок с приводом буровой лебедки от электродвигателя нетоковедущие части электрооборудования в случае возникновения аварийной ситуации могут оказаться под напряжением, прикосновение к которым становится смертельно опасным при отсутствии или неисправности защитного заземления, соединяющего металлические и токоведущие части оборудования с землей.

Ведущее место в комплексе вредных производственных факторов, образующих профессиональные риски при эксплуатации буровой лебедки, принадлежит производственному шуму и вибрации. Превышение уровней шумов над нормами по ГОСТ 12.1.003-83 [7] достигает до 35 дБ, что оказывает вредное воздействие на организм человека и приводит к необратимой потере слуха, нарушает нормальную деятельность нервной, сердечно-сосудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление, снижение работоспособности и замедление психических реакций. Уровни общей вибрации на рабочих местах достигают 89-95 дБ. Локальная вибрация отмечается на рукоятке тормоза лебедки. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни и расстройство нервной системы.

Существующие технологии эксплуатации и ремонта оборудования буровой лебедки обуславливают проведение работ на открытом воздухе при неблагоприятном воздействии (в зависимости от времени года) температуры воздуха рабочей зоны. При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работника, возникают стойкие изменения в сердечно-сосудистой системе, при низкой – уменьшается подвижность конечностей, возникают заболевания дыхательных путей и суставов. При проведении спуско-подъемных операций повышение температуры поверхности корпуса лебедки и ленточных тормозов при контакте может вызвать ожоги кожи. Работа в полевых условиях подвергает буровой персонал негативному воздействию биологических факторов (кровососущих ядовитых

насекомых – клещей, гнуса, комаров), что может привести к травмам или профессиональным заболеваниям (клещевой энцефалит).

Негативное воздействие на здоровье рабочих оказывают выхлопные газы дизельных двигателей, вращающих буровую колонну, и выделяющиеся при перегреве тормозных колодок буровой лебедки, которые загрязняют воздушную среду в зоне дыхания работников (в основном, они содержат углеводороды, диоксид серы и оксид углерода).

Отраслевые нормы освещенности рабочих мест (50-80 лк) занижены в 3-5 раз по сравнению с требованиями СНиП 23-05-95 [8], что затрудняет деятельность работающих, ухудшает их ориентировку в пространстве, координацию движений, скорость ответных реакций, снижает качество труда и нередко приводит к травмам.

Ремонт буровой лебедки связан с подъемом и перемещением тяжестей при чередовании с другой работой, региональными динамическими нагрузками с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса, статическими нагрузками, периодически вынужденной неудобной рабочей позой [9]. Напряженность труда рабочих обусловлена нервно-эмоциональными перегрузками, связанными с высокой ответственностью за результат собственной деятельности и значимостью ошибки, вероятностью риска для собственной жизни и повышенной ответственностью за конечный результат. Значительные физические и нервно-эмоциональные нагрузки приводят к заболеваниям периартритом плеча и лопатки, плечевым эпикондилитом, артрозом шейного отдела позвоночника и полиневритом верхних конечностей [10].

Факторы комплексного характера вызывает пожаро и взрывоопасность производственной среды: известно, что в процессе работы персонал постоянно находится среди легковоспламеняющихся веществ, на одежде рабочего накапливается статическое электричество. Разряд статического электричества может привести к воспламенению нефти (нефтепродуктов) или взрыву газа и непоправимым последствиям. При возникновении пожара в процессе горения выделяются вредные вещества, возникает тепловое излучение большого уровня, возможно обрушение конструкций и т. д.

Исходя из данного краткого анализа основных опасных и вредных факторов при эксплуатации буровой лебедки, можно сделать вывод, насколько важны сегодня исследования по выявлению и оценке профессиональных рисков, установлению характера их воздействия на персонал, и разработке мероприятий по обеспечению безопасности труда. Для исключения травматизма работники должны быть обучены безопасным способам и приемам выполнения технологических операций, обладать компетентностью по охране труда и безопасности производства [11,12,13].

Список использованных источников

1. Абдрахимов, Ю.Р. Об актуальности вопросов изучения профессиональных рисков в России [Текст] / Ю.Р. Абдрахимов, Р.Р. Шангареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С.7-10.
2. Маркова, Р.Г. Актуальность научных исследований по оценке профессиональных рисков в нефтегазодобывающей промышленности [Текст] / Р.Г. Маркова, Р.Р. Шангареев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 121-126.
3. Shangareyev R.R. RELEVANCE OF ASSESSMENT SCIENCE RESEARCH CONCERNING OCCUPATIONAL HAZARDS OF DRILLING OPERATIONS. Ecology, Environment and Conservation. Vol. 21 Nov. 2015 Suppl. Issue; Page No. – С.175 - 180.
4. Шангареев, Р.Р. Оценка профессиональных рисков при спуско-подъемных операциях в бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Р.Р. Шангареев // Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 115-122.

5. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. Типовые инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений, утв. Госгортехнадзором РФ 12.07.1996, Приказом Минтопэнерго РФ от 12.07.1996 № 178.
7. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
8. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
9. Руководство Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом России 29.07.05).
10. Гимранова, Г.Г. Особенности условий труда и основные формы профессиональных заболеваний у работников нефтедобывающей промышленности [Текст]: пособие для врачей/ Сост. Гимранова Г.Г., Бакиров А.Б., Каримова Л.К., Валеева Э.Т., Мустафина В.Х., Каримова Л.Р., Волгарева А.Д., Исхакова Д.Р., Шайхлисламова Э.Р., Алакаева Р.А., Гизатуллина Д.Ф., Тимергалеева Д.Р., Магасумов А.М., Бейгул Н.А. – Уфа, 2008. – 39 с.
11. Шангареев, Р.Р. Пути повышения качества подготовки специалистов по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» [Текст] / Р.Р. Шангареев //Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции /отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2015. – 283 с.
12. Шангареев, Р.Р. Об основных направлениях развития методологии оценки профессиональных рисков рабочей среды [Текст] / Р.Р. Шангареев / / 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.333– 339.
13. Гусейнова, Е.Л. Компетентность и компетенция [Текст] / Е.Л. Гусейнова / / Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60 – летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. –С. 224 – 227.

УДК 681.5

КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ МИКРО-ГЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

*Эргашев К.М., Мадмарова У.
(Ферганский политехнический институт)*

Аннотация. Рассмотрена модель совместной работы микро - ГЭС и объекта геотермальной воды, с учётом их основных технико-технологических характеристик в широком диапазоне эксплуатационных условий, в том числе скорости вращения ротора, напряжение возбуждения генератора, фазные токи генератора и выходные напряжения в целом.

Ключевые слова: микро – ГЭС, модель, вращения ротора, напряжение возбуждения генератора, фазные токи генератора и выходные напряжения в целом.

UDC 681.5

THE MIKRO-GES COMPUTER MODEL WITH USE OF POTENTIAL ENERGY OF GEOTHERMAL WATERS

*Ergashev K.M., Madmarova U.
(Fergana Polytechnic Institute)*

Abstract. The model of collaboration micro - hydroelectric power station and an object of geothermal water, taking into account their main technical technical characteristics in the wide

range of operational conditions, including speeds of rotation of a rotor, tension of excitement of the generator, phase currents of the generator and output tension in general is considered.

Keywords: micro – hydroelectric power station, model, rotations of a rotor, tension of excitement of the generator, phase currents of the generator and output tension in general.

По абсолютному значению из всех видов возобновляемой энергии наибольшим интегральным энергетическим потенциалом располагают недра земли в виде тепла сухих горных пород (петротермальные ресурсы) и крупных бассейнов с гидротермальными водами. Наиболее перспективными для энергетического использования считаются петротермальные ресурсы – огромные массивы гранитоидов, залегающих на глубине 4 - 6 км, нагретые от 70 до 300 °С [1,2]

На основе специальной компьютерной программы, разработана расчётная модель совместной работы микро - ГЭС и объекта геотермальной воды, с учётом их основных технико-технологических характеристик в широком диапазоне эксплуатационных условий, в том числе скорости вращения ротора, напряжение возбуждения генератора, фазные токи генератора и выходные напряжения в целом. [3]

Модель микро – ГЭС, состоящая из гидравлической турбины и синхронного генератора, представлена на рис. 1. Блок Hydraulic Turbine and Governor (HTG) является моделью гидравлической турбины с системой регулирования. Система регулирования включает в себя пропорционально-дифференциальный (ПИД) регулятор и управляющий сервомотор. Общая схема модели показана на рис. 1 [4].

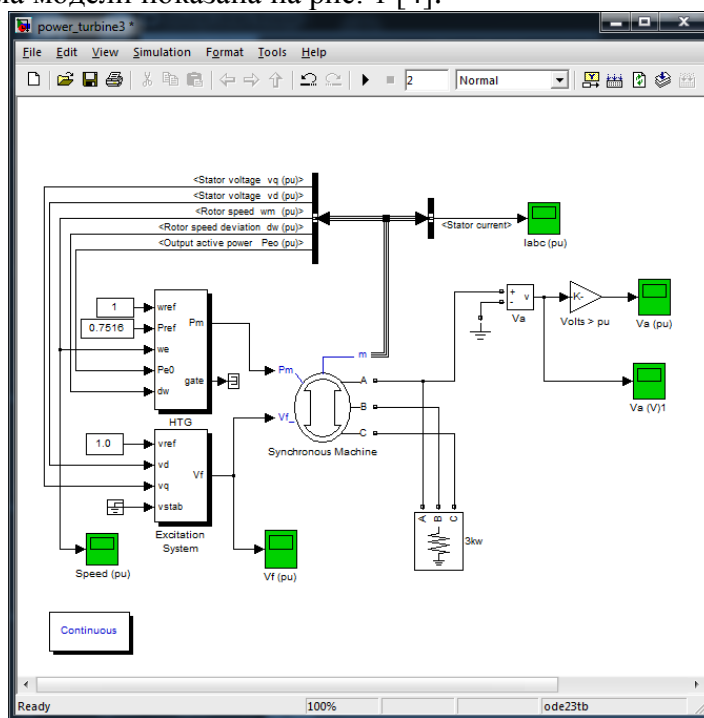


Рис.1. Общая схема модели.

На вход 1 и 2 блока подаются требуемые значения угловой частоты вращения (wref) и мощности (Pref). На вход 3 и 4 блока поступают фактические значения угловой частоты вращения (we) и активной мощности (Pe). На вход 5 подаётся отклонение угловой частоты вращения ротора синхронного генератора (dw). Выходными сигналами являются механическая мощность, которая должна подаваться на соответствующий вход блока синхронной машины (Pm), и величина открытия затвора гидротурбины (gate). Входы 2 и 4 могут оставаться неподключенными, если в качестве обратной связи будет использоваться сигнал о положении затвора, а не отклонении частоты вращения [3]. Входные и выходные величины (Ice) измеряются в относительных единицах.

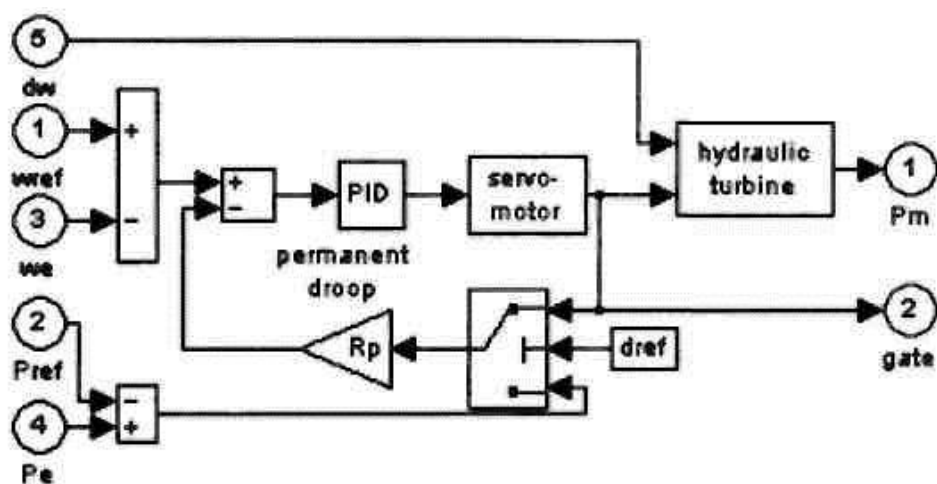


Рис. 2. Модель системы регулирования. [5]

Сама гидравлическая турбина моделируется нелинейной системой, показанной на рис.

3.

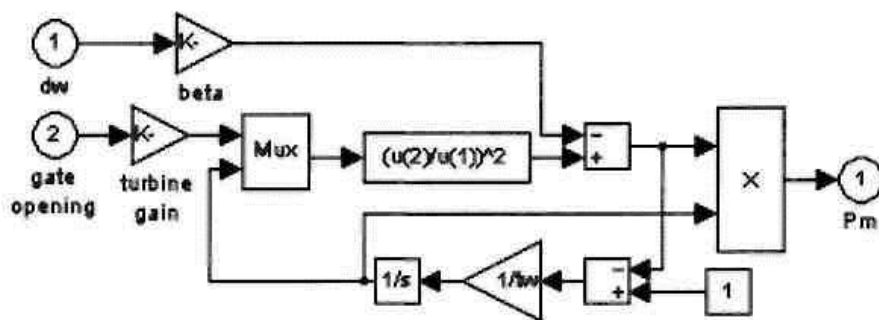


Рис. 3. Модель гидравлической турбины. [5]

Результаты моделирования представлены на рисунках 4 - 6. [4]

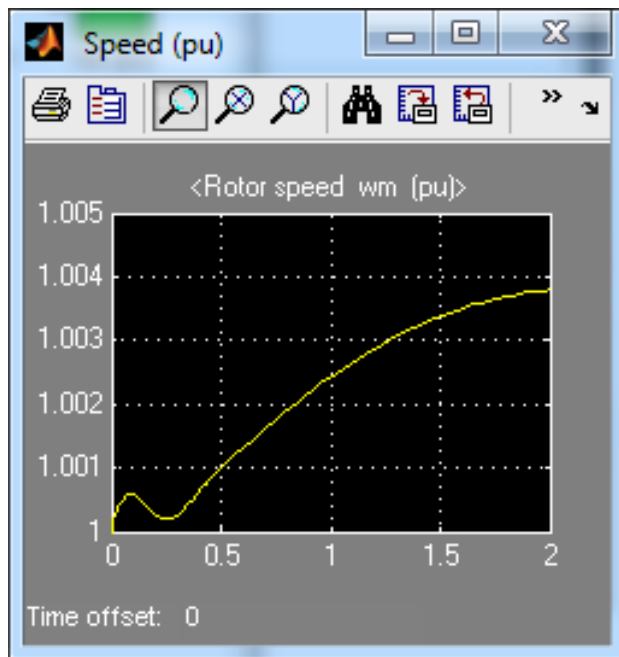


Рис. 4. Скорость ротора.

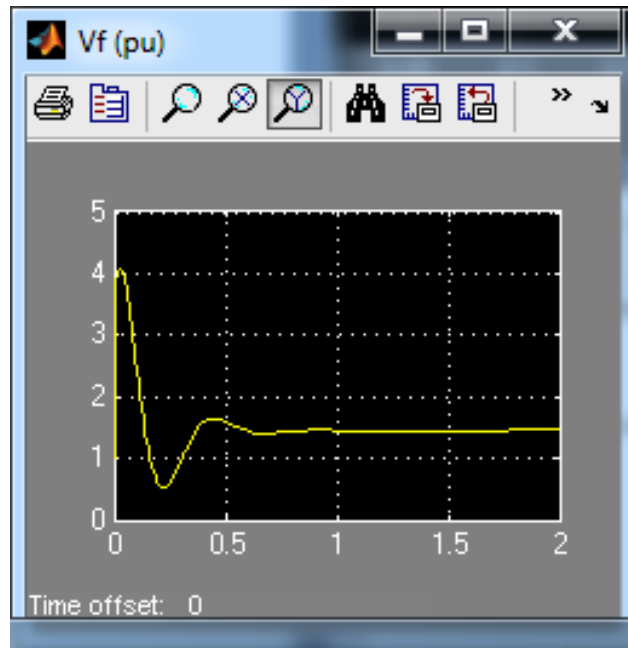


Рис. 5. Напряжение возбуждения генератора.

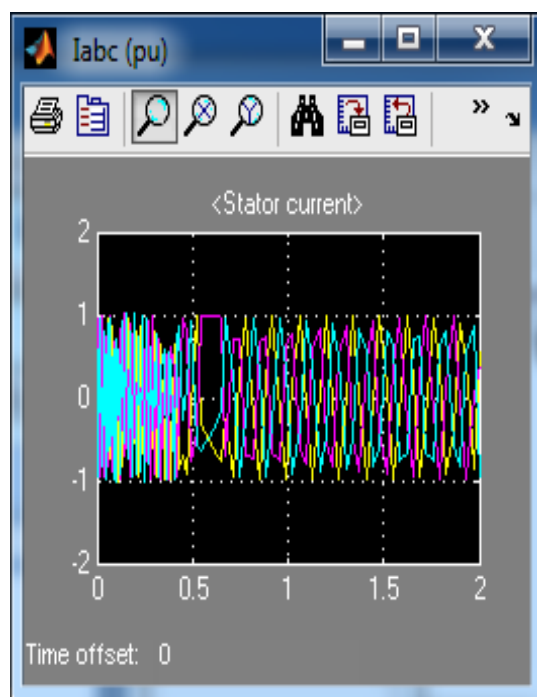


Рис. 6. Фазные токи генератора.

По результатам программной обработки расчётной модели совместной работы микро - ГЭС и объекта геотермальной воды авторами получены основные показатели скорости ротора, напряжения возбуждения генератора, фазные токи генератора, выходное напряжения фазы С генератора в относительных единицах с целью прогнозирования эффективной работы разрабатываемой микро - ГЭС.

Список использованных источников

1. Поваров О.А., Г.В. Всемирный геотермальный конгресс WGC-2005 // Теплоэнергетика 2006. № 3. С. 78-80.
2. Bertani K. World Geothermal Generation 2001-2005: Slate of the Art // Proc. WGC-2005. Antalya, Turkey, 2005.
3. Эргашев С.Ф., Тожибоев А.К. Автоматическое регулирование суммарной нагрузки для инвертора с ограниченной выходной мощностью. Сб. статей V международной заочной научно- технической конференции. Ч. 2 / Поволжский гос. ун - т сервиса. – Тольятти: Изд-во: ПВГУС, 2015. –332 с.
4. Т.Дадажонов, М.Мухитдинов. Основы MATLAB. - Ташкент: Фан, 2008. -631 стр.
5. М.Мухитдинов, Т.Дадажонов, Х.Кулматов MATLAB в научно исследовательских работах. – Ташкент: «Узбекистан», 2016.-256 стр.

УДК 622.248.54

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Яхин Т. В.

(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет)

Аннотация. В статье предложен один из методов предупреждения прихватов, путем подбора наиболее эффективной смазочной добавки и ее оптимальной концентрации в буровом растворе, для снижения прихватоопасности, а также для уменьшения времени и материальных затрат при бурении нефтяных и газовых скважин. Исследования проводились в научной лаборатории УГНТУ, на стандартных приборах.

Ключевые слова: прихват, смазочная добавка, буровой раствор, бурильная колонна, ктк, предупреждение прихватов, бурение, скважина, авария.

Abstract. The article proposes one of the methods for preventing sticking, By selecting the most effective lubricant and its optimum concentration in the drilling mud, to reduce stuck of drill column, as well as to reduce time and material costs while drilling oil and gas wells. The research was carried out in the scientific laboratory of the USPTU, on standard instruments.

Keywords: stick, lubricant, mud, drill column, open hole friction factor, prevention of stuck, drilling, well, accident.

В настоящее время смазочные добавки для промывочных жидкостей из типа веществ специального назначения, переходят в состав основных реагентов. Возникает это из-за того, что при бурении скважин роль реагентов снижающих силы трения неоспоримо увеличивается, для обеспечения бурения и спуске колонн без простоев и аварий.[4]

Существующие силы сопротивления движению бурового оборудования в скважине, определяется качеством бурового раствора и параметрами его антифрикционных и адгезионных свойств.[6]

Многими исследованиями показано, что из основных задач промывочной жидкости при бурении скважин, является ее смазывающая способность..[1]

Достаточные смазочные свойства промывочной жидкости придают жирные кислоты касторового и таллового масла. В участках с солевой агрессией имеются разработки смазочных добавок, которые включают отходы производства адипиновой кислоты. [3]

К смазочным добавкам предъявляются определенные требования, которые условно классифицированы по их назначению – первая группа для добавления в процессе углубления, а вторая при спуске обсадных труб. [7]

Целью работы является предложение одного из методов предупреждения прихватов, а именно подбор смазочной добавки и ее оптимальной концентрации в гипсо-известковом буровом растворе для снижения прихватопасности, что ведет к уменьшению времени и материальных затрат.

Задачей исследований – проведение опытов, анализ влияния смазочных добавок в буровом растворе.

Лабораторные испытания

При приготовлении исходного бурового раствора использовали следующие реагенты:

Вода(90%)+NaOH(0,2%)+Na₂CO₃+(0,1%)+Бентонит(5%)+ФХЛС(2%)+Пеногаситель(0,4%)+КМЦ(0,5%)+Ca(OH)₂+(0,5%)+Гипс(2%)+Мел(7%)+ Смазочная добавка.

Влияние смазочных добавок на фрикционные свойства бурового раствора изучались на приборе КТК, после получения фильтрационной корки на приборе ВМ-6.

Результаты испытаний представлены в таблице 1.

Таблица 1 Влияние смазочных добавок на коэффициент трения

Тип раствора	Параметры раствора				Коэффициент трения, при времени контакта в мин		
	ρ ,		ПФ,	pH			
Исх. раствор (№1)	1130	50	5	10	0,40	0,46	0,48
№1+1% Лубриол	1130	50	5	0	0,24	0,29	0,34
№1+1% Биолуб	1130	50	5	10	0,26	0,29	0,37
№1+1% Соевое масло	1130	50	5	10	0,26	0,30	0,32
№1+1% Лубрикант	1130	50	5	10	0,33	0,36	0,40
№1+1% АКС-303	1130	50	5	10	0,38	0,40	0,42

№1+1% Таловое масло	1130	50	5	10	0,32	0,37	0,44
№1+1% Lube- Ca	1130	50	5	10	0,40	0,42	0,44
№1+1,5% Лубриол	1130	50	5	10	0,23	0,35	0,40
№1+1,5% Биолуб	1130	50	5	10	0,28	0,27	0,34
№1+1,5% Соевое масло	1130	50	5	10	0,27	0,33	0,39
№1+1,5% Лубрикант	1130	50	5	10	0,28	0,38	0,39
№1+1,5% АКС-303	1130	50	5	10	0,30	0,38	0,40
№1+1,5% Таловое масло	1130	50	5	10	0,32	0,41	0,46
№1+1,5% Lube- Ca	1130	50	5	10	0,34	0,36	0,46
№1+2% Лубриол	1130	50	5	10	0,26	0,28	0,33
№1+2% Биолуб	1130	50	5	10	0,30	0,36	0,37
№1+2% Соевое масло	1130	50	5	10	0,27	0,32	0,36
№1+2% Лубрикант	1130	50	5	10	0,26	0,30	0,34
№1+2% АКС-303	1130	50	5	10	0,30	0,34	0,38
№1+2% Таловое масло	1130	50	5	10	0,34	0,42	0,46
№1+2% Lube- Ca	1130	50	5	10	0,34	0,38	0,47
№1+3% Лубриол	1130	50	5	10	0,32	0,33	0,36
№1+3% Биолуб	1130	50	5	10	0,28	0,33	0,34
№1+3% Соевое масло	1130	50	5	10	0,24	0,27	0,31
№1+3% Лубрикант	1130	50	5	10	0,23	0,24	0,28
№1+3% АКС-303	1130	50	5	10	0,39	0,46	0,48
№1+3% Таловое масло	1130	50	5	10	0,30	0,42	0,47
№1+3% Lube- Ca	1130	50	5	10	0,36	0,38	0,46

Анализируя проведенные опыты можно говорить о том, что смазочная добавка Лубрикант показывает наибольшую эффективность в двухпроцентной концентрации в улучшении смазывающих свойств гипсо-известкового раствора, во всех замерах, по сравнению с другими смазочными добавками. Эта смазочная добавка на водной основе, которая легко диспергируется в растворе, не влияя на его реологические свойства, снижает коэффициент трения, крутящий момент, увеличивает скорость проходки. Данная смазочная добавка совместима с большинством реагентов, применяемых в буровом растворе.

Список использованных источников

1. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении М.:Недра, 1988.-279 с.
2. Самотой А.К Предупреждение и ликвидация прихватов. - М.:Недра -1974
3. Конесев Г.В. Триботехнические свойства промывочных жидкостей и смазочных материалов и их совершенствование для улучшения показателей бурения скважин: дис. докт. техн. наук. – Уфа, 1987. – 399 с.
4. Коломец А.В., Ветров А.К Современные методы предупреждения и ликвидаций аварий в разведочном бурении. -М;Недра,1997.
5. Султанов Б.Д., Логинова М.Е. Влияние добавок на реологические свойства буровых и тампонажных растворов// Международный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации.» 2017, №12 (24), с.222 -226.

6. Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтярь Т.Д., Логинова М.Е., Чудновская А.В., Шмагель М.А. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 1 (111). С. 61-68.

СОДЕРЖАНИЕ	
Мухаметшин В. Ш., Андреев А. В. Прогнозирование продуктивности залежей для оценки эффективности воздействия на призабойную зону пласта	3
СЕКЦИЯ «РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
1. Альмухааметова Э.М., Идрисова А.Т. Применение методов увеличения нефтеотдачи и расчет показателей разработки для месторождения жирассолс (Ангола) с применением кривых вытеснения.	10
2. Апасов Т.К., Апасов Т.К. Комплексный виброволновой метод восстановления продуктивности в скважинах с ранее проведенными ГРП.	12
3. Ахметов Р.Т., Мансуров Д.Р. Эффективность выполненных работ по применению гидроразрыва пласта на Сабанчинском месторождении.	16
4. Ахметов Р.Т., Шамсутдинова Г.Ф. Влияние гидрофобизации коллекторов на остаточную нефтенасыщенность.	18
5. Ахметов Р.Т., Шамсутдинова Г.Ф. Аппроксимация капиллярных кривых в условиях коллекторов Западной Сибири.	20
6. Ахунов Р.Р. Применение АСП заводнения, как третичного метода воздействия на пласт, с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти.	25
7. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Анализ текущих забойных давлений в действующих добывающих скважинах «Оренбургнефть».	28
8. Белова С.Д., Коновалов В.В. Перспективы развития технологии ASP-заводнения.	31
9. Вожакин М.Ю., Чуктуров Г.К. Глушение - как основополагающий этап капитального ремонта скважин.	34
10. Ворсина Н.А., Шарафутдинов Э.М. Анализ и решение недостатков действующих схем сбора и подготовки скважинной продукции Сугмутского месторождения ООО «Газпромнефть».	37
11. Ворсина Н.А., Шамсутдинова Г.Ф. Требования к системе сбора и подготовки нефти скважин Федоровского месторождения.	39
12. Габдрахманова К.Ф., Измайлова Г.Р. Снижение энергозатрат на нефтедобывающих объектах использованием геотермальной энергии.	42
13. Габзалилова А.Х., Гарифуллина З.А., Баязитова Л.Р. Эффективность применения ГРП на Малобалыкском месторождении.	45
14. Габсабиров И.Ф., Бакиров И.М. Эффективность заводнения Бавлинского месторождения.	48
15. Гаврилов Д.И., Хромых Л.Н. Применение ПГДА-м с целью увеличения нефтеотдачи.	50
16. Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф. Взаимодействие конструкции с жидкостью.	53
17. Ганиева И.Д., Майский Р.А. Повышение экологической безопасности при применении ингибитора Инсан.	55
18. Гафаров Ш.А., Урунов С.Е. Исследование бактерицидных свойств продукта жидкофазного окисления углеводородного сырья.	58
19. Грибенников О.А., Мельников А.А. Перспективы использования данных вывода скважины на режим в качестве гидродинамических исследований.	60
20. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Анализ эффективности работы УЭЦН пласта А ₄ Бобровского месторождения «Оренбургнефть».	63
21. Гумерова А.С., Ленченкова Л.Е., Якубов Р.Н., Илаш Д.А. Разработка и внедрение полимер-силикатного реагента «КОМ-с» на месторождении Кумколь.	66
22. Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Ремонтно-восстановительные работы, ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны.	69
23. Гуторов А.Ю., Шайхутдинов Т.Ф. Анализ проведения технологий обработок	73

призабойной зоны на Тевлинско-Русскинском месторождении.	
24.Дарибаев Ю.А., Манапбаев Б.Ж., Дарибаев Н.Ю. Предупреждение и борьба с гидратообразованием при эксплуатации скважин месторождения Амангельды.	75
25.Ибрагимов Н., Сафаев М. Улучшение экологических и эксплуатационных характеристик продуктов переработки нефти методом компаундирования сырья.	78
26.Иванов Д. В., Чижев А.П. Совершенствование технологии интенсификации притока из карбонатных коллекторов в условиях низкого пластового давления.	82
27. Игнатов Р.В., Такиуллина Э.И. Интенсификация добычи углеводородов с применением подземных ядерных взрывов на Грачёвском месторождении в период 1965-1984 гг.	84
28.Измайлова Г.Р., К.Ф. Габдрахманова. Электромагнитно-акустический нагрев нефтяного пласта.	87
29.Исламов А.А., Байбаков И.Р. Опыт применения комплексных ингибиторов на месторождениях Западной Сибири.	89
30.Исхакова Д. Д., Хамзина Г. Ф., Шавалеев И. И., Розова М. В. Исследование изменения газового фактора и физико-химических свойств нефтей Краснооктябрьского месторождения республики Татарстан.	92
31.Исхакова Д. Д. Шавалеев И. И. Шавалеев А. И. Давлетгараев М.Ф. Методика исследования PVT-свойств пластовых флюидов.	95
32.Ишалина А.Э., Р.А. Майский. Оценка эффективности борьбы с гидратами на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.	98
33.Казетов С. И., А. Л. Ганиев. Определение коэффициента продуктивности скважины при разработке ниже давления насыщения.	101
34.Кобища Д.И., Бахир С. Ю. Оценка коэффициента вытеснения по данным геолого-геофизических исследований скважин	105
35.Комаров Р. Ф.,Бахир С. Ю. Критерии эффективности воздействия на призабойную зону скважин	109
36.Комлева С.Ф., Ли Линьи, Бао Голян. Функция утяжелителя в термостойком цементном растворе высокой плотности.	113
37.Лазарев Н.Д., Денисов М.В., Татарина Е.Э., Кузнецова Т.Н. Методы борьбы с прорывами газа в скважинах на примере Среднеботуобинского месторождения.	115
38.Леонтьев Д.С., Михайлов И.С., Цилибин В.В. Конструкция многоствольной скважины.	118
39.Ломоносова Е.А., Татарина Е.Э. Влияние неоднородности продуктивного пласта Д-1 Белозерско-Чубовского месторождения на выработку его запасов.	121
40.Мингазов С. Д., Фоминых Д.В., Михель А.А., Голубь С.И. Химический анализ как способ идентификации типов и концентрации загрязнителей.	124
41.Минибаев Р.Р., Аминев Р.И. Уточненное уравнение множественной регрессии для определения вязкости смеси нефтей.	128
42.Минибаев Р.Р., Аминев Р.И. О некоторых причинах вибрации магистральных трубопроводов.	130
43.Музипов А.Р., Маляренко А.М., Блинов С.А. Оценка взаимосвязи фильтрационных и емкостных свойств пород-коллекторов пласта бс ₉ ¹ на примере одного из месторождений ЯНАО.	131
44.Мухамеджанов М.М., Сафаев М.М., Орипова Н. Ф. Технологические возможности получения углеводородных продукций из альтернативных и возобновляемых сырьевых ресурсов.	136
45.Мухаметшин В.В., Исламов А.А., Байбаков И.Р. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов.	139
46.Нурутдинов Р.Р., Нурутдинов Ш.Р., Нурутдинова А.Н. Основы прикладной гидродинамики газожидкостных смесей.	142
47.Петрова Л.В.,К.Т. Мурильо Рохас. Геолого-промысловые характеристики	145

месторождения Кастилья.	
48.Полякова Н. С., Радевич Ю.Е., Анкудинов А.А. Применение методов datamining с целью повышения эффективности проведения геологотехнических мероприятий.	148
49.Равшанов Н., Назирова Э.Ш. Численное решение двумерных задач фильтрации нефти в двух пластовых пористых средах.	152
50.Салимов А.Л. Анализ эффективности применения ГРП на месторождениях ПАО «НК «Роснефть».	156
51.Салимов А.Л. Комплексный подход проектирования КГРП на Харампурском месторождении.	158
52.Гуторов А.Ю., Шамсутдинова Г.Ф. Анализ эффективности воздействия перфорационными методами объекта ас4-8 федоровского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».	161
53.Гуторов А. Ю., Шарафутдинов Э.М. Эффективность методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на Илькинском месторождении ПАО АНК «Башнефть».	164
54.Ибрагимов Р. Р. Предотвращение отворотов штанговой колонны путем применения противоотворотной гибкой муфты и нанесения анаэробного состава.	166
55.Костюченко К.П. Обоснование проведения ГРП на Приобском нефтяном месторождении.	167
56.Жидкова М.В. Результаты нефтевытесняющих свойств водных растворов очищенных и неочищенных нефтяных сульфонов.	170
57.Султанов Р.Р. Подготовка попутного нефтяного газа после сепарации нефти с высоким газовым фактором.	173
58.Тарасовская Л. З., Пустовит В. Н., Гареев А.М., Бакиров И.М., Хисаметдинов М.Р. Экспериментальное исследование влияния Микробиологического раствора САИ на проницаемость образцов керна, отобранных из Бобриковского горизонта Александровской площади Туймазинского месторождения.	176
59.Токарева Н. М., Токарев М.А, Мифтахова Г.М., Фазлыев К.И. Оптимальное проведение заключительных работ при капитальном ремонте скважин.	179
60.Тынчеров К.Т., Селиванова М.В. Принцип имплозионного воздействия на призабойную зону пласта	182
61.Тынчеров К.Т., Селиванова М.В. К вопросу об определении скорости горения твердых топлив в процессе газодинамического воздействия на призабойную зону пласта	185
62.Тынчеров К.Т., Селиванова М.В. Аналитический обзор некоторых методов обработки скважин	191
63.Фаррахов И.Д., Яхшигулов Р.А. Выбор фонда скважин гидроразрыва пласта (ГРП).	195
64.Фокин А.А. Исследование воздействия нестационарного заводнения.	198
65.Фоломеев А.Е., Гильмутдинова Л.И., Ленченкова Л.Е., Купавых В.А. Оптимизация рецептуры кислотных составов для воздействия на высокотемпературные карбонатные коллектора месторождения им. Р. Требса.	202
66.Кизим О.В., Максимова И.Ю., Хакимзянов И.Н. Технология для эффективной разработки карбонатных отложений девона скважинами с горизонтальным окончанием.	205
67.Ханнанов А.И., Шакирова Р.Ф. Об основных методах прогнозирования выпадения сульфатных солей в скважине.	209
68.Харламов К.А., Майский Р.А. Подбор оптимальной концентрации добавок-пластификаторов для тампонажных материалов.	212
69.Хасанов Э.А. Анализ эффективности гидроразрыва пласта в скважине №213 в условиях Тарасовского месторождения.	215
70.Хасанов Э.А. Обоснование методики выбора объекта для проведения геолого-технологических мероприятий в зависимости от конкретных геолого-промысловых условий на Урицком месторождении.	217

71.Хромых Л. Н., Афанасьев Н.С. Анализ разработки высоковязких нефтей (analysis of development of high-viscosity naphthas)	220
72.Шайнурова А.Д. Прогноз фильтрационно-ёмкостных свойств в межскважинном пространстве.	223
73.Шайнурова А.Д. Выделение визейского эрозионного вреза с помощью сейсмофациального анализа и акустической инверсии.	226
74.Шакурова Айгуль Ф., Шакурова Алсу Ф., Закиров А.И. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на поточном месторождении.	229
75.Шарипов И.Р. Эффективность проведения ГРП.	232
76.Шарипов И.Р. Технология гидравлического разрыва пласта.	235
77.Шевченко О.Н. Метод аналитического расчета начального и предельного градиентов давления в условиях фильтрации флюида в низкопроницаемом коллекторе.	237
78.Шешдиров Р.И., Петров В.Н. Численная оценка влияния интерференции на эффективность уплотнения сетки вертикальными и скважинами с горизонтальным окончанием на карбонатных отложениях башкирского яруса Ямашинского месторождения.	240
79.Ягафарова Х.Н., Арсланов И.Г. Актуальные вопросы использования непрерывных гироскопических инклинометров.	244
80.Якубова Д.И., И.Г. Фаттахов Л.С. Кулешова Л.В. Мурдашева Р.Р. Гафаров Р.Р., Шайдуллин Р.Р.. Перспективные направления устранения проблемы влияния температуры на структуру смол.	248
81.Янтурин А.Ш., Габзалилова А.Х.,Гарифуллина З.А., Муллагалиев А.Ф., Садыков Р.Н.Влияние условий вскрытия пласта бурением на выбор способа освоения скважины с низкопроницаемыми продуктивными коллекторами.	251
82.Янтурин А.Ш., Габзалилова А.Х., Гарифуллина З.А.,Гареев А. Р.О выборе типа перфоратора для обеспечения экологически целесообразного качества вторичного вскрытия продуктивных пластов.	256
83.Яхшигулов Р.А., Фаррахов И.Д. Термокислотная обработка скважин с закачкой в пласт магниевой стружки как метод интенсификации процессов добычи нефти.	259
СЕКЦИЯ №2 «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»	
1. Барботкин М.Н. Глушение скважины.	263
2. Барботкин М.Н. Стимуляция работы скважин.	266
3. Баянов Л.А. К проблеме коррозии бурового оборудования при строительстве скважин на шельфе и на море.	270
4. Бекбаев А.А., Султанов Т.М., Мухаметзянов Н.З. Реологические и фильтрационные параметры облегченных армированных цементов.	272
5. Веремейчик А.Ю., Габбасов А.Ф. Изучение кинетики воздействия различных смазочных добавок на эластомер статора ВЗД.	275
6. Галимов Д.Б. Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов с помощью щелевой перфорации.	278
7. Ганиев Р.Г., Гареев А.З.,Ефкеев Т.К. Изучение гелеобразующих композиций на примере жидкого стекла.	280
8. Гарифуллина З.А., Габзалилова А.Х., Салейкин А. Определение потребности в буровых установках.	283
9. Герасимов Д.С. , Овчинников В.П., Салтыков В.В., Овчинников П.В. Научно техническое обоснование методов подбора обсадных колонн при воздействии на них локальных нагрузок.	286
10. Гимазтдинова Э.А, Хузин Б.А., Хузина Л.Б. Об элементах ландшафта патентов колонных башмаков.	294

11. Гуменников С.Г., Исаев В.Е. Выбор оптимальных параметров промывочной жидкости в зависимости от требований устойчивости стенок скважины.	297
12. Е.Л. Гусейнова, Гусейнов Э.М. Комплекс мер по предотвращению прихватов хвостовика.	299
13. Деревнин Г.Ю. Разработка смазочной добавки для буровых растворов на водной основе.	303
14. Абдрахманов Р.Р., Дихтярь Т.Д. Построение сложного профиля в скважинах с горизонтальным окончанием.	306
15. Ермухаметов И.Р., Маннанов Д.А., Дихтярь Т.Д. Применение забойной телеметрической системы Apssureshot при проводке скважины.	310
16. Хазимуратов Р.Р., Абдрахманов Р.Р., Дихтярь Т.Д. Применение полимер-хлоркалиевого бурового раствора для сохранения устойчивости стенок скважины.	313
17. Залятдинов А.А., П.А. Панин. Гидромониторная насадка для бурения шурфа.	317
18. Зарипов Д.Э., Левинсон Л.М. Твердые сплавы для оснащения фрез при бурении боковых стволов.	319
19. Захаров М. А. Применение инновационных материалов в буровых растворах для поддержания устойчивости стенок скважин при бурении зон нестабильных аргиллитов в Красноярском крае.	322
20. Зиянгиров М.Г., Мусина Э.А. Вскрытие терригенных отложений пород-коллекторов.	325
21. Идрисова А.Т., Миннивалеев Т.Н. Обоснование выбора долот с комбинированным вооружением при бурении эксплуатационных скважин.	327
22. Абдрахманов. Р.Р., Дихтярь Т.Д. Построение сложного профиля в скважинах с горизонтальным окончанием.	329
23. Агзамов Ф.А., Кабдушев А.А. Особенности вытеснения бурового раствора в кольцевом пространстве при цементировании.	333
24. Конесев Г.В., Давлетгареев А.И., Мамаева О.Г., Насырова Л.А. Водопроявления при проводке скважин в условиях углекислой агрессии и высокой минерализации пластовой воды.	336
25. Костелов М.А. Влияние условий формирования цементного камня на его прочностные свойства и проницаемость.	339
26. Кузнецов М.А., Тюлькин О.П., Латыпов И.А. Обоснование компонентного состава тампонажной смеси для крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород и низких температур.	341
27. Логинова М.Е., Тептерева Г.А., Конесев В.Г., Ахметов А.Т., Тангиев Х.Ш. Влияние фракционирования лигносульфонатов на свойства буровых промывочных жидкостей.	344
28. Миннивалеев Т.Н., Шиков М.А., Миннивалеев А.Н., Миннивалеева А.Н. Идрисова А.Т. Преимущества безлебедочных гидравлических буровых установок.	347
29. Nguyen Huynh Tri Trung. Potential of underbalanced drilling technique.	349
30. Герасимов Д.С, Овчинников В.П., Салтыков В.В., Овчинников П.В. Результаты исследований распределения напряжений по крепи скважин при воздействии локальных сжимающих давлений.	350
31. Рожкова О.В., Овчинников В.П. Шлакоцементная композиция для цементирования скважин в интервалах высоких температур.	356
32. Садртдинов Р.Р., Шайбеков М.С., Симакатов А.А, Баратов Ш.Ф. Влияние концентрации поверхностно-активных веществ на отмывающую способность буферной жидкости.	358
33. Тимирханов И.Ф., Шмагель М.А., Янгиров Ф.Н. Исследование по защите бурового райзера.	361
34. Hainaer Napaer, R.A. Maiski. Fractured well productivity improvement sensitivity analysis.	364
35. Харисов М.И., Забиров Ф.Ш. Исследование способов и методов повышения надежности клапанной пары бурового насоса.	367

36. Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б. Пути повышения эффективности применения долот рдс на месторождениях РТ.	370
37. Р.Р. Шангареев, Р.А. Терегулов, И.Ф. Шафигуллин. Оценка профессиональных рисков при эксплуатации буровой лебедки.	373
38. Эргашев К.М., Мадмарова У. Компьютерная модель микро-гэс с использованием потенциальной энергии геотермальных вод.	376
39. Яхин Т.В. Предупреждение прихватов бурильной колонны.	379

Научное издание

Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018
Сборник трудов международной научно-технической конференции
(30 марта 2018 г.)

Том 1

Подписано в печать 17.05.2018 г. Формат 60х84 1/16.

Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Печать ризографическая.

Объем 22,69 п. л. Тираж 300 экз. Заказ 1441.

Издательство Уфимского государственного
нефтяного технического университета

Отпечатано в Октябрьском информационном центре –
филиале ГУП РБ Издательский дом «Республика Башкортостан».

Адрес: 452600, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Чапаева, 18.