

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
В Г. ОКТЯБРЬСКОМ

Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2017

**Материалы
Всероссийской научно-технической конференции
(02 июня 2017 г.)**

Уфа
Издательство УГНТУ
2017

УДК 62
ББК 3
П78

Редакционная коллегия:

В.Ш. Мухаметшин (отв. редактор)
К.Т. Тынчеров
Ш.Г. Мингулов
Р.И. Сулейманов
И.Г. Арсланов

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

П78 Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2017: материалы Всероссийской
научно-технической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во
УГНТУ, 2017. – 80 с.

ISBN 978-5-93105-0

В сборнике представлены материалы Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2017» филиала ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, проведенной 02 июня 2017 года, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, методов, систем и средств, направленных на интенсификацию добычи нефти и газа.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей технических вузов.

УДК 62
ББК 3

ISBN 978-5-93105-0

©ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2017
© Коллектив авторов, 2017

Секция 1. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 532

РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ НЕСОВЕРШЕННЫХ СКВАЖИН

Э.М. Альмухаметова

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

Аннотация. Задачи притока жидкости к скважинам, гидродинамически несовершенным по характеру вскрытия пласта, и к скважинам с двойным видом несовершенства еще более сложны для исследования, чем приток к несовершенным по степени вскрытия пласта скважинам.

Ключевые слова: приток жидкости к скважине, совершенная скважина, несовершенная скважина, относительное вскрытие пласта.

UDC 532

OPERATING MODES OF HYDRODYNAMICALLY IMPERFECT WELLS

E.M. Almukhametova

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

Abstract. Tasks of fluid to the wells, the hydrodynamically imperfect nature of strata, and wells with double form of imperfections is even more complicated to study than the inflow to an imperfect according to the degree of opening of the reservoir wells.

Keywords: fluid flow to the well, perfect well, imperfect well, relative opening of the reservoir

Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает продуктивный пласт на всю толщину и забой скважины открытый, т. е. вся вскрытая поверхность забоя является фильтрующей.

Если скважина с открытым забоем вскрывает пласт не на всю толщину A , а только на некоторую глубину B , то ее называют гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта. При этом $K = b/h$ называется относительным вскрытием пласта.

Если скважина вскрывает пласт до подошвы, но сообщение с пластом происходит только через специальные отверстия в обсадной колонне и цементном камне или через специальные фильтры, то такую скважину называют гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия пласта.

Нередко встречаются скважины с двойным видом несовершенства - как по степени, так и по характеру вскрытия пласта (рисунок 1).

Степень и характер вскрытия пласта имеют важное значение при разработке месторождений нефти и газа, так как они определяют фильтрационные сопротивления, возникающие в призабойной зоне, и, в конечном итоге, производительность скважин. Выбор степени и характера вскрытия осуществляется в зависимости от физических свойств пластов, их толщины, степени неоднородности, способа разработки и т.д.

Несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия приводит к таким деформациям линий тока, которые в свою очередь приводят к возникновению в призабойной зоне сложных неоднородных течений.

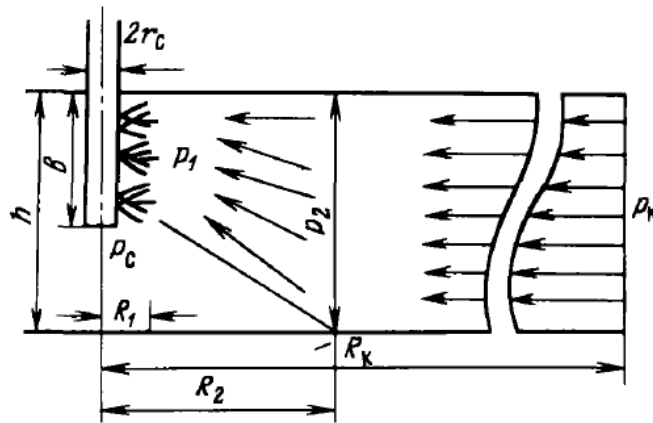


Рисунок 1 - Схема притока газа к неидеальной по степени и характеру вскрытия скважине

В связи с этим рассмотрение особенностей притока к гидродинамически неидеальным скважинам имеет большое практическое значение. Приток жидкости к неидеальной скважине даже в горизонтальном однородном пласте постоянной толщины перестает быть плоскорадиальным.

Строгое математическое решение задачи о притоке жидкости к неидеальной скважине в пластах конечной толщины представляет большие (а в некоторых случаях непреодолимые) трудности.

Приведем здесь без выводов и доказательств наиболее распространенные окончательные расчетные формулы притока жидкости к различного типа неидеальным скважинам.

Прежде всего допустим, что скважина вскрыла кровлю пласта неограниченной толщины ($h \rightarrow \infty$) и при этом ее забой имеет форму полусферы. В этом случае можно считать, что поток — радиально-сферический, при условии ($R_k \rightarrow \infty$), и тогда дебит определяется по формуле

$$Q = \frac{2\pi k r_c \cdot (P_k^* - P_c^*)}{\eta}, \quad (1)$$

где P_k^* и P_c^* — приведенные давления.

Если скважина вскрыла пласт неограниченной толщины на глубину H , то ее дебит можно найти по формуле Н. К. Гиринского:

$$Q = \frac{2\pi k b \cdot (P_k^* - P_c^*)}{\eta \cdot \ln \frac{1,6b}{r_c}}, \quad (2)$$

Задача о притоке жидкости к неидеальной по степени вскрытия пласта скважине в пласте конечной толщины h исследовалась М. Маскетом. Вдоль оси скважины на вскрытой части длиной b он располагал воображаемую линию, поглощающую жидкость, каждый элемент которой dz является стоком.

Интенсивность расходов q , т. е. дебитов, приходящихся на единицу длины поглощающей линии, подбиралась различной в разных ее точках для выполнения нужных граничных условий.

Широкое распространение получил метод расчета дебитов неидеальных скважин, основанный на электрогидродинамической аналогии фильтрационных процессов.

Подбирая интенсивность расходов q и используя метод суперпозиции действительных и отображенных стоков, М. Маскет получил следующую формулу для дебита гидродинамически неидеальной по степени

вскрытия пласта скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\eta \xi}, \quad (3)$$

где

$$\xi = \frac{1}{2\hbar} \left[2 \ln \frac{4h}{r_c} - \varphi(\hbar) \right] - \ln \frac{4h}{R_k}, \quad (4)$$

а функция $\varphi(\hbar)$ имеет следующее аналитическое выражение:

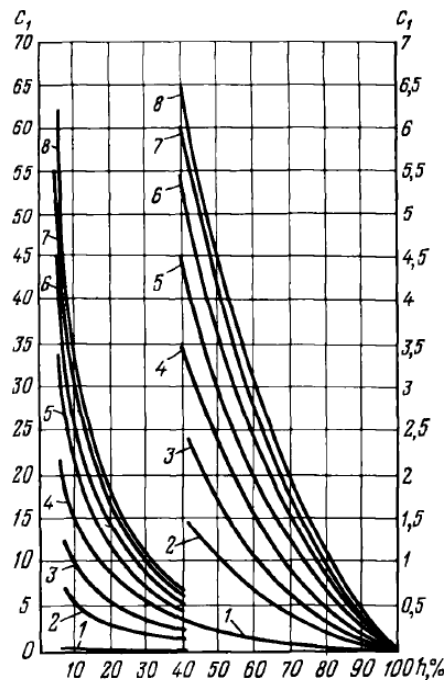
$$\varphi(\hbar) = \ln \frac{\Gamma(0,875\hbar) \cdot \Gamma(0,125\hbar)}{\Gamma(1-0,875\hbar) \cdot \Gamma(1-0,125\hbar)}, \quad (5)$$

здесь $\Gamma(n) = \int_0^\infty x^{n-1} \cdot e^{-x} dx$ - интеграл Эйлера второго рода, называемый гамма-функцией, для которой имеются таблицы в математических справочниках;

$C = C_1 + C_2$ дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта (C_1) и характеру вскрытия (C_2).

Измеряя разность потенциалов и силу тока, можно подсчитать сопротивление по закону Ома, сделать пересчет на фильтрационное сопротивление и определить дополнительное фильтрационное сопротивление.

Такие экспериментальные исследования были проведены В. И. Щуровым. Им определены дополнительные фильтрационные сопротивления C_1 и C_2 для различных видов несовершенства скважин и построены графики зависимости C_1 от параметров $a = h/D_c$ и $\hbar = b/h$ (рисунок 2), а также C_2 от трех параметров $nD_c, l = l'/D_c$ и $\alpha = d_0/D_c Z$, где n - число перфорационных отверстий на 1 м вскрытия толщины пласта; D_c - диаметр скважины; l' - глубина проникновения пуля в породу; d_0 - диаметр отверстий.



Номерам кривых соответствуют значения a : 1 - 1; 2 - 5; 3 - 10; 4 - 20; 5 - 40; 6 - 80; 7 - 160; 8 - 300

Рисунок 2 - Графики В. И. Щурова для определения коэффициента C_1

Дебит гидродинамически несовершенной скважины подсчитывается по формуле

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\eta \cdot (\ln \frac{R_k}{r_c} + C)}, \quad (6)$$

Заключение

Задачи притока жидкости к скважинам, гидродинамически несовершенным по характеру вскрытия пласта, и к скважинам с двойным видом несовершенства еще более сложны для исследования, чем приток к несовершенным по степени вскрытия пласта скважинам. Такого рода задачи решались теоретически М. М. Глоговским, А. Л. Хейном, М. Маскетом и другими исследователями. Все полученные ими решения весьма сложны. Наибольшее распространение в практике расчетов дебитов несовершенных скважин по характеру вскрытия пласта и с двойным несовершенством получили результаты теоретических и экспериментальных исследований, проведенных В.И.Щуровым, Г.Г.Поляковым, М.Н.Тиховым и М.С.Ватсоном.

Список использованных источников

1. Борисов Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности / Ю.П.Борисов, З.К.Рябинина, В.В.Воинов - М.: Недра, 1976. - 288 с.
2. Булыгин В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта / В.Я.Булыгин - М.: Недра, 1974. - 230 с.
3. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1982.-192 с.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ ЗНАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Т. Ахметов,

В.Ш. Мухаметшин

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

Аннотация. На продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытии с промывкой глинистым раствором при репрессии на пласт оказывает отрицательное влияние. По промысловым данным доказана эффективность устройств селективной изоляции и технологии первичного и вторичного вскрытия с использованием модульного отсекаателя пласта по сохранению естественной продуктивности пласта.

Ключевые слова: изоляция продуктивных пластов, модульные отсекаатели пластов, пакер, буферная жидкость, цементный раствор.

UDC 622.276

TECHNOLOGIES OF ISOLATION OF PRODUCTIVE LAYERS ON THE EXAMPLE OF ZNAMENSKOYE FIELD

R.T. Akhmetov,

V.Sh. Mukhametshin

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

Abstract. The productivity of wells during primary and secondary opening with washing with clay solution during repression on the formation has a negative impact. According to field data, the effectiveness of selective isolation devices and primary and secondary opening technology using a modular reservoir cut-off to preserve the natural productivity of the formation has been proved.

Keywords: isolation of productive layers, modular cut-off layers, packer, buffer liquid, cement mortar.

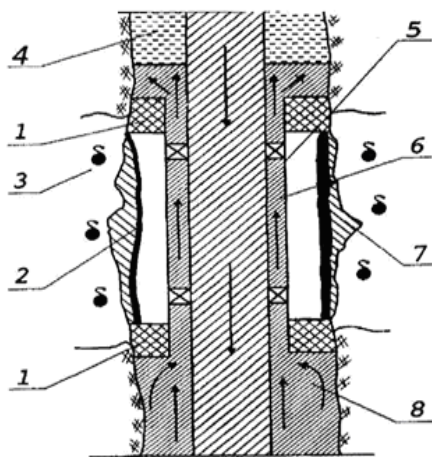
Отрицательное влияние на продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытии с промывкой глинистым раствором при репрессии на пласт, а также цементного раствора при креплении эксплуатационных колонн, специалистами нефтяниками и учеными общепризнано. Величина снижения естественной продуктивности исследованиями оценивается в 3- 4 раза. Наибольшее влияние оказывает обычная технология цементирования эксплуатационной колонны на карбонатные коллекторы, имеющие кавернозность, трещинную проницаемость, а также терригенные пласты склонные к гидроразрыву. Фактические данные показывают, что карбонатные коллектора такого типа, в результате контактирования их с цементным раствором при креплении эксплуатационной колонны, часто оказываются абсолютно бесприточными без проведения солянокислотной обработки перед освоением [1].

В Знаменском месторождении, где продуктивный основной пласт представлен карбонатами турнейского яруса сложного геологического строения с низкими коллекторскими характеристиками: средней нефтенасыщенной толщиной – 2,8 м, пористостью – 11 %, проницаемостью – 0,008 мкм², с 1995 года внедряется технология закачивания скважин без цементирования продуктивного пласта.

Технология включает проведение следующих операций по окончании бурения: в скважину, в интервал продуктивного пласта, на эксплуатационной колонне спускают устройство селективной изоляции пласта (модульный отсекаТЕЛЬ пласта МОП 156/230) – 1, в котором в верхней и нижней части в интервале 0,5 м через 25 см располагаются два ряда отверстий по 3 в одной плоскости через 120°, со сдвигом между рядами на 60°, закрытых магниевыми заглушками. После установки МОП буферная жидкость 4, затем цементный раствор 8 прокачиваются в колонне и через башмак попадают в затрубное пространство. Дойдя до нижнего пакерующего модуля 1, буферная жидкость и цементный раствор вновь поступают в затрубное пространство.

Схема крепления продуктивного интервала с помощью модульного отсекателя пластов МОП 146/300 представлена на рисунке 1.

Очистка призабойной зоны пласта за модульным отсекателем осуществляется по следующей технологии.



1 – нижний и верхний пакер модульного отсекателя пласта; 2 – глинистая корка; 3 – нефтяной пласт; 4 – буферная жидкость; 5 – фильтр; 6 – обводные каналы; 7 – зона кольмотации; 8 – цементный раствор

Рисунок 1 - Схема крепления продуктивного интервала с помощью модульного отсекателя пластов МОП 146/300

После цементажа эксплуатационной колонны на насосно-компрессорных трубах спускают пакер 5 в интервал МОП между верхними и нижними рядами отверстий 1. Для

растворения магниевых заглушек закачивают через НКТ 12 - 15 % соляную кислоту. После растворения магниевых заглушек пакер 5 сажают и через отверстия 1 производят промывку кольцевого пространства за устройством водой с поверхностно-активными веществами (ПАВ).

После чего в НКТ закачивают 12 - 15 % раствор соляной кислоты с доведением его на 50 м выше пакера. Под действием скоростного напора струи жидкости с ПАВ и кислоты, проходящих через узкую щель между МОП и пластом, кольматационный слой разрушается, и диаметр скважины увеличивается. Для более полной ликвидации кольматационного слоя реверсивно проводят 3 - 4 таких цикла, при общем расходе кислоты 3 - 4 м³. Затем скважину оставляют на реагирование 6 - 8 часов, после чего осуществляют освоение пенной системой или свабированием. Эффективность применения данного метода по карбонатам кизеловского горизонта в 2008 году составила 13 тыс.т. Всего за весь период применения МОП дополнительно добыто из карбонатных отложений 211,4 тыс.т нефти.

По промысловым данным доказана эффективность устройств селективной изоляции и технологии первичного и вторичного вскрытия с использованием модульного отсекателя пласта по сохранению естественной продуктивности пласта [2].

Список использованных источников

1 Попов А.М. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах Юго-Запада Южно-Татарского свода: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. геол.-минерал. наук./ А.М.Попов. - Уфа, 2000. – 124 с.

2 Результаты применения новых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана. – Уфа: БашНИПИнефть, 2001. – 138 с.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СКРЕБКА-ЦЕНТРАТОРА НА СКВАЖИНАХ НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ»

Р.Т. Ахметов

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

Аннотация. Промысловый опыт эксплуатации скважин в НГДУ «Бавлынефть» выявил, что проблема формирования органических отложений в призабойной зоне скважин и нефтепромысловом оборудовании возникает в основном при эксплуатации терригенных отложений верхнего девона.

Ключевые слова: межремонтный период, асфальтосмолопарафиновые отложения, терригенные отложения.

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF THE SCRAPER-CENTRALIZER ON WELLS OF NGDU " BAVLYNEFT"

R.T. Akhmetov

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

Abstract. Field experience of wells operation in OGPE "Bavlyneft" has revealed that the problem of formation of organic deposits in the bottom-hole zone of wells and oilfield equipment arises mainly in the operation of terrigenous deposits of the upper Devonian.

Keywords: inter-repair period, asphalt-resin-paraffin deposits, terrigenous deposits.

Промысловый опыт эксплуатации скважин в НГДУ «БН» выявил, что проблема формирования органических отложений в призабойной зоне скважин и нефтепромысловом оборудовании возникает в основном при эксплуатации терригенных отложений верхнего девона. На Бавлинском месторождении применяется несколько базовых направлений борьбы с АСПО.

Скважины, работа которых осложнена формированием АСПО, по степени защиты или применения методов предупреждения АСПО можно разделить на три категории: а) защищенный фонд; б) недостаточно защищенный фонд; в) незащищенный фонд.

Общепринятая классификация позволяет выделить следующие основные группы методов борьбы с АСПО:

- а) механические (применение скребков, установленных на штангах);
- б) химические (промывки растворителями или моющими средствами, применение ингибиторов);
- в) физические (тепловые, применение магнитных устройств);
- г) применение защитных покрытий;
- д) комбинирование (сочетание методов из перечисленных групп).

В настоящее время используются различные конструкции скребков для удаления АСПО из НКТ. Это различные штанговые скребки и скребки-центраторы, скребки с прямым и спиральными лопастями, спускаемые в скважину.

Применение скребков и скребков-центраторов (СЦ) основано на использовании таких физических свойств органических отложений, как низкая механическая прочность и хрупкость. Скребки-центраторы выполняют одновременно две функции: а) удаление отложений со стенок НКТ; б) центровка колонны штанг с целью уменьшения и предотвращения истирания стенок НКТ.

Нами предлагается перевести скважину, защищенную скребками-центраторами конструкции Иркенефть СЦ «ИН» на более эффективные скребки-центраторы конструкции Бавлынефть СЦ «БН».

Технологический эффект при внедрении СЦ «БН» на скважинах, оборудованных ШГН, можно условно разбить на следующие составляющие:

отказ от эксплуатации штанговращателей, как технологически излишних составляющих;
снижение недоборов нефти за счет уменьшения количества ПРС;
уменьшение расходов материала на изготовление скребка-центратора. Основная идея – расположение ребер на скребке-центраторе подобно расположению зубьев шевронного зацепления. В результате расчета, оптимизирующего форму ребер скребка-центратора, полностью исключается крутящий момент, возникающий на базовом скребке-центраторе, обеспечивается максимальная поверхность контакта с внутренней поверхностью НКТ, что позволяет отказаться от штанговращателя – полное перекрытие проходного канала. Кроме того, проходное сечение нового СЦ на 10% больше, что в совокупности с максимально обтекаемой формой, обеспечивает меньшее гидравлическое сопротивление, экономию полиамида при наплавке скребка-центратора; снижение потребления электроэнергии при эксплуатации скважин.

Дополнительная добыча появляется за счет снижения времени на текущий ремонт скважины по причине обрыва (отворота) штанг.

При изменении межремонтного периода работы скважин, прирост добычи нефти определяется по формуле

$$Q_{МРП} = \left(\frac{365}{T_1} - \frac{365}{T_2} \right) \cdot q_{ср} \cdot t_p,$$

где T_1 – межремонтный период до проведения мероприятия, сут;

T_2 – межремонтный период после проведения мероприятия, сут;

$q_{ср}$ – среднесуточный дебит скважин, т/сут;

t_p – средняя продолжительность одного подземного ремонта, сут;

$$t_p = 117,8 \text{ час} = 4,9 \text{ сут.}$$

Ниже представлены результаты расчета дополнительной добычи нефти по двум скважинам Бавлинского месторождения.

$$\Delta Q_1 = \left(\frac{365}{291} - \frac{365}{573} \right) \cdot 5,1 \cdot 4,9 = 15,45 \text{ м}^3 / \text{год} ;$$

$$\Delta Q_2 = \left(\frac{365}{266} - \frac{365}{465} \right) \cdot 4,4 \cdot 4,9 = 12,67 \text{ м}^3 / \text{год} .$$

Из решения формулы видно, что годовая дополнительная добыча нефти одной скважины в результате внедрения скребка – центриатора конструкции «Бавлынефть» в среднем составит 14,03 т/год.

Список использованных источников

1. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях/ М. Н. Персиянцев. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
2. Сагадеев, Р.С. Технология индукционного нагрева/ Р.С. Сагадеев// – Уфа: Нефтяник, 2012.
3. Бабат, Г.И. Индукционный нагрев металлов и его промышленное применение/ Г.И. Бабат// – М.-Л.: Энергия, 2010. – 552 с
4. Бывалин, О. Д. Нефть Сибири / Бывалин О.Д. // Нефтяник Ямала, 2012.
5. Кувадин. В.Н. Борьба с осложнениями при добыче [Электронный ресурс]. – URL: <http://icrnservice.com>.

УДК 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП В УСЛОВИЯХ ПАЛЪЯНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Т. Ахметов

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

Аннотация. На Пальяновском месторождении проводятся работы по увеличению нефтеотдачи пластов. В результате гидроразрыва пласта в породах образуются новые трещины за счет создания на забое скважины высокого давления, превышающего вес вышележащих пород. Это стимулирует действие на режим эксплуатации окружающих скважин.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нефтеотдача пластов, высокое давление.

UDC 622.276

RESULTS OF HYDRAULIC FRACTURING APPLICATION IN CONDITIONS PALYANOVSKOYE FIELD

R.T. Akhmetov

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

Abstract. At the Palyanovskoye field, work is underway to increase oil recovery. As a result of hydraulic fracturing, new cracks are formed in the rocks due to the creation of high pressure at the bottom of the well, exceeding the weight of the overlying rocks. This stimulates the action on the operating mode of the surrounding wells.

Keywords: hydraulic fracturing, oil recovery, high pressure.

На Пальяновском месторождении начиная с 2001 года проводились работы по увеличению нефтеотдачи пластов.

В результате ГРП в породах образуются новые трещины за счет создания на забое скважины высокого давления, превышающего вес вышележащих пород.

ГРП оказывает стимулирующее действие на режим эксплуатации окружающих скважин. Доля дополнительной добычи нефти за счет стимулирования работы скважин в среднем превышает 30 % всей величины технологического эффекта от метода ГРП. Из-за большой длины трещины и гидродинамического воздействия на пласт ГРП позволяет воздействовать на обширные участки залежей.

ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Среднее ожидаемое значение дополнительной добычи нефти на один ГРП по месторождениям ООО «Газпромнефть-Хантос» превышает 40 тыс.т. Успешность проведения ГРП составляет 89,7 %.

Одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи пласта на Пальяновском месторождении является метод ГРП.

2 Выбор и обоснование применения гидравлического разрыва пласта для условий Пальяновского месторождения

ГРП – это одно из геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающем фонде, направленное на восстановление производительности скважин и интенсификацию добычи нефти, а также на устранение притока воды в добывающие скважины. Исходя из этого, эффективность ГТМ оценивается по трём основным характеристикам:

- 1) прирост дебита нефти после мероприятия;
- 2) рост обводнённости продукции скважины после мероприятия;
- 3) длительность эффекта прироста дебита нефти после мероприятия.

Наиболее востребованными ГТМ являются различные виды воздействия на ПЗП.

При однократном разрыве предполагается образование одной трещины в продуктивной толщине пласта, многократном – нескольких трещин по всей вскрытой продуктивной толщине пласта; направленном – образование трещин в заранее предусмотренных интервалах толщины пласта. До начала работ по ГРП определяют глубину забоя скважины, при необходимости промывают ее для удаления забойной пробки. Затем скважину исследуют на приток. Иногда для снижения давления разрыва и повышения эффективности процесса применяют гидropескоструйную перфорацию, соляно-кислотную обработку или перестрел интервала фильтра. Поскольку при гидроразрыве пласта в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) давления превышают допустимые для обсадных колонн, то в скважину на НКТ спускают пакер, изолирующий кольцевое пространство и предохраняющий колонну от давления. Пакер спускают с якорем – устройством, предупреждающим смещение пакера по колонне, и устанавливают его выше верхних отверстий фильтра (кровли пласта). Устье оборудуют головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания рабочих жидкостей.

Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов:

- закачки в скважину жидкости разрыва для создания трещины в пласте;
- закачки жидкости-песконосителя;
- закачки продавочной жидкости для проталкивания песка в трещины и предохранения их от смыкания.

При большой толщине продуктивного пласта проводят многократный разрыв, т. е. несколько разрывов в пласте за одну операцию.

3 Подбор скважин для осуществления программы по проведению гидравлического разрыва пласта на Пальяновском месторождении

Подбор кандидатов- скважин является, вероятно, наиболее критичным этапом всего проекта ГРП. Успех ГРП в очень большой степени зависит от подбора скважины.

Параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП:

- 1 Карта месторождения с указанием:

- 1) расположения скважины-кандидата;
 - 2) расположения соседних скважин, включая нагнетательные;
 - 3) расположения скважин с выполненными ГРП;
 - 4) легендой, дающей возможность рассчитать расстояния до соседних скважин.
 - 2 Данные по добыче прошлых лет:
 - 3 Данные (диаграммы) ГИС в открытом стволе:
 - 4 Данные по интересующему и соседним пластам:
 - 1) пластовое давление;
 - 2) пластовая температура;
 - 3) пористость;
 - 4) литология;
 - 5) местонахождение разломов;
 - 6) естественная трещиноватость коллектора.
 - 5 Данные по фильтрационным свойствам пласта, полученные при бурении:
 - 6 Представляет ли проблему вынос проппанта?
 - 7 Схемы конструкции скважин с указанием расположения интервалов перфорации, высоты подъема цемента, интервалов посадки и диаметров, цементных мостов-пробок, мест выполнения ловильных работ.
 - 8 Сведения по обсадным и НКТ колоннам:
 - 1) диаметры, марки стали, интервалы спуска;
 - 2) наличие хвостовика в скважине?;
 - 3) диаметр планируемой колонны ГРП?;
 - 4) выдержит ли колонна ГРП преждевременный «Стоп»?;
 - 5) выдержит ли затруб ожидаемые давления?;
 - 6) достаточно ли качество цементирования над предполагаемой высотой трещины?;
 - 7) достаточно ли сцепление цементного камня (качество и количество) чтобы избежать смятия обсадной колонны над пакером?;
 - 9 Данные о перфорации: тип перфоратора; плотность перфорации (отв. на м); диаметр и глубина отверстий (мм); отношение диаметра к макс. размеру частиц проппанта (меш).
 - 10 Искривление ствола:
 - 11 Полные данные по эксплуатации скважины.
 - 12 Наземные сооружения.
 - 13 Поддержка проекта со стороны ППД.
 - 4 Эффективность проведения ГРП
- Средний прирост дебита жидкости составил 53 м³/сут, средний прирост дебита нефти составил 40 т/сут. Плановые показатели по жидкости 47 м³/сут и по нефти 38 т/сут соответственно. Дополнительная добыча нефти от проведенных ГРП на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» за 2009 г. составила 1834,4 тыс. т.
- Средний прирост дебита жидкости составил 53 м³/сут, средний прирост дебита нефти составил 40 т/сут. Плановые показатели по жидкости 47 м³/сут и по нефти 38 т/сут соответственно. Дополнительная добыча нефти от проведенных ГРП на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» за 2009 г. составила 1834,4 тыс. т.

Список использованных источников

1. Иванов, С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам /С.И. Иванов // [Текст]: учеб. пособие для вузов. – М.: «Недра», 2006. – 567 с.
2. Блажевич, В.А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта /В.А. Блажевич // [Текст]. – М.: «Недра», 1961. – 131 с.
3. Альмухаметова, Э.М. Выбор скважин для гидроразрыва пласта [Текст] / Э.М. Альмухаметова, Е.В. Евдокимова // Проблемы и методы обеспечения надежности и

безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 40.

4. Малышев, Г.А. Методика выбора скважин для проведения гидроразрыва пласта [Текст] / Г.А. Малышев // Известия вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 79.

УДК 622.276

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МУСТАФИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Т. Ахметов

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

Аннотация. Основной задачей дальнейшей разработки месторождения Мустафинского, а следовательно, и кизеловского горизонта, является достижение максимально возможной нефтеотдачи прежде всего за счет вовлечения в разработку запасов нефти неразрабатываемых залежей путем их разбуривания и использования возвратного фонда, а также вовлечения в активную разработку слабо- дренируемых зон разрабатываемых залежей и возобновление разработки ранее разрабатываемых залежей как за счет РИР в остановленных скважинах, так и использования возвратного фонда, бурения новых скважин или боковых стволов.

Ключевые слова: продуктивные пласты, методы увеличения нефтеотдачи, карбонатные отложения, полимер гивпан, кремнезем.

UDC 622.276

MODERNIZATION OF THE MUSTAFA FIELD DEVELOPMENT SYSTEM

R. T. Akhmetov

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

Abstract. The main task of further development of the field Mustafinova, and hence the Kizel horizon, is to achieve maximum oil recovery, primarily through involvement in the development of oil reserves undeveloped deposits by drilling and the use of the return Fund, as well as involvement in the active development of poorly - drained areas of developed deposits and the re-development of previously-mined deposits due to the RIWs in shut-in wells, and the use of the return Fund drilling of new wells or sidetracks.

Keywords: productive formations, methods of increasing oil recovery, carbonate deposits, polymer givpan, silica.

Мустафинское месторождение находится на основной стадии разработки. Основной задачей дальнейшей разработки месторождения, а следовательно, и кизеловского горизонта, является достижение максимально возможной нефтеотдачи прежде всего за счет вовлечения в разработку запасов нефти неразрабатываемых залежей путем их разбуривания и использования возвратного фонда, а также вовлечения в активную разработку слабо-дренируемых зон разрабатываемых залежей и возобновление разработки ранее разрабатываемых залежей как за счет РИР в остановленных скважинах, так и использования возвратного фонда, бурения новых скважин или боковых стволов.

В соответствии с этим, по кизеловскому горизонту предусматривается ввод в разработку двух залежей (3 и 4) за счет возвратной скважины № 44 ТМК (залежи 3) и пуском из ожидания ликвидации скважины № 1509. Также предусматривается бурение новых добывающих скважин на зоны с неактивным дренированием– 2 скважины на залежь 1 и 6

боковых стволов (пять на залежь 1 и один на залежь 4).

Проектом разработки предусматривается продолжение закачки воды (первая залежь) в карбонатные отложения турнейского яруса кизеловского горизонта. Следует отметить, что остальные залежи нефти кизеловского горизонта разрабатываются без поддержания пластового давления. С учетом особенностей месторождения – большая разбросанность залежей по площади и их небольшие размеры – исключается возможность применения методов, требующих капитальных вложений и дополнительного обустройства. Поэтому предпочтительно применение методов, предусматривающих периодическое воздействие на пласт.

Для воздействия на продуктивные карбонатные пласты кизеловского горизонта предлагается системное воздействие путем обработок композиционными системами на основе полимера гивпан (нагнетательные скважины) и кремнезема – кварц (добывающие скважины). Изучен опыт применения различных технологий на нефтяных залежах с карбонатными коллекторами.

Выбор технологий для рассматриваемого объекта выполнен на основе результатов внедрения методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных залежах с аналогичными геолого-физическими характеристиками. Сравнительный анализ результатов внедрения технологий в условиях карбонатных коллекторов месторождений ОАО «АНК «Башнефть» показал, что композиции на основе гивпана и кварца имеют самую высокую удельную технологическую эффективность.

Физико-химическая сущность применения гелеобразующей оторочки на основе гивпана заключается в том, что в процессе фильтрации рабочих растворов в наиболее проницаемые зоны снижается проницаемость промытых пропластков с изменением направления фильтрационных потоков и это способствует увеличению коэффициента охвата пласта заводнением. Гелеобразный осадок, устойчивый к размыву, образуется непосредственно в пласте в результате взаимодействия макромолекул полимера с высокоминерализованной водой. Введение в композицию дистиллерной жидкости, алюмохлорида способствует увеличению объема образующегося гелеобразного осадка.

Для проведения обработок добывающих скважин используется композиция на основе кварца, нефти и кислоты. Увеличение продуктивности призабойной зоны нефтесодержащего карбонатного пласта достигается за счет создания новой пористой структуры в карбонатном пласте путем растворения кислотой карбонатных соединений, также при воздействии происходит гидрофобизация поверхности поровых каналов в призабойной зоне пласта. При этом технический результат заключается в расширении зоны воздействия. В качестве кислотоотталкивающего гидрофобного материала при проведении глубоконаправленных соляно-кислотных обработок используется модифицированный тонкодисперсный кремнезем (гидрофобная модификация) с размером частиц от 5 до 50 мкм. Данный материал обладает высокой степенью адгезии и твердо закрепляется на поверхности как гидрофильных, так и гидрофобных горных пород, что является одним из главных преимуществ перед жидкими гидрофобизирующими составами. Характеризуется способностью снижать скорость растворения карбонатной породы. Доставка гидрофобизирующего материала в нефтяной пласт осуществляется путем закачивания суспензии в органическом носителе (нефть и другие) с последующим продавливанием вглубь пласта.

Для проведения обработок используется тонкодисперсный гидрофобный материал – порошок, в качестве которого может использоваться гидрофобная модификация дисперсного кремнезема (МДК). В кислотной композиции используется техническая соляная кислота.

Выполнены расчеты основных прогнозных технологических показателей разработки залежи кизеловского горизонта. По расчету за период 2012-2078 гг. на залежи планируется провести 230 обработок добывающих и 119 – нагнетательных скважин, дополнительная добыча нефти составит 101,694 тыс.т. Прирост КИН составит 1,53%. Для проведения обработок необходимо 8280 т нефти, 1618 т соляной кислоты, 18,4 т кварца, 178,5 т гивпана и замедлителя 4,76 т.

Нами рекомендуется бурение бокового ствола с совершенным вскрытием пласта в скважине № 66, которая на данный момент находится в пьезометрическом фонде скважин. Бурение бокового ствола предлагается произвести в этой части месторождения на основании того, что область скважины № 66 слабо охвачена заводнением, что определяется по карте изобар, а также вследствие достаточно большой нефтенасыщенной толщины в данной области. А направление бурения бокового ствола задаем в сторону увеличения эффективных мощностей, то есть на северо-северо-восток. К тому же по карте текущей нефтенасыщенности в данной области расположен участок с более высоким содержанием нефти.

При бурении бокового ствола из пьезометрической скважины № 66 предполагаемый прирост дебита по расчетам составит около 5 т/сут.

Список использованных источников

1. Щербакова, А.С. Повышение эффективности трудноизвлекаемых запасов из скважин сложного профиля // Молодой ученый. – 2017. – №34. – С. 9-12. – URL: <https://moluch.ru/archive/168/45450/>
2. ТРИЗ как объективная реальность. Особенности классификации и разработки трудноизвлекаемых запасов [Электронный ресурс] / П. Шмелев // Сибирская нефть. – 2018. – № 149. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610/>
3. Максutow, Р.А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России. / Р.А. Максutow, Г.И. Орлов, А.В. Осипов // Технологии ТЭК. – № 6. – 2005. – С. 36–40.
4. Рузин, Л.М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2015. – 166 с.
5. Гарушев, А.Р. Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 10. – С. 4–7.
6. Рахмонкулов, М.Т. Анализ и разработка месторождений с подгазовыми нефтяными объектами [Электронный ресурс] // Молодой ученый. – 2016. – №14. – С. 261–263. – URL: <https://moluch.ru/archive/118/32671/>

УДК 550.38

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ НГДУ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ»

Н.А. Ворсина

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

Аннотация. Для увеличения нефтеотдачи в НГДУ «Туймазанефть» применяют химические методы. Применение кислот для увеличения проницаемости призабойной зоны основано на способности кислот вступать в химическую реакцию с породой продуктивного пласта и за счет этого образовывать каверны различной протяженности и конфигурации.

Ключевые слова: кислотная обработка, скважина, соляно-кислотная обработка, дебит, гипано - кислотная обработка, интенсификация.

UDC 550.38

APPLICATION OF METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY IN CONDITIONS OGPE «TUIMAZANEFT»

N.A. Vorsina

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

Abstract. To increase oil recovery in oil and gas OGPE «Tuimazaneft» used chemical methods. The use of acids to increase the permeability of the bottom-hole zone is based on the ability of acids to chemically react with the rock of the productive formation and thereby form cavities of different length and configuration.

Keywords: acid treatment, the well, the hydrochloric acid treatment, production, Gitano acid treatment, intensification.

Для увеличения нефтеотдачи в НГДУ «Туймазанефть» применяют химические методы, эффективность которых представлена в таблице.

К химическим методам относятся все виды воздействия кислотами и поверхностно-активными веществами. Применение кислот для увеличения проницаемости призабойной зоны основано на способности кислот вступать в химическую реакцию с породой продуктивного пласта и за счет этого образовывать каверны различной протяженности и конфигурации.

Таблица 1 - Эффективность химических методов увеличения нефтеотдачи, применяемых в НГДУ «Туймазанефть»

Технология	Количество обработанных скважин	Дополнительная добыча нефти, т
Закачка КЗД	22	1701
Закачка нефелина	12	856
Закачка композиции неонол-ПАВ	20	1366

Гелеобразующая технология на основе нефелина и раствора соляной кислоты применяется для снижения проницаемости промытых пропластков эффективности мощности пласта за счет создания в пласте гелевых блоков на путях фильтрации воды. Гелеобразование происходит в пласте по истечении некоторого времени в результате контакта закачиваемых компонентов – нефелина и водяного раствора соляной кислоты. Технологический процесс позволяет уменьшить обводненность добываемой продукции скважин. Основными преимуществами технологии являются: высокие прочностные характеристики образующихся гелей; возможность управлять процессами гелеобразования в пористой среде в сочетании с дешевизной и наличием достаточно больших ресурсов для крупномасштабного применения.

Технология процесс обработки ПЗП композицией на основе ПАВ заключается в закачке через нагнетательную или добывающую скважину одновременно или последовательно кислотой композиции с добавкой реагентов для замедления скорости реакции с породой и эмульсеобразующей композиционной системой на основе поверхностно-активного вещества, жидкого углеводорода.

Сущность данной технологии заключается в следующем. При закачивании кислотной композиции с добавками для замедления скорости реакции с породой за счет увеличения матриц коллектора повышается фазовая проницаемость по нефти. При закачивании композиционной системы, содержащей ПАВ и жидкий углеводород, в водонасыщенных каналах пласта образуется среднефазная система – гидрофобная эмульсия, способствующая снижению проницаемости по воде за счет образования водонефтяной эмульсии по пути фильтрации, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков и увеличению нефтеотдачи пласта. С другой стороны, фильтрация композиционной системы в нефтенасыщенные пропластки приводит к разжижению нефти и более легкому вытеснению ее из пласта. Для увеличения добычи нефти за счет повышения охвата пласта воздействием способ можно осуществлять одновременно на нагнетательных и добывающих скважинах.

Обработка призабойной зоны пласта КЗД предназначена для выполнения работ по восстановлению и увеличению продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные пласты. Компонентами кислоты замедленного действия являются: алюмохлорид и соляная

кислота. Данный кислотный состав разработан с целью увеличения радиуса охвата пласта воздействием за счет повышения проникающей (в активном состоянии) способности в пласт. Растворение карбонатных пород происходит благодаря образованию соляной кислоты в зоне обработки в результате гидролиза алюминия.

Преимуществом обработки призабойной зоны пласта КЗД, в сравнении с рассмотренными технологиями, являются:

- 1) относительная простота и дешевизна в сравнении с получаемыми результатами;
- 2) совместимость комплекса реагентов с пластовым флюидом;
- 3) предотвращение осадкообразования при контакте пластовой воды и продуктов реакции кислотного состава с породой;
- 4) гидрофобизация коллектора и повышение проницаемости пласта по нефти;
- 5) перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемой залежи;
- 6) подключение в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.

К недостаткам можно отнести увеличение обводненности добываемой продукции скважин. Тогда как закопка нефелина и композиции неонол+ПАВ приводит к ограничению притока воды в добывающие скважины.

Дополнительную добычу после проведения обработки КЗД получают не во всех скважинах, и не все обработки происходят успешно.

К основным причинам неудачных обработок КЗД относятся неправильный подбор скважин из-за отсутствия по скважинам данных или неточные данные, которые приводят к ошибочным решениям при принятии скважины к обработке.

К ним относятся: текущий дебит скважины; обводненность продукции; пластовое давление; повышения пластового давления над гидростатическим в процессе эксплуатации скважины; остаточная нефтенасыщенность пласта (первоначальные запасы, отбор).

Ошибки при определении приемистости скважины за счет: точности манометра; неточного замера объема жидкости; закачки объема жидкости, недостаточного для стабилизации закачки; неточности отсчета времени и другие.

Из рассмотренных химических методов увеличения нефтеотдачи наибольший эффект достигается при применении технологии обработки призабойной зоны пласта КЗД. При обработке двадцати двух скважин данной композиции дополнительная добыча составила 1,701 тыс. тонн. Дополнительная добыча нефти на одну скважину – обработку по технологии закачки КЗД составила 77,3 т, по сравнению с композициями на основе нефелина и ПАВ, где соответствующий показатель составляет 71,3 и 68,3 т соответственно (рисунок 1).

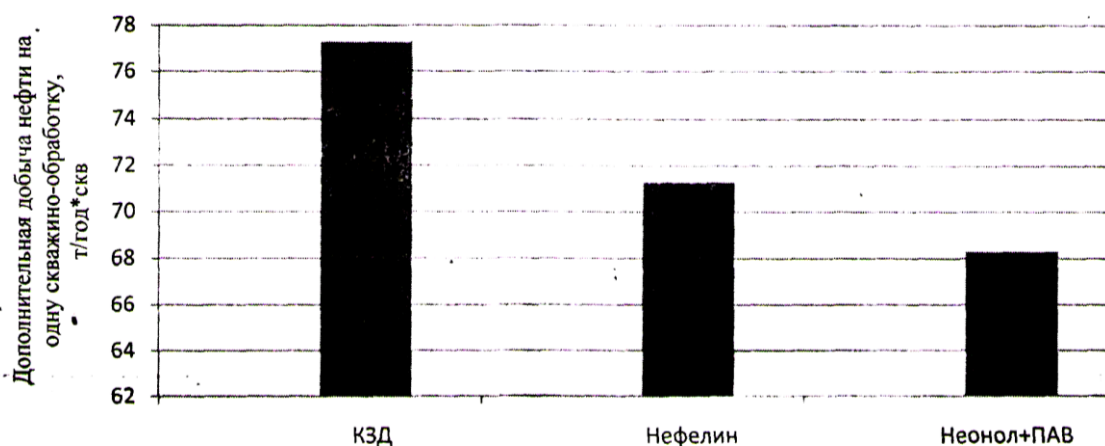


Рисунок 1– Удельная эффективность на обрабатываемую скважину

Опыт применения рассмотренных технологий в НГДУ «Туймазанефть» показывает, что при обработке нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах наиболее

целесообразно применять технологии закачки нефелина и композицию неонол+ПАВ, а при обработке добывающих скважин в карбонатных коллекторах технологию обработки призабойной зоны пласта КЗД.

Список использованных источников

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2013. – 816 с.
2. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений/ Б.В. Покрепин. – Волгоград.Издательство «Ин Фолио», 2014 – 192 с.
3. Григорьев М.Н. Региональная специфика трудноизвлекаемых запасов нефти России // М.Н.Григорьев. – Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 14–17.
4. Губайдуллин Ф.Р. Влияние химических реагентов, применяемых в системе нефтедобычи, на устойчивость водонефтяных эмульсий / Ф.Р. Губайдуллин, О.С. Татьяна, Т.Ф. Космачева, Р.З. Сахабутдинов, И. Х.Исмагилов // Нефтяное хозяйство, 2003. — № 8, - С. 68-70.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ПРИ КИСЛОТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

О.А. Грезина

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

Аннотация. В ОАО «АНК «Башнефть» базовая добыча нефти, определяемая возможностями системы разработки месторождения, поддерживается за счет оптимизации работы оборудования в скважинах, ремонтно-изоляционных работ, обработок призабойной зоны (ОПЗ) скважин, ликвидации отложений, выравнивания профиля притока или приемистости и других мероприятий.

Ключевые слова: совершенная скважина, вскрытие пласта, кислотная обработка, добыча нефти.

UDC 622.276

FEATURES OF THE DEVELOPMENT TUYMAZINSKY OIL FIELD UNDER ACIDIC INFLUENCE ON THE FORMATION

О.А. Grezina

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

Abstract. At Bashneft, basic oil production, determined by the capabilities of the field development system, is supported by optimizing the operation of equipment in wells, repair and insulation works, treatment of the bottom-hole zone (OPZ) of wells, elimination of deposits, alignment of the inflow or pick-up profile and other measures.

Keywords: perfect well, reservoir opening, acid treatment, oil production.

В ОАО «АНК «Башнефть» базовая добыча нефти, определяемая возможностями системы разработки месторождения, поддерживается за счет оптимизации работы оборудования в скважинах, ремонтно-изоляционных работ, обработок призабойной зоны (ОПЗ) скважин, ликвидации отложений, выравнивания профиля притока или приемистости и других мероприятий.

При обработке призабойной зоны скважин производят кислотную ванну (СКВ), соляно-кислотную обработку (СКО), комплексную обработку СКВ+СКО, ОПЗ прочими химическими реагентами, термогазохимическое воздействие (ТГХВ) и другие физические методы, перфорацию.

Перфорация возможна в следующих вариантах: перестрел (повторная перфорация имеющегося интервала того же пласта), дострел (перфорация нового интервала того же пласта), перестрел с дострелом.

Постоянное изучение и обобщение накопленного опыта применения методов поддержания базовой добычи нефти дают основание для выбора наиболее эффективных и надежных технологий с целью оптимизации программы работ на ближайшую перспективу. В процессе работы были проанализированы показатели эффективности применения этой группы технологий в скважинах Туймазинского цеха добычи нефти и газа №4 НГДУ «Туймазанефть» в 2006-2007 гг. (таблица 1 и рисунок 2).

Основным показателем эффективности является дополнительная добыча нефти, определяемая по базовому дебиту. В 2007 г. чаще других проводились мероприятия по ликвидации отложений в скважинах – 41 скважино-операция с эффектом 4280 т нефти; выполнена одна кислотная обработка, повторная перфорация не проводилась.

Обобщенные результаты применения ОПЗ на объектах Туймазинского месторождения следующие. Начальный прирост дебита нефти и дополнительная добыча нефти после воздействия составили: для соляно-кислотной обработки – 1,5 т/сут и 260 т, для перестрела (повторной перфорации) – 2,0 т/сут и 350 т.

Часть фонда добывающих скважин ТЦДНГ №4 имеет продуктивность ниже потенциальной. Для повышения эффективности ОПЗ скважин, эксплуатирующих бобриковский горизонт, предлагается проводить при одной скважино-операции последовательно перестрел и глинокислотную обработку (ГКО).

Таблица 1 - Фактические результаты геолого-технических мероприятий, обеспечивающих поддержание базовой добычи нефти в скважинах ТЦДНГ-4 в 2006-2007 гг.

Наименование мероприятий	Количество скважино-операций				Дополнительная добыча нефти, тыс.т			
	2006 г.		2007 г.		2006 г.		2007 г.	
	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Соляно-кислотная обработка	4	4	1	1	0,42	0,42	0,07	0,07
Очистка ПЗП растворителями и растворами ПАВ	37	37	-	-	7,1	7,1	-	-
Промывка горячей нефтью и паром	26	26	29	29	4,9	4,9	2,712	2,712
Оптимизация производительности УЭЦН	8	8	-	-	5,09	5,09	-	-
Оптимизация производительности УШГН	9	9	12	12	3,1	3,1	4,4	4,4
Оптимизация параметров станков-качалок	5	5	11	11	1,8	1,8	4,3	4,3
Оптимизация подвесок НКТ и штанг	14	14	7	7	3,96	3,96	2,8	2,8
Ликвидация АСПО, солеотложений и гидратообразований	54	54	41	41	6,944	6,944	4,28	4,28

Предполагается продолжить работу в следующих направлениях:

- обобщить условия применения повторной перфорации (дебиты нефти и жидкости, обводненность отбираемой продукции) в скважинах Туймазинского месторождения;
- рассмотреть результаты гидродинамических исследований скважин до и после воздействия для оценки соотношения между потенциальной и фактической продуктивностью и результатов воздействия;
- обобщить результаты применения повторной перфорации (дополнительная добыча нефти, рентабельность) в скважинах Туймазинского месторождения.

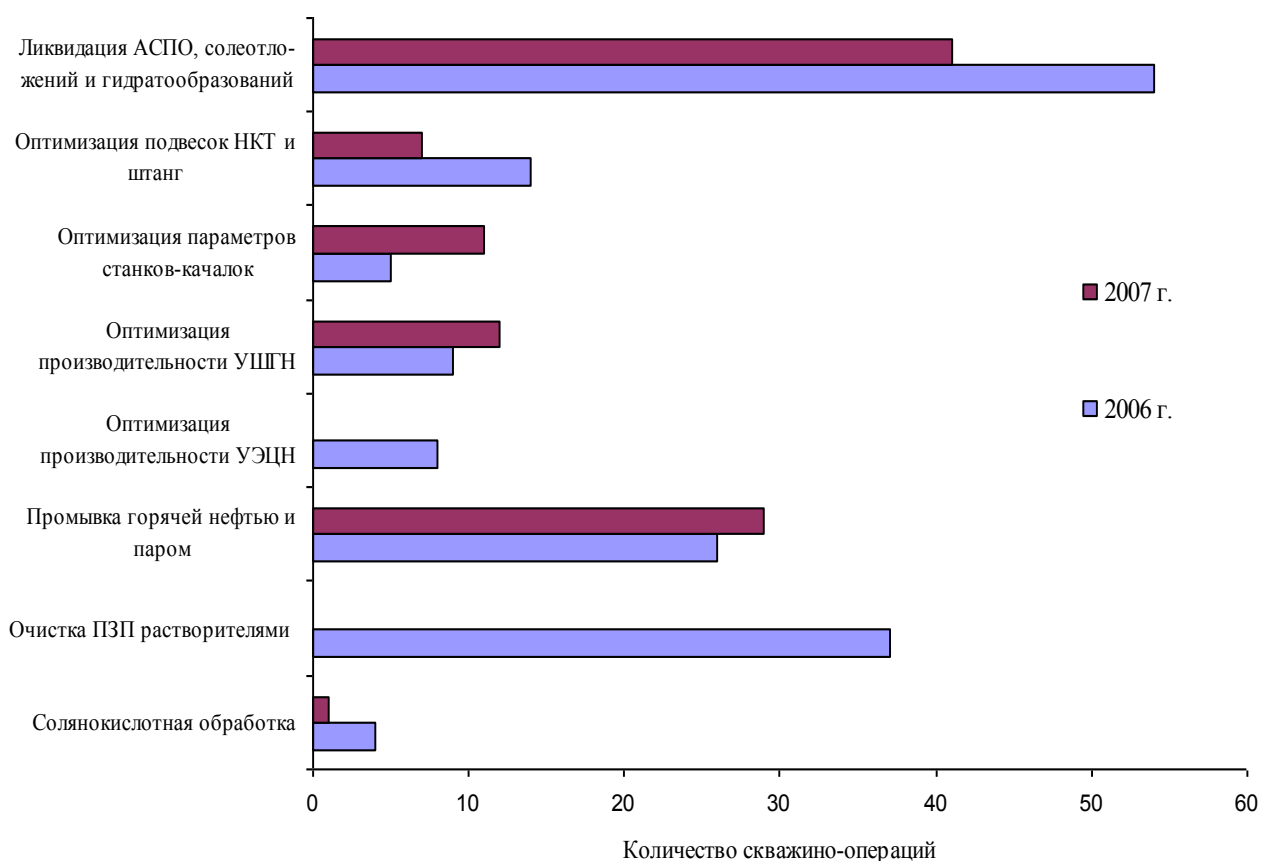


Рисунок 1 – Гистограмма количества геолого-технических мероприятий, обеспечивающих поддержание базовой добычи нефти, в скважинах ТЦДНГ-4 в 2006-2007 гг.

Список использованных источников

1. Филиди, Г.Н. Разработка техники и технологий геофизических работ в скважинах методами бокового отбора керна и сверлящей перфорации / Г.Н. Филиди // [Текст]. – Октябрьский: ОАО НПП «ВНИИГИС», 2001. – 224 с.
2. Амиян, В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева // [Текст]. – М.: «Недра», 1972. – 336 с.
3. Габдуллин, Р.Г. Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкция забоев скважин / Р.Г. Габдуллин, Р.К. Ишкаев // [Текст]. – Тюмень: «Вектор-Бук», 1998. – С. 50-77.
4. Гайворонский, И.Н. Оценка качества вскрытия пластов по промысловым данным / И.Н. Гайворонский // Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 8. – С. 17-19.
5. Филиди, Г.Н. О сверлящих перфораторах на кабеле / Г.Н. Филиди, Р.К. Яруллин // НТВ АИС «Каротажник». – 1996. – № 24. – С. 79-83.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ИЛЬКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.А. Грезина

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

Аннотация. Выполнение проектных показателей разработки нефтяных месторождений при искусственном заводнении в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости. Однако в процессе закачки вод происходит постепенное снижение, а иногда и полная потеря приемистости. Заводнение является основным методом интенсификации разработки и повышения коэффициента извлечения запасов нефти Илькинского месторождения.

Ключевые слова: заводнение, приемистость, добыча нефти, нагнетательная скважина, поддержание пластового давления.

UDC 622.276

APPLICATION OF ACID TREATMENT FOR RECOVERY OF INJECTION WELLS PICK-UP AT THE ILKINSKOYE FIELD

O.A. Grezina

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

Abstract. The performance of design indicators of oil field development during artificial flooding largely depends on the effective operation of injection wells with stable pick-up. However, in the process of water injection, there is a gradual decrease, and sometimes a complete loss of pick-up. Flooding is the main method of intensification of development and increase of oil reserves recovery coefficient of Ilkinsky field.

Keywords: flooding, pick-up, oil production, injection well, reservoir pressure maintenance.

Выполнение проектных показателей разработки нефтяных месторождений при искусственном заводнении в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости. Однако в процессе закачки вод происходит постепенное снижение, а иногда и полная потеря приемистости.

Заводнение является основным методом интенсификации разработки и повышения коэффициента извлечения запасов нефти Илькинского месторождения. Месторождение находится на поздней стадии разработки. Годовая добыча нефти постепенно снижается, в то же время остаточные геологические запасы нефти характеризуются значительной величиной, поэтому задача повышения эффективности разработки является актуальной.

Проведенный анализ методов восстановления приемистости нагнетательных скважин в Октябрьском цехе поддержания пластового давления НГДУ «Гуймазанефть» показал, что в основном на октябрьской группе месторождений, включающей Серафимовское, Абдуловское, Копей-Кубовское, Суллинское, Стахановское, Михайловское, Троицкое, Саннинское, Ташлы-Кульское, Петропавловское, Кальшалинское, Илькинское, Солонцевское и Усень-Ивановское месторождения, в 2005-2007 гг. проводились кислотные обработки призабойных зон скважин. Из 16 проведенных кислотных обработок 9 проходили с использованием колтюбинговой установки. В среднем приемистость скважины после такой обработки увеличивается в 3,4 раза. На Илькинском месторождении в этот период никаких обработок не проводилось.

Рассмотрим динамику режима работы некоторых нагнетательных и реагирующих скважин. В качестве примера возьмем очаги нагнетательных скважин №812, 173 лнд, 17 срф Серафимовского месторождения (рисунки 1 - 3).

По этим рисункам видно, что после проведения кислотной обработки приемистость нагнетательной скважины резко увеличивается и затем происходит её постепенное снижение. Дебиты нефти в реагирующих скважинах, выбираемых по карте изобар, увеличиваются и стабилизируются на некоторое время.

Основным показателем эффективности является дополнительная добыча нефти, определяемая по характеристикам вытеснения.

Обобщенные результаты применения кислотных обработок в нагнетательных скважинах, эксплуатирующих объекты месторождений НГДУ «Туймазанефть», в расчете на группу реагирующих скважин следующие: дополнительная добыча нефти - 500 т, продолжительность эффекта – 12-24 месяца, средний прирост дебита нефти 1,0 т/сут. Мероприятия, выполняемые с использованием колтюбинговой установки, экономически эффективны.

Таким образом, рекомендуется использовать кислотные обработки призабойной зоны нагнетательных скважин для восстановления их приемистости. Предполагается подробнее рассмотреть условия и результаты применения этой группы технологий с использованием специальных программ по интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин и оценке технологической эффективности.

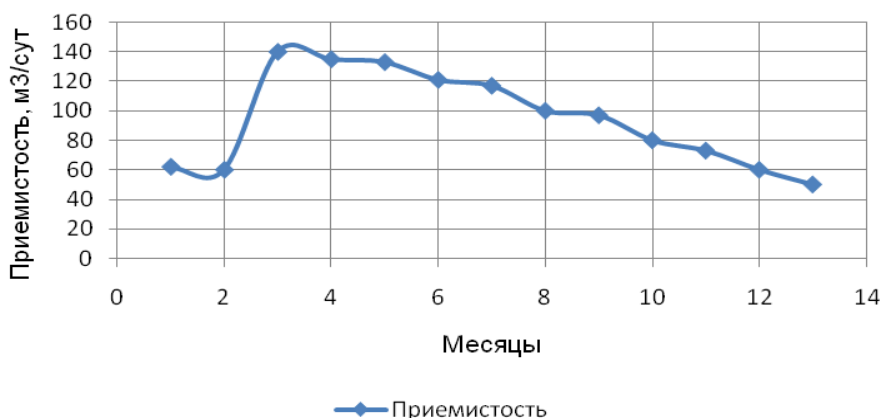


Рисунок 1 – Динамика работы нагнетательной скважины №812. Дата ОПЗ – март 2006 года, Серафимовское месторождение, пласт Д^{паш}

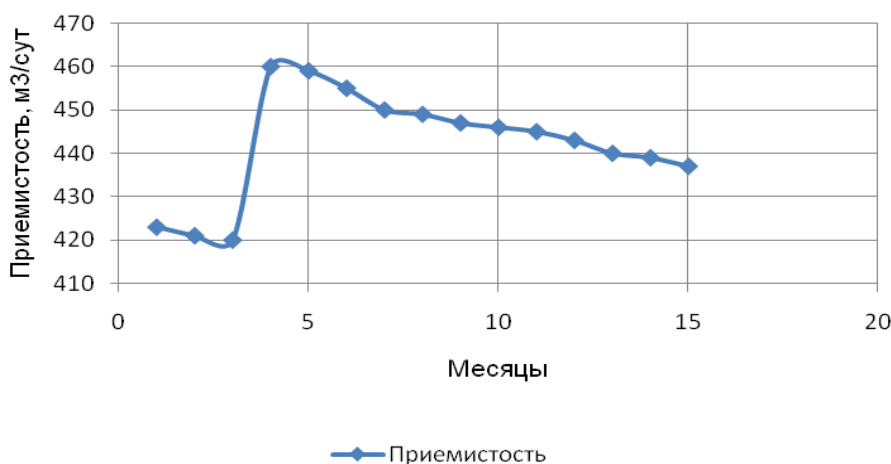


Рисунок 2 – Динамика работы нагнетательной скважины №173. Дата ОПЗ – сентябрь 2006 года, Серафимовское месторождение, пласт Д^{паш}

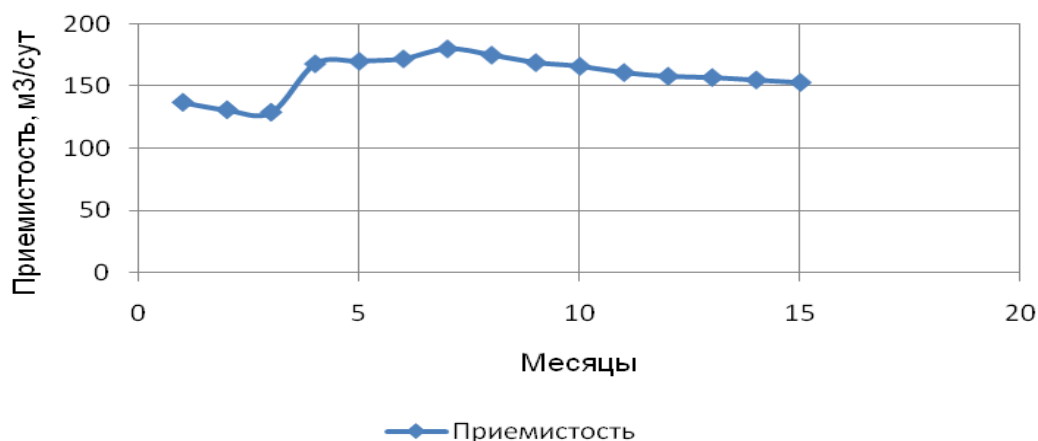


Рисунок 3 – Динамика работы нагнетательной скважины №17. Дата ОПЗ – сентябрь 2006 года, Серафимовское месторождение, пласт D^{паш}

Список использованных источников

1. Каплан, Л.С. Введение в технологию и технику нефтедобычи [Текст] / Л.С. Каплан. – Уфа: ПКФ «Конкорд – Инвест», 1995. – 300 с.
2. Глущенко В. Н., Пташко О. А., Харисов Р. Я. Кислотные обработки: составы, механизмы реакции, дизайн. — Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. — 388 с.
3. Скважинная добыча нефти / И. Т. Мищенко // Москва: Нефть и газ. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
4. Логинов Б. Г., Малышев Л. Г., Гарифуллин Ш. С. Руководство по кислотным обработкам скважин. — М.: Недра, 1966. — 220 с.
5. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти [Текст] / В. И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.

УДК 622.276

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАПОЛНИТЕЛЕЙ И ИХ КОМПЛЕКСОВ

И.А. Зарипов

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

Аннотация. Эффективность применения наполнителей обусловлена определенным соответствием форм и размеров частиц наполнителя и поглощающих каналов. При этом в зависимости от типа закупоривающего материала соотношения размеров частиц наполнителя и поглощающих каналов будут различными. При наличии зон поглощений, представленных крупнотрещиноватыми и кавернозными горными породами с раскрытием поглощающих каналов 40 мм и более, рекомендуется проведение пробных изоляционных работ.

Ключевые слова: поглощения, закупоривающие материалы, наполнители, тампонажный раствор.

UDC 622.276

PREVENTION AND ELIMINATION OF ABSORPTION WITH THE USE OF FILLERS AND THEIR COMPLEXES

I.A. Zaripov

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

Abstract. The effectiveness of fillers is due to a certain correspondence of shapes and sizes of filler particles and absorbing channels. At the same time, depending on the type of clogging material, the ratio of filler particle sizes and absorbing channels will be different. In the presence of absorption zones represented by large-fractured and cavernous rocks with the opening of absorbing channels of 40 mm and more, it is recommended to conduct trial insulation works.

Keywords: absorption, clogging materials, fillers, grouting solution.

Эффективность применения наполнителей обусловлена определенным соответствием форм и размеров частиц наполнителя и поглощающих каналов. При этом в зависимости от типа закупоривающего материала соотношения размеров частиц наполнителя и поглощающих каналов будут различными.

Важнейшими свойствами закупоривающих материалов являются: оптимальное распределение размеров частиц (фракционный состав), форма, плотность частиц, их жесткость (способность деформироваться при определенных нагрузках) и др.

Выбор максимального размера частиц наполнителя определяется площадью поперечного сечения поглощающих каналов и свойствами материала наполнителя.

При наличии зон поглощений, представленных крупнотрещиноватыми и кавернозными горными породами с раскрытием поглощающих каналов 40 мм и более, рекомендуется проведение так называемых пробных изоляционных работ: закачивание тампона (смеси крупноразмерных наполнителей и глинистого раствора, обработанного флокулянтom в объеме 100 м^3 , затем - одной из тампонажных паст: тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ), глиноцементной пасты (ГЦП) или глинолатексной смеси (ГЛС).

Волокнистые наполнители, содержащие волокна различных длины и диаметра, образуют непроницаемую корку, но часто не выдерживают перепада давления и разрываются, что приводит к возобновлению поглощения. Волокнистые наполнители широко применяются в практике борьбы с поглощениями бурового раствора. Широкое применение на нефтяных промыслах нашли такие наполнители этого класса, как кордное волокно, кожа-"горох", хромовая стружка, улюк и др.

Эффективность применения волокнистых наполнителей обусловлена способностью их деформироваться, изменять свою форму при проникновении в поглощающие каналы. Применение их не требует соблюдения строгой соразмерности частиц наполнителя и поглощающих каналов.

Благодаря способности деформироваться при незначительных нагрузках наполнители этого класса способны к образованию плотного непроницаемого слоя и в тех случаях, когда размеры их частиц (волокон, хлопьев и т.д.) значительно больше (до 10 раз) размеров закупориваемых каналов.

Это тем более важно, если учесть, что поглощающий пласт является сложной гидродинамической системой, характеризующейся наличием сложной сети фильтрационных каналов, размеры и форма которых могут быть определены с небольшой для практических целей точностью. Однако по прочности изоляционный слой из волокнистых наполнителей значительно уступает слою из гранулированных наполнителей и надежность его ограничивается прочностью отдельных волокон, хлопьев.

Очевидно, что с увеличением площади поперечного сечения (раскрытия) фильтрационных каналов должны соответственно возрастать и требования к надежности изоляции, так как при одинаковом перепаде давления усилия распределяются пропорционально площади поперечного сечения. Поэтому волокнистые наполнители рекомендуется применять для ликвидации поглощений в крупнопористых и трещиноватых горных породах, раскрытие каналов в которых, сравнительно невелико и составляет 3-5 мм.

Из наполнителей второго класса в промысловой практике гранулированные жесткие наполнители применяются давно. Закачивание в зону поглощения больших количеств песка, мелкого гравия, щебня без учета размеров поглощающих каналов не всегда приводило к

желаемому эквивалентную трещине определенного размера при одинаковых перепадах давления.

Таким образом, теоретические расчеты показывают и промысловый опыт подтверждает, что характер интенсивности поглощения (частичное или катастрофическое) при определенном перепаде давления на проницаемый пласт определяется наличием дренажных каналов, каверн и главным образом трещин и трещиноподобных пустот, пронизывающих толщу осадочных пород.

Следует учитывать, что реальный поглощающий пласт представляет собой сложную гидродинамическую систему, характеризующуюся сложной системой соединенных между собой фильтрационных каналов (микро- и макропор и трещин, каверн и т.п.), направление протекания и площадь поперечного сечения которых резко меняются.

В связи с этим возникают большие трудности в оценке средневероятных значений раскрытия каналов ухода бурового раствора и определения особенностей строения поглощающих пластов, данные о которых могут быть получены с применением различных методов исследований: гидродинамических, геофизических, с отбором керна или проб шлама и др.

В практике исследований поглощающих пластов при бурении нефтяных и газовых скважин не нашли широкого применения способы определения размера входных отверстий поглощающих каналов в стенке скважины.

Приборы, основанные на применении фотографии или ультразвуковых измерений, не дают пока еще возможности получать достоверные данные и имеют ряд существенных недостатков, основным из которых является ограниченная возможность применения этих приборов в процессе бурения скважин.

Таким образом, в качестве наполнителя при ликвидации поглощений бурового раствора может применяться практически любой материал, использование которого не приводит к нарушению технологии бурения и созданию аварийной обстановки в скважине.

В настоящее время в нашей стране создан довольно широкий ассортимент наполнителей, различных по фракционному составу и типу материала.

Эффективность применения наполнителей определяется соответствием размеров и форм их частиц раскрытию поглощающих каналов.

Увеличение объемов применения наполнителей в широком ассортименте является одним из главных резервов в области борьбы с поглощениями, в связи с чем необходимо следующее:

- увеличить объем применения наполнителей на всех буровых предприятиях;
- перейти от применения однотипных наполнителей к применению комплексов наполнителей, включающих различные по свойствам материалы;
- усовершенствовать технику и технологию работ по предупреждению и ликвидации поглощений с применением комплексов наполнителей;
- создать на буровых предприятиях специализированные склады для хранения наполнителей.

Список использованных источников

1. Басарыгин Ю. М., Будников Ю. М. Теория и практика предупреждения осложнений. В 6 т. – М.: Недра, 2000.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2003.

**ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ФЕДОРОВСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ****С.С. Зиганшин***(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Октябрьский)*

Аннотация. Метод системы колтюбинга дает возможность бурить на те пласты, на которые стандартным методом бурить невозможно, и при этом не загрязнять пласт. Бурение боковых стволов колтюбинговой установкой является быстроразвивающейся технологией. Основным применением колтюбинговой установки является разработанная технология бурения боковых стволов.

Ключевые слова: колтюбинговая установка, боковые стволы, гибкие трубы, нефтеотдача.

FEATURES OF DRILLING OF LATERAL TRUNKS ON FEDOROVSKY FIELD**S.S. Ziganshin***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The method of the coiled tubing system makes it possible to drill into those formations on which it is impossible to drill with the standard method, and at the same time not to pollute the formation. Drilling of side shafts by coiled tubing is a rapidly developing technology. The main application of coiled tubing installation is the developed technology of drilling of lateral trunks.

Keywords: coiled tubing installation, side trunks, flexible pipes, oil recovery.

Один из путей повышения нефтеотдачи скважин - зарезка боковых стволов с применением колтюбинговых установок с гибкой трубой (ГТ). Идея использования ГТ обсуждается в нефтяной промышленности более 30 лет. Бурение с использованием ГТ дает ряд возможностей для снижения расходов на бурение и для улучшения потенциала добычи. Метод системы ГТ дает возможность бурить на те пласты, на которые стандартным методом бурить невозможно, и при этом не загрязнять пласт. Бурение боковых стволов установкой ГТ является быстроразвивающейся технологией. Основным применением установки ГТ является разработанная технология бурения боковых стволов.

ОАО «Сургутнефтегаз» закупил буровой комплекс «Непрерывная Труба» (БК «НТ»), работы на котором начаты в октябре 2004 года. С момента запуска в работу БК «НТ» пробурено более 18 скважин на разных месторождениях и на разные пласты. На основании накопленного опыта можно сделать определенные выводы.

Бурение гибкой трубой имеет ряд преимуществ перед обычным бурением: 1 Бурение на депрессии сводит к минимуму повреждение пласта, увеличивает скорость проходки и устраняет прихват под воздействием перепада давления.

Основными преимуществами неповреждённого пласта являются:

1 Повышенная продуктивность:

- Увеличенный период фонтанирования из-за уменьшенных перепадов давления в призабойной зоне;

- Повышенная добыча.

2 Бурение скважин с АВПД можно производить без глушения с поддержанием оптимального забойного давления.

3 Электрический кабель телеметрической системы, устанавливаемый в ГТ, даёт

возможность получать и передавать данные в реальном времени, что позволяет отслеживать «картину» происходящего на забое и экстренно реагировать на возникающие проблемы. Электрический кабель телеметрической системы позволяет передавать сигналы управления и электропитание с поверхности на КНБК.

4 Непрерывность бурильной колонны упрощает автоматизацию процесса бурения.

5 Есть возможность бурения на нефти. Это снижает затраты на химию для приготовления и обработки бурового раствора.

6 В процессе бурения скважины можно добывать нефть.

7 По окончании бурения скважина уже переведена на нефть.

8 После бурения можно освоить скважину.

Первые две скважины куста 143 бурились на дизельном топливе, а остальные скважины были пробурены на нефти. Причиной перехода на нефть стали нецелесообразность и дороговизна использования дизельного топлива в качестве буровой жидкости. Так как в процессе бурения дизельное топливо разбавлялось поступающей из пласта нефтью, в результате чего буровой раствор утяжелялся и ожидаемого режима депрессии не получалось достичь. Регулярная замена получающегося рассола дизельного топлива с пластовой нефтью на чистое дизельное топливо приводит к удорожанию работ.

Режим бурения на депрессии

Для того чтобы скважина находилась в режиме депрессии, необходимо соблюдение следующего условия: давление в скважине должно быть меньше пластового давления. В скважинах с низким пластовым давлением это условие можно соблюдать двумя способами: 1) бурение на облегченных буровых растворах и 2) бурение с постоянным облегчением столба жидкости путем закачки азота. В скважинах с высоким пластовым давлением можно обойтись без этих двух способов. При бурении на облегченных растворах, буровой раствор постоянно будет пополняться пластовым флюидом, как на скважинах куста 143. Поэтому для поддержания бурового раствора с начальными параметрами необходимо постоянное отделение от него пластовой нефти или периодическая полная замена объема. Это не очень удобно и приводит к удорожанию работ. Второй способ более простой и дешевый. Здесь применяется метод газлифта. Столб жидкости бурового раствора облегчается за счет его газирования азотом. Для обеспечения ввода азота в промысловую жидкость обычно используется закачка бурового раствора вместе с газообразным азотом в гибкую трубу через КНБК и далее в затруб.

Очистка скважины от выбуренной породы

В процессе бурения образуется шлам, который необходимо извлекать на поверхность. Повышенная концентрация шлама в растворе усложняет процесс бурения: создается дополнительное противодавление на пласт, т.к. повышается плотность бурового раствора; ухудшается дохождение нагрузки на долото, а чрезмерная концентрация шлама может привести к механическому прихвату инструмента. Для улучшения выноса шлама необходимо увеличивать расход жидкости с целью повышения скорости течения, однако это приводило к увеличению давления в затрубье. Поэтому было принято решение не повышать расход при бурении, а использовать вязкие пачки. Вязкие пачки представляют собой нефть с повышенной вязкостью. Пластическая вязкость вязкой пачки в три раза больше вязкости нефти. Прохождение вязкой пачки через забой обеспечивало вынос шлама на поверхность. Содержание твердой фазы в выходящей из скважины пачки в шесть раз больше, чем в выходящем буровом растворе. Для приготовления вязких пачек в нефть вводится специальный реагент, повышающий вязкость. Вязкие пачки закачиваются по гибкой трубе на забой через одинаковые интервалы бурения. В момент выхода вязкой пачки из долота производится подъём для проработки пробуренного интервала. Таким образом, осевший шлам переходит во взвешенное состояние и подхватывается вязкой пачкой. Вязкие пачки используются всегда, когда нет возможности создавать большой расход бурового раствора.

Технология проводки боковых стволов

Продолжительность работоспособности гибкой трубы зависит от количества выполненных циклов и давления внутри трубы. Чем больше СПО, тем быстрее труба придет в негодность. Поэтому перед началом спуска на бурение необходимо выбрать оптимальный угол перекоса ВЗД с целью: обеспечения надлежащего профиля бокового ствола, интенсивности искривления и проектного забоя. Большой угол перекоса приводит к увеличению интенсивности искривления бокового ствола и, как правило, к невозможности дальнейшего бурения по причине недохождения нагрузки на долото, но легче выполнение зарезки бокового ствола. С маленьким углом перекоса сложнее производить зарезку, но легче сохранять маленькие интенсивности искривления. Для увеличения площади охвата нефтяной залежи боковыми стволами необходимо производить бурение не одного, а нескольких боковых стволов, для чего требуется выполнять зарезки из ранее пробуренного ствола.

Можно сделать вывод, что время, затраченное на зарезку и процент вероятности зарезки, зависит: 1) от горных пород; 2) угла перекоса на ВЗД; 3) интервала, в котором производится срезка. Вероятность зарезки в стволах меньшего диаметра выше, чем у срезок в стволе большего диаметра.

В процессе работ были сформулированы основные технологические решения, направленные на сокращение времени зарезок боковых стволов: 1) подготавливание места для зарезок боковых стволов как в процессе бурения ГТ, так и на этапе бурения бокового ствола бригадой по зарезке; 2) выполнение зарезки на разнице диаметров; 3) выполнение зарезки в стволе меньшего диаметра.

Гибкая труба дает возможность бурить скважины с АВПД без глушения и АНПД без создания противодавления на продуктивный пласт, что сохраняет коллекторские свойства пласта и повышает нефтеотдачу.

Гибкая труба позволяет бурить боковые стволы из под хвостовика. Эта технология дает возможность повысить дебит на многих скважинах без больших капиталовложений и без дополнительных многоэтапных подготовительных работ.

Технологии гибкой трубы дают преимущества в области экономии расходов и помогают повысить добычу углеводородов.

Список использованных источников

1. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика). – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
2. Муслимов Р.Х., Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности /. – Казань, Академия наук РТ, 2005.

УДК 622.276

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА СТАХАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Ф. Латыпов

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

Аннотация. Современное тектоническое строение осадочной толщи Стахановского месторождения по маркирующим горизонтам палеозоя соответствует структурному плану. Наблюдаются некоторые отличия в геологическом строении Стахановского месторождения от соседних месторождений.

Ключевые слова: тектоническое строение, геологическое строение, структурный план, эффективная толщина, геологический разрез.

METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY USED AT THE STAKHANOV FIELD

I.F. Latypov
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The modern tectonic structure of the sedimentary strata of the Stakhanov Deposit corresponds to the structural plan according to the marking horizons of the Paleozoic. There are some differences in the geological structure of the Stakhanovite field from neighboring fields.

Keywords: tectonic structure, geological structure, structural plan, effective thickness, geological section.

Стахановское нефтяное месторождение расположено в северной части Ермекеевского и юго-западной части Туймазинского района республики Башкортостан. На западе Стахановское месторождение ограничивается административной границей Республики Башкортостан с Республикой Татарстан. Разработку месторождения осуществляет НГДУ «Туймазанефть». Бурение скважин производит Туймазинское управление буровых работ. Продукция нефтяных скважин после первичной подготовки из Самсыкского промыслового нефтесборного парка через перекачивающую станцию Субханкулово откачивается по нефтепроводу на нефтеперерабатывающие заводы города Уфы.

Геологический разрез Стахановской площади аналогичен разрезу Леонидовского месторождения. В геологическом строении района принимают участие докембрийские, девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные образования. На дневной поверхности обнажаются породы татарского и казанского ярусов.

Промышленно-нефтеносными являются песчаный пласт C_6 бобриковского горизонта (терригенная толща нижнего карбона), карбонатная пачка $Ск$ кизеловского горизонта турнейского яруса, карбонатные пачки Df^B и Df^F фаменского яруса, песчаный пласт D_1 пашийского горизонта. Кроме того по геофизическим данным установлена нефтеносность пласта D_{II} муллинского горизонта.

Оценка степени распространения коллекторов, пределы колебаний эффективной толщины по продуктивным пластам приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Степень распространения коллекторов, пределы колебаний эффективной толщины по продуктивным пластам

Пласт, пачка	Коллектор	Коэффициент распростра- нения коллекторов	Эффективная толщина по скважине, м		Коэффициент расчленен- ности
			пределы	средняя	
C_1	Песчаник	0,80	0,8-7,6	2,7	1,0
C_{II}	Песчаник	0,06	1-2,8	1,6	1,0
$Ск$	Известняк	0,98	0,8-1,2	5,0	1,5
Df^{B-2}	Известняк	0,80	0,4-7,0	2,9	2,5
Df^{B-3}	Известняк	0,88	0,6-12,0	2,6	1,9
Df^{H-1}	Известняк	0,96	0,6-12,4	3,9	2,0
Df^{H-3}	Известняк	0,80	1,2-5,0	2,8	2,0
D_1	Песчаник	1,00	2,4-21,6	11,3	1,3
D_{II}	Песчаник	0,48	1,6-10,2	6,1	1,5

Стахановское месторождение в тектоническом отношении располагается на юго-восточном склоне татарского свода, юго-западнее Серафимовско-Балтаевского вала.

Особенности залегания докембрийского кристаллического фундамента не изучены, так как разведочными скважинами он не вскрывался. Додевонские отложения в большинстве скважин вскрыты на небольшую глубину. На отложениях верхнего венца с размывом залегают отложения терригенной толщи девона.

При рассмотрении современного тектонического строения осадочной толщи Стахановского месторождения по основным маркирующим горизонтам палеозоя следует отметить общее соответствие их структурных планов. По всем горизонтам наблюдается общее погружение в южном направлении с амплитудой 20-35 м.

Общим для всех структурных планов является наличие двух, отчетливо выраженных поднятий, условно названных Основным и Восточным. Основное поднятие расположено в центральной и западной частях месторождения и имеет по сравнению с Восточным большие размеры. Длина поднятия составляет 10,5 км, ширина 7,5 км. Поднятие овальное с широким плоским сводом, осложненным большим числом куполов. На севере Основное поднятие месторождения.

Наиболее контрастными являются отдельные структурные формы поверхности верхнедевонских D_{III} известняков, которые имеют, по-видимому, биогермное происхождение. Пористость коллекторов по керну 16,8%, проницаемость 0,126 мкм².

Структурные планы нижнего карбона отличаются от структурных планов верхнефаменских D_{3fm} отложений незначительными деталями и меньшей амплитудой.

При переходе от отложений нижнего карбона к отложениям нижней перми наблюдается смещение отдельных мелких структурных форм. Соответствие структурных планов при этом сохраняется.

Таким образом, наблюдаются некоторые отличия в геологическом строении Стахановского месторождения от соседних месторождений.

Список использованных источников

1. Баталов, Д. А. Проблемы формирования геологических моделей [Текст]/ Д. А. Баталов, А. В. Стрекалов, А. Т. Хусаинов. - Нефтегазовое дело. - 2014. – с. 65-93.
2. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи [Текст]/ А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов. – Москва: ИКИ, 2004. – с. 80-90.
3. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа [Текст]/ Е. А. Гладков. – Томск: издательство Томского политехнического университета. -2012. – с. 4.

УДК 622.276

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ СЕВЕРО-СОЛЕНИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЖЕКЦИИ

А.Ш. Муслимов

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

Аннотация. При добыче природного газа реализуются технологические процессы, приводящие к высвобождению большого количества газа с низким давлением. На практике такой газ сжигается в факелах открытым способом из-за невозможности его промышленного использования, что приводит не только к безвозвратной потере ценного сырья, но и к экологическому загрязнению обширных зон.

Ключевые слова: система сбора скважинной продукции, эжекция, газовый эжектор, добыча газа.

IMPROVEMENT OF THE WELL PRODUCTION COLLECTION SYSTEM OF THE SEVERO-SOLENINSKOYE GAS CONDENSATE FIELD USING EJECTION**A.Sh. Muslimov***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. In natural gas production, technological processes are implemented that lead to the release of a large amount of gas with low pressure. In practice, such gas is burned in open flares due to the impossibility of its industrial use, which leads not only to the irretrievable loss of valuable raw materials, but also to environmental pollution of vast areas.

Keywords: the collection system is well production, the ejection of the gas ejector gas production.

При добыче природного газа реализуются технологические процессы, приводящие к высвобождению большого количества газа с низким давлением. На практике такой газ сжигается в факелах открытым способом из-за невозможности его промышленного использования, что приводит не только к безвозвратной потере ценного сырья, но и к экологическому загрязнению обширных зон. На газоконденсатных месторождениях ОАО «Норильскгазпром» ежегодно сжигается около 1 млн м³ природного газа.

Северо-Соленинское газоконденсатное месторождение ОАО «Норильскгазпром» находится в режиме падающей добычи. Наметилась устойчивая тенденция к снижению пластового давления, дебита эксплуатационных скважин, увеличению обводненности призабойной зоны скважин и скважинной продукции. Наиболее мощным эксплуатируемым объектом на данном этапе разработки месторождения являются газоконденсатные пласты Як-1 и Як-0.

Для эффективного использования всех низконапорных скважин Северо-Соленинского ГКМ целесообразно подключать их в общий коллектор при помощи эжекторной установки, в которой давление газа из низконапорной скважины повышается за счет энергии части газового потока из высоконапорных скважин.

Что позволяет:

- повысить давление газа в коллекторе;
- уменьшить мощность транспортных газокompрессорных станций;
- увеличить дебит природного газа из низконапорных скважин;
- отказаться от сжигания природного газа из низконапорных малорасходных скважин;
- подключить в сеть низконапорные источники газа;
- отказаться от эксплуатации винтовых и поршневых компрессоров;
- значительно сократить капитальные и эксплуатационные затраты;
- улучшить экологию проводимых работ.

Технология эжекции заключается в применении газового эжектора, в котором происходит передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большой скоростью, к другой. Эжектор, работая по закону Бернулли, создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды. Транспорт газа осуществляется следующим образом. Добываемый природный газ от всех источников сбрасывается в общий коллектор (рисунок 1), а затем через дожимную газокompрессорную станцию - в общую магистраль. При этом давление в коллекторе необходимо держать ниже давления газа из самого низконапорного источника. Расход газа из низконапорных скважин при этом невелик из-за малого перепада давления, а энергия давления газа из высоконапорных скважин будет бесполезно тратиться при расширении (дресселировании) его до давления в общей магистрали.

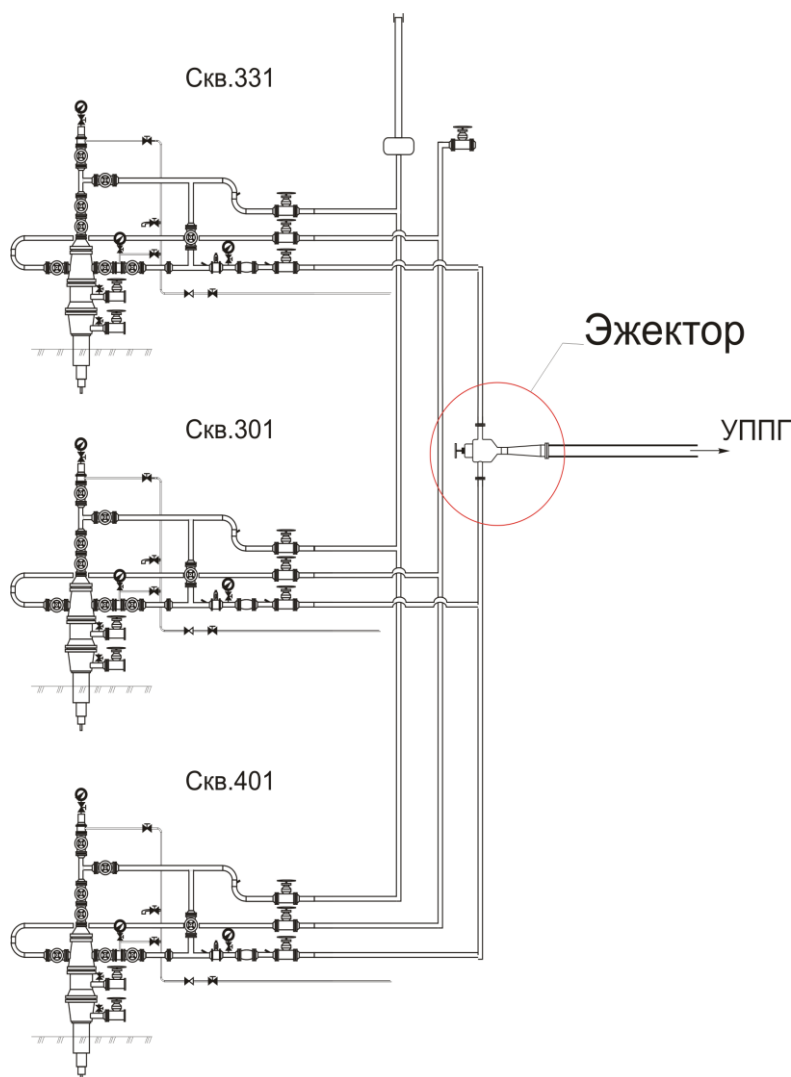


Рисунок 1 – Схема установки газового эжектора на IV кусте газовых скважин

Для модернизации схемы сбора продукции газовых скважин предлагается куст № IV, который включает четыре газовые скважины № 220, 301, 401, 331, факельное хозяйство куста, линию задавки скважин, а также коммуникации газопроводов, объединяющие вышеперечисленные элементы в единый элемент системы сбора скважинной продукции Северо-Соленинского газоконденсатного месторождения – куст скважин. Скважина № 220 работает в отдельный от скважин № 301, 401, 331 и общий со скважиной № 202 шлейф, находящейся на кусту № II и интереса не представляет.

Скважины № 301, 401, 331, работающие в общий шлейф, имеют технологические характеристики (таблица 1).

Таблица 1 - Технологические характеристики скважин IV куста

Номер скважины	Эксплуатационный объект	$Q_{\text{газ}},$ млн м ³ /сут	$P_{\text{буф}},$ мПа	$P_{\text{стат}},$ МПа
331	Як-0	0,573	8,10	9,23
301	СД-IX	0,048	2,64	4,57
401	СД-VIII	0,032	2,72	4,76

В процессе эксплуатации зона дренирования скважины № 331 по эксплуатационному объекту была истощена, обводненность скважины достигла критических параметров и не представляла возможности дальнейшей разработки, в связи с чем были проведены работы по

изоляции в скважине горизонта СД-III и переводу скважины на эксплуатацию горизонта Як-0 со значительно более высокими запасами пластовой энергии.

После перевода скважины № 331 на эксплуатацию горизонта ЯК-0 эксплуатация скважин IV куста осложнилась значительной разницей давлений и дебитов скважин, как отмечалось ранее, работающих в общий шлейф. Фактически одновременная работа трех скважин стала невозможной, так как давление в шлейфе превысило не только рабочее буферное, но и статическое давление скважин № 301, 401.

Наиболее эффективным способом понижения давления на устьях скважин № 301, 401 является использование избыточного давления высоконапорной скважины № 331, применением эжекции. При установке на куст № IV газовых скважин Северо-Солёнинского газоконденсатного месторождения установки эжекции газа с расчетными параметрами (рисунок 1), возможно обеспечить как одновременную работу всех трех скважин куста (расчет выполнен для рабочего буферного давления скважин, согласно технологических режимов скважин), так и транспорт продукции скважин в коллектор установки комплексной подготовки газа (давление смеси газа скважин на выходе из установки эжекции газа, равное 3,1 МПа, превышает давление газосборного коллектора УКПГ (1,9 - 2,7 МПа). Расчетная эффективность эжекции газа составила 40,63 %. Показатели эффективности применения газового эжектора приведены в таблице 2.

Таблица 2– Показатели эффективности применения газового эжектора

Номер скважины	Эксплуатационный объект	Дебит скважины $Q_{\text{газ}},$ млн м ³ /сут.	Давление рабочее $P_{\text{раб}},$ МПа	Дебит газа до модернизации $Q_{\text{газ}},$ млн м ³ /сут	Дебит газа после модернизации $Q_{\text{газ}},$ млн м ³ /сут
331	Як-0	0,573	8,10	0,573	0,573
301	СД-IX	0,048	2,64	0	0,048
401	СД-VIII	0,032	2,72	0	0,032
Итого				0,573	0,653

Модернизация системы сбора скважинной продукции на Северо-Солёнинском газоконденсатном месторождении даст положительный результат. Дополнительная добыча газа будет получена в результате снижения давления на буфере газодобывающих скважин, разрабатывающих эксплуатационные объекты с более низкими пластовыми давлениями. И составит 19,597 млн м³/год. Экономический эффект за ожидаемый период от модернизации системы сбора скважинной продукции и внедрения технологии эжекции газа составит 46368,64 тыс. руб.

Список использованных источников

1. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (система стандартов безопасности труда).
2. Проект разработки Северо-Солёнинского газоконденсатного месторождения. - Саратов: НИПИгазодобыча, 1987.-130 с.
3. Технологический регламент по разработке Северо-Солёнинского газоконденсатного месторождения ОАО «Норильскгазпром».- Норильск: ОАО «Норильскгазпром», 2007.-63 с.
4. Лаврушко П.Н., Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- М: Недра, 1971.- 287 с.
5. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды.- М.: Недра, 1981.- 261 с.
6. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.- Изд. 2-е, перераб. и доп.- М.: Недра, 1979.- 319 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КАСКАДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПЛАСТОВЫХ ВОД ДЛЯ ППД НА РОМАШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Ш. Муслимов

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

Аннотация. Ромашкинское месторождение находится на завершающей стадии разработки ставит новые проблемы: увеличение объемов попутно добываемой воды, старение фонда установок подготовки воды, необходимость вовлечения в разработку низкопродуктивных коллекторов, ужесточение требований к качеству закачиваемой воды, при этом она не может рассматриваться в виде виртуальной жидкости, не способной существенно изменить, например, проницаемость пласта, и используемых только в качестве средств поддержания пластового давления.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, каскадная технология очистки пластовых вод, сточные воды, низкопроницаемые коллекторы.

UDC 622.276

THE USE OF CASCADE TECHNOLOGY FOR CLEANING PRODUCED WATER FOR RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE ROMASHKINO FIELD

A.Sh. Muslimov

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

Abstract. Romashkino field is at the final stage of development presents new challenges: the increase in volumes of produced water, the aging Fund installations of water treatment, the need to involve low productivity reservoirs, the tightening of quality requirements for injected water, thus it cannot be considered as a virtual fluid, not capable of significantly change, for example, the permeability of the reservoir, and used only as a means of maintaining reservoir pressure.

Keywords: reservoir pressure maintenance, cascade technology of formation water treatment, waste water, low-permeability reservoirs.

Ромашкинского месторождения в завершающую стадию разработки ставит новые проблемы: увеличение объемов попутно добываемой воды, старение фонда установок подготовки воды, необходимость вовлечения в разработку низкопродуктивных коллекторов, ужесточение требований к качеству закачиваемой воды, при этом она не может рассматриваться в виде виртуальной жидкости, не способной существенно изменить, например, проницаемость пласта, и используемых только в качестве средств ППД [1]. Вода - является важнейшим вытесняющим и замещающим нефть агентом. Качеству воды придается новое видение, ее соответствие коллекторским свойствам пласта, утилизация такой воды должна преследовать цель повышения эффективности управления разработкой нефтяных месторождений.

Анализ качества сточных вод на рассматриваемом объекте по содержанию нефтепродуктов и ТВЧ не соответствует установленным нормам, предъявляемым к ним в ОАО «Татнефть», по содержанию нефтепродуктов превышает на 18 %, по содержанию ТВЧ на 33 %, кроме того, наблюдается тенденция к их ухудшению. Очевидно, что существующий процесс подготовки требует усовершенствования для выполнения норм по качеству подготовки воды.

Существующая схема очистных сооружений, на Лениногорской ДНС, была разработана и внедрена в 1999 году. Основными элементами которой являются

технологический резервуар, отстойник РВС-5000, и буферный резервуар для очищенной воды РВС-5000.

В настоящее время очистка сточной воды на ЛДНС с УПС происходит по следующей схеме (рисунок 1). Вода, отделившаяся из эмульсии в концевом делителе фаз (КДФ) и горизонтальных отстойниках ОГ.-200, подается в технологические емкости очистных сооружений объемом 200 м³. С технологических емкостей сточная вода поступает в резервуар РВС – 5000, где происходит динамическое гравитационное отстаивание воды. Далее вода поступает в буферный резервуар РВС-5000. Очищенная вода с буферного резервуара РВС-5000 по соответствующим трубопроводам через узел учета очищенной воды подается на КНС.

Анализ применения метода по очистке сточных вод показал, что для оптимальной очистки сточных вод до требуемого качества в условиях Лениногорской ДНС, необходимо комбинирование различных методов в составе одной системы. В качестве такой системы предлагается реализовать каскадную технологию очистки сточных вод.

Каскадная технология заключается в очистке требуемого объема воды до нужного качества, для конкретных типов коллекторов. Для увеличения нефтеотдачи пластов вовсе необязательно осуществлять глубокую очистку всего объема закачиваемой воды. Это необходимо сделать в первую очередь для выделенных участков с низкой проницаемостью.

Эффективность применения каскадной технологии очистки сточных вод предполагает:

- 1) вовлечение в разработку пластов низкой проницаемости и увеличение извлекаемых запасов нефти;
- 2) вовлечение в товарные поставки извлеченной из воды капельной нефти;
- 3) сокращение затрат на ремонтные работы, связанные с обработкой призабойной зоны;
- 4) снижение числа порывов водоводов за счет уменьшения перепадов давления.

Для реализации каскадной технологии на Лениногорской ДНС предлагается осуществление следующих мероприятий:

1 Оснащение РВС-5000 жидкостным гидрофобным фильтром (ЖРФ). Аппараты очистки воды на основе ЖГФ обеспечивают базовое качество воды, а также могут быть использованы в качестве ступени для подготовки воды среднего уровня качества.

2 В качестве 2 ступени подготовки воды предлагается установить аппарат АОСВ 2/2, принципиальная схема которого представлена на рисунке 2. Аппарат очистки сточных вод при соблюдении технологического режима позволяет достичь трехкратное снижение содержания примесей в очищенной воде.

3 Для глубокой очистки сточных вод от нефтепродуктов и механических примесей и получения воды высокого качества предлагается применить установку «Коалесцент», схема которой представлена на рисунке 3 с пакетом коалесцирующей насадки комбинированного пористого ячеистого материала, изготовленного из вспененного полиуретана.

Реализация предлагаемых решений позволит подготовить воду среднего и высокого качества для низкопроницаемых коллекторов, влияющих на коэффициент извлечения нефти из недр.

Полученная в РВС вода базового качества подается на КНС, а часть идет на доочистку в АОСВ 2/2. Полученная вода подается в скважины, вскрывшие пласты средней проницаемости.

Высшее качество воды достигается на установке «Коалесцент». Полученная вода подается в скважины, вскрывшие пласты низкой проницаемости.

Расчетами установлено, что дополнительная добыча нефти от реализации предлагаемых проектных решений на выбранной группе скважин составит 13860 тонны. Экономический эффект от внедрения каскадной технологии очистки пластовой воды составит 90231,9 тыс. руб., а чистая прибыль равна 16324 тыс. руб. Срок окупаемости

составляет 0,9 лет. Установлено, что предлагаемые проектные решения не ухудшат условия труда и экологию окружающей среды.

Список использованных источников

1. Тронов В.П. Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений / В.П.Тронов. – Казань: ФЭН, 2004. - 584 с.
2. Определение необходимой глубинной очистки воды для закачки в низкопроницаемые пласты ОАО «Татнефть». Отчет научно – исследовательской работы. – Бугульма, 2008.

УДК 622.276

СОВРЕМЕННАЯ ТЕНДЕНЦИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Р.А. Нафикова

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

Аннотация. На земле существует источник энергии, на который энергетика делает все более серьезные ставки. В залежах природных газогидратов заключены гигантские запасы метана. Газовые гидраты – это минерал, состоящий из молекул газа, заключенных в ячейки из молекул воды.

Ключевые слова: газовые гидраты, парниковый эффект, молекулы газа.

UDC 622.276

THE CURRENT TREND OF DEVELOPMENT OF GAS HYDRATE DEPOSITS

R.A. Nafikova

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

Abstract. On earth there is a source of energy on which the energy industry is making more and more serious bets. The deposits of natural gas hydrates contain huge reserves of methane. Gas hydrates are a mineral composed of gas molecules enclosed in cells of water molecules.

Keywords: gas hydrates, greenhouse effect, gas molecules.

На земле существует источник энергии, на который энергетика делает все более серьезные ставки. Речь идет о залежах природных газогидратов, в которых заключены гигантские запасы метана. Один объем этих соединений содержит примерно 160 объемов газо-энергоносителя (рисунок 1).

Газовые гидраты – это минерал, состоящий из молекул газа, заключенных в ячейки из молекул воды (рисунок 2). Это так называемые соединения включения: молекулы воды связываются между собой водородными связями и формируют каркасы с обширными полостями внутри [1]. Между молекулами газа и воды химических связей не образуется, они удерживаются только слабыми межмолекулярными ван-дер-ваальсовскими взаимодействиями [2].

Месторождения газогидратов обнаружены на суше в районах многолетней мерзлоты и в акваториях Мирового океана. Расположены они так широко, что их освоение доступно большинству стран [2]. Основная часть ресурсов приурочена к зоне стабильности газогидратов – тому интервалу глубин (обычно первые сотни метров), где имеют место термодинамические условия для гидратообразования.

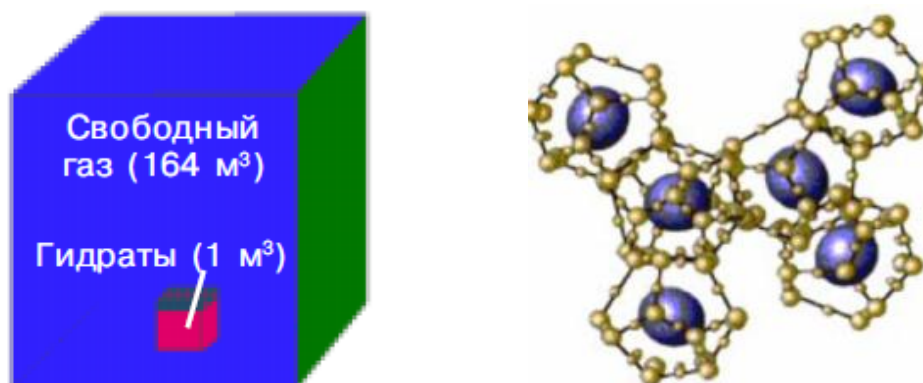
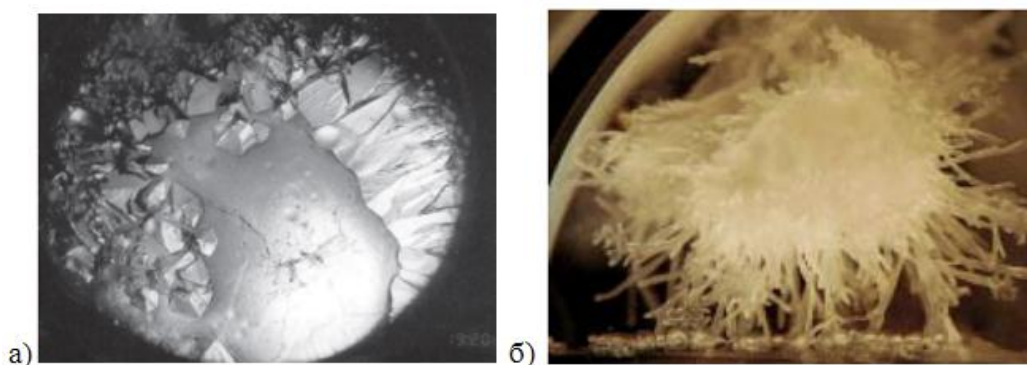


Рисунок 1 – Молекулярная структура газогидрата (газ+ $6\text{H}_2\text{O}$) (Внутри -большая молекула газа,окруженная молекулами воды)



а) кристаллы - гидраты CO_2 ; б) кристаллы - гидраты метана

Рисунок 2 – Газогидраты

На севере Западной Сибири это интервал глубин 250-800 м, в морях – от поверхности дна до 300-400 м, в особо глубоководных участках шельфа и континентального склона до 500-600 м под дном потому, что газогидраты существуют только благодаря низкой температуре и огромному давлению и "разрушить" их на месте залегания весьма нелегко. Даже при нормальном атмосферном давлении они начинают плавиться только при 10-20 градусах [4]. В то же время глыба "метансодержащего льда", поднятая российским подводным аппаратом "Мир" со дна Байкала во время экспедиции в июле 2009 г., уже на 400-метровой глубине начала разлагаться, а на 100 метрах окончательно развалилась, разом выпустив весь содержащийся в ней газ.

В последние годы интерес к проблеме газовых гидратов во всем мире значительно усилился в связи:

- с активизацией поисков альтернативных источников углеводородного сырья в странах, не обладающих ресурсами энергоносителей, т.к. газовые гидраты являются нетрадиционным источником углеводородного сырья, опытно-промышленное освоение которого может начаться в ближайшие годы;

- необходимостью оценки роли газовых гидратов в приповерхностных слоях геосферы, особенно в связи с их возможным влиянием на глобальные климатические изменения;

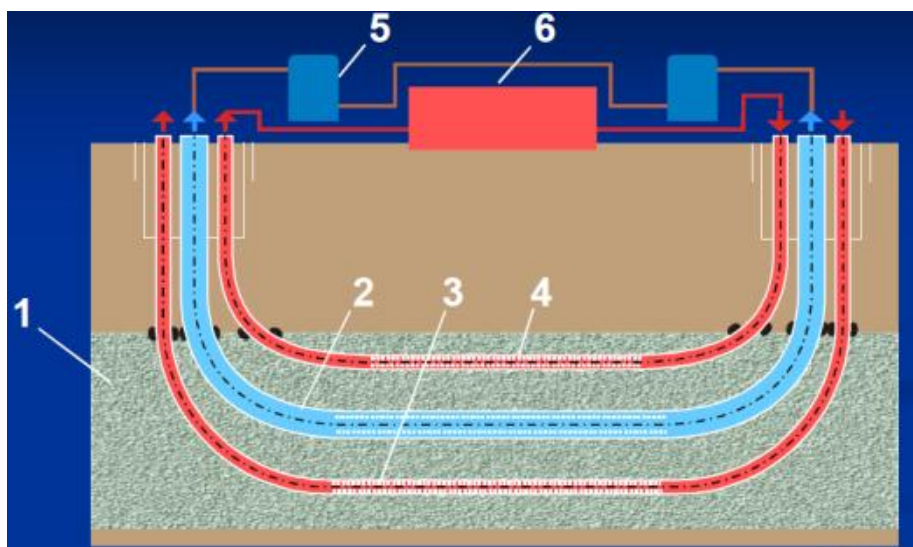
- изучением закономерностей образования и разложения газовых гидратов в земной коре в общетеоретическом плане с целью обоснования поисков и разведки традиционных месторождений углеводородов (природные гидратопоявления могут служить маркерами более глубокозалегающих обычных месторождений нефти и газа);

- возможностью использования газогидратных технологий при разработке, хранении и транспорте природного газа [3].

Сегодня существуют технологии, позволяющие добывать газ из газогидратов только на суше, причем их эффективность оставляет желать лучшего. Впервые они были опробованы еще в конце 60-х годов на Мессояхском месторождении на полуострове Таймыр, где добыча газа началась в 1967 г. Для "расплавления" газогидратов там используется депрессионный способ добычи, заключающийся в искусственном снижении пластового давления посредством откачки воды из скважины. На это приходится тратить много энергии, из-за чего значительная часть добываемого газа используется на месте, а сам газ получается весьма дорогим.

За сорок с лишним лет эксплуатации на Мессояхском месторождении добыто около 12,5 млн куб. м газа, что составляет около 65% от его оценочных запасов. Объемы добычи падают, в 2009 г. они составили всего 213 тыс. куб. м.

Помимо Мессояхского месторождения, в мире существует еще одно место, где добывали газ из газогидратов — экспериментальная буровая станция Mallik, расположенная недалеко от устья реки Маккензи на северо-западе Канады. В 1998-2008 гг. японско-канадская группа ученых при участии специалистов из США, Германии и Индии вела там пробное бурение, обнаружив слой газогидратов на глубине около 1000-1200 м.



1-газогидратная залежь; 2-добывающая скважина; 3-4 -нагнетательные скважины; 5-оборудование для отбора газа; 6-оборудование для нагнетания рабочего агента
Рисунок 3 – Технология добычи газового гидрата двухустьевой горизонтальной скважиной [7]

И сейчас на этой станции продолжается изучение различных технологий в данной области. Тестовая добыча велась в течение 6 дней зимой 2008 г. и составила около 13 тыс. куб. м газа. При этом использовался тот же депрессионный метод, что и на Таймыре. Ранее на Mallik был испытан и тепловой метод, заключающийся в нагревании газогидратного пласта посредством закачки пара или горячей воды, но расход энергии там оказался сравнимым с энергоемкостью высвободившегося газа.

Некоторыми специалистами предлагается технология замещения, заключающаяся в вытеснении метана из кларатов посредством заполнения их другим газом. Для этого лучше всего подходит углекислый газ, что позволило бы заодно решить и проблему его захоронения. Однако эта технология пока находится на стадии лабораторных исследований, до промышленных масштабов она дорастет, очевидно, еще не скоро [5].

Сегодня опробована и технология разработки газогидратной залежи на акватории. Скважину пробурили в слое вечной мерзлоты на крайнем севере Канады, на берегу моря Бофорта (рисунок 4). Эксперимент обошелся в 48 млн канадских долларов (47,4 млн

американских). И хотя стабильный выход газа удалось поддерживать только на протяжении шести суток, уже можно сказать, что это настоящий прорыв в области добычи «голубого топлива».

Основная проблема добычи газа из газогидратов заключается в том, что для разрушения их структуры и извлечения газа из "клеток"-кларатов нужно затратить довольно большую энергию, что, естественно, приводит к существенному росту затрат. По оценкам исследователя из "US Geological Service" Тимоти Коллетта, себестоимость добычи газа из газогидратов в Арктике может составлять 100-200% затрат при разработке традиционных месторождений, а морской газогидратный газ будет еще более дорогостоящим.

Кроме того, при организации добычи с морского дна существует реальная опасность поднятия "метансодержащего льда" на поверхность, что приведет к взрывному выделению газа. По одной из наиболее вероятных версий, именно такой подъем газогидратного пласта стал причиной взрыва платформы Deepwater Horizon и ее гибели в апреле этого года. Некоторые специалисты советуют вообще не трогать газогидраты, поскольку это может привести к значительным выбросам в атмосферу содержащегося в них метана, который является в 20 раз более сильным парниковым газом, чем диоксид углерода.

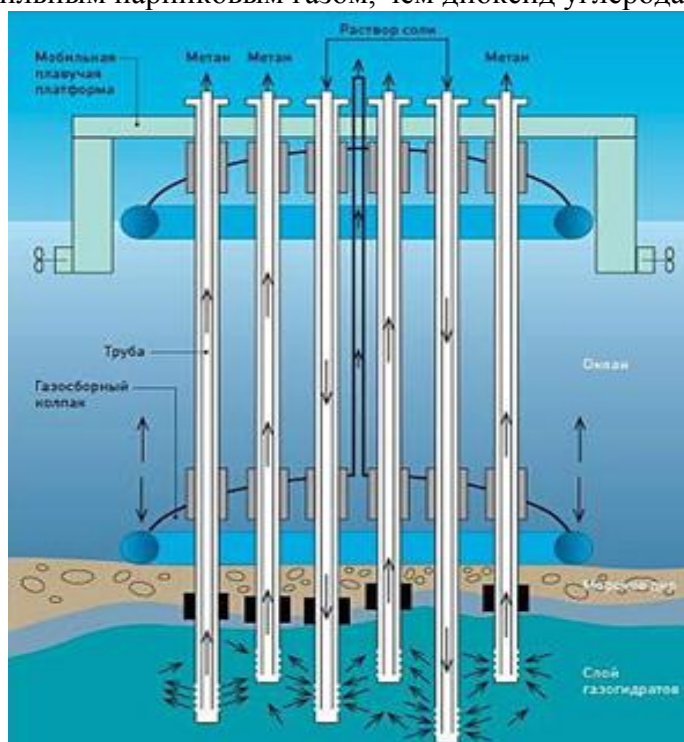


Рисунок 4 – Один из вариантов добычи разработки газогидратной залежи

Тем не менее в ряде стран мира разрабатываются проекты добычи природного газа из газогидратов, в том числе и на морском дне. При этом эксплуатация газогидратных месторождений может стартовать уже во второй половине текущего десятилетия [5].

Сейчас морские газогидраты признаны самым вероятным альтернативным топливом во многих странах. Над их разведкой и освоением работают во Франции, Германии, США; но особенно активны Канада и Япония.

Недавно российский «Газпром» произвел переоценку газовых запасов России, включая и морские, связанные на дне.

Оказалось, что резервы «голубого топлива» в пятьдесят раз больше, чем считали прежде! Добывать газогидраты в промышленных объемах Россия намеревается с 2020 года [4].

Как отмечают некоторые американские аналитики, ввод в эксплуатацию газогидратных месторождений с их гигантскими ресурсами может обрушить цены на

природный газ, сделав эти проекты убыточными. Как это, похоже, уже случилось со сланцевым газом.

Однако, помимо указанных выше проблем, учеными широко обсуждается гипотеза о возможном высвобождении гидратного метана при повышении температуры из-за глобального потепления — так называемая гипотеза клатратного ружья. Дело в том, что метан является парниковым газом и выделение его вызовет дальнейшее потепление и соответственно еще большее высвобождение метана. Возможно, такое неожиданное таяние газогидратов приводило к резким изменениям океана и атмосферы и в прошлом Земли. Наиболее заметное среди этих событий — массовое «Пермское вымирание» около 251 миллиона лет назад. Тогда, возможно, всего за несколько лет с лица нашей планеты навсегда исчезли 96% всех морских видов, 70% наземных позвоночных, 83% видов насекомых и даже многие микроорганизмы.

Впрочем, многие ученые не разделяют теорию о парниковом характере потепления атмосферы. Но зато ни у кого не вызывает сомнения, что, если научиться добывать гидратный метан, это обеспечит человечество энергией на сотни последующих лет [6].

Список использованных источников

1. Милосердова Л.В. Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа. Конспект лекций по программе «Нефтегазовое дело» / под ред. В.Г. Мартынова. - М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2003.
2. Благутина В.В. Ледяная клетка для горючего газа // Химия и жизнь. - 2006. - №6.
3. Википедия. Газовые гидраты. [электронный ресурс] - <http://ru.wikipedia.org/wiki/%C3%E0%E7%E6%E3%E8%E4%E0%E2%FB>
4. Газовые гидраты (газогидраты) - неосвоенное богатство Черного моря. Насколько близкая реальность? Эхо России. © 4.01.2011
5. Виктор Тарнавский. Горючий лед (часть 1). UA Energy © 2010
6. Павел Арабов. Горящий снег. Известия. © 30.03.2011
7. Создание научных основ новых технологий технических решений извлечения природного газа из газогидратных месторождений. Работы по государственному контракту № 02.515.11.5018 от 13.04.2007 г.

УДК 622.276.031:53(075)

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОВЕРШЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

Л.В. Петрова

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

Аннотация. Наука о движении жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых горных породах — теоретическая основа разработки нефтяных и газовых месторождений. Нефть, газ и вода, заключенные в пористой среде, составляют единую гидравлическую систему.

Ключевые слова: фильтрация нефти и газа, совершенная скважина, гидродинамика, интерференция скважин.

UDC 622.276.031:53(075)

INVESTIGATION OF INTERACTION OF PERFECT WELLS IN OIL AND GAS FILTRATION

L.V. Petrova

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

Abstract. The science of the motion of liquids, gases and their mixtures in porous and fractured rocks is the theoretical basis for the development of oil and gas fields. Oil, gas and water, enclosed in a porous medium, make up a single hydraulic system.

Keywords: oil and gas filtration, perfect well, hydrodynamics, well interference.

Подземная гидродинамика — наука о движении жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых горных породах — теоретическая основа разработки нефтяных и газовых месторождений, одна из профилирующих дисциплин в учебном плане промышленного и геологического факультетов нефтяных вузов.

В основе подземной гидродинамики лежит представление о том, что нефть, газ и вода, заключенные в пористой среде, составляют единую гидравлическую систему.

Совершенная скважина - буровая скважина, пройденная через всю водонасыщенную толщу пород, доведенная до водоупора, длина водоприемной части которой совпадает с мощностью водоносного пласта.

Теоретической основой ПГД является теория фильтрации - наука, описывающая данное движение флюида с позиции механики сплошной среды, т.е. гипотезы сплошности (неразрывности) течения.

Интерференция скважин - взаимодействие работающих нефтяных, газовых или водяных скважин, пробуренных с поверхности на один продуктивный пласт или на разные, но гидродинамически связанные друг с другом пласты. Интерференция скважин обусловлена тем, что нефть, газ, вода подвижны, а поры продуктивных пластов, в которых они содержатся, связаны в единую систему поровых каналов и трещин. При этом скважины одинакового назначения «мешают» друг другу, перехватывая притекающую к ним жидкость (или газ). В результате дебит каждой из нескольких работающих скважин всегда меньше дебита единичной скважины при прочих равных условиях. Этот факт обуславливает принципиальную особенность разработки месторождений жидких (газообразных) полезных ископаемых: все эксплуатационные нефтяные (газовые или водяные) скважины рассматриваются только в совокупности — в их взаимодействии в общем технологическом процессе разработки. Законы интерференции скважин изучаются специальной наукой о фильтрации — подземной гидродинамикой.

Интерференция скважин является одной из сложных задач подземной гидродинамики, представляющих несомненный интерес для теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений. Этой проблеме посвящено много работ как отечественных, так и зарубежных авторов.

Впервые теория взаимодействия скважин изложена В. И. Щелкачевым и Г. Б. Пыхачевым. Они подвели итоги исследовательских работ в этом направлении, проведенных в ГрозНИИ в 1935—1937 гг. и дали критический анализ ранее существовавших теорий интерференции скважин.

Гидродинамическое прослушивание скважин проводится с целью определения анизотропии горизонтальной проницаемости, оценки интерференции скважин, определения непроницаемых границ, подтверждения запасов в межскважинном пространстве и пр. Данное исследование является продолжительным и ресурсоемким, поэтому требует тщательного проектирования с целью снижения рисков получения некачественной информации.

Стандартным подходом к дизайну гидродинамического прослушивания является моделирование в ПО “PanSystem”, “Saphir”. У данного подхода существует ряд недостатков, а именно, невозможно учесть неоднородность по проницаемости и толщине, расчлененность разреза, другие геологические особенности объекта. Поэтому для детального моделирования исследования применяется расчет на сеточной модели (секторе модели) в ПО “Eclipse”.

Методом гидропрослушивания скважин исследовались свойства круговой нефтенасыщенной линзы и окружающих ее низкопроницаемых коллекторов. На основе математических экспериментов приводятся некоторые характерные зависимости кривых

падения и восстановления забойных давлений в возбуждающей и реагирующей скважинах с линзовидными коллекторами.

Обычно месторождение эксплуатируется десятками и сотнями скважин. Все скважины в процессе работы интерферируют (взаимодействуют) между собой. Другими словами, работа одной скважины взаимно влияет на режим работы другой соседней скважины. При этом задача встречается в двух постановках: 1) задаются дебиты скважин (до известного предела) и требуется определить давления на забоях скважин, а также давления в различных точках пласта (пластовые давления); 2) задаются забойными давлениями и определяют дебиты скважин. Второй случай в практике используется чаще. Здесь также величина забойных давлений ограничивается технологическими условиями эксплуатации (например, выносом песка, давлением насыщения, смятием колонны и т. д.). Хорошо известно, что рост суммарного дебита по месторождению отстает от роста числа скважин. Если поставить задачу обеспечения роста дебита пропорционально количеству скважин, то придется постоянно снижать забойное давление. Однако здесь также существует предел, до которого возможно снижать забойное давление.

Одно из важных приложений уравнений фильтрации к проблемам разработки нефтяных месторождений — решение задач исследования скважин. Нефтяные и газовые скважины испытывают для определения их продуктивности. При большинстве испытаний задают последовательность постоянных дебитов добывающих скважин и наблюдают за изменениями забойного давления. В результате сравнения данных испытания с теоретическими определяют основные параметры пласта, а следовательно, и продуктивность скважины.

Типичный пример применения программ моделирования — использование их при составлении проектов разработки нефтяных месторождений. Этот процесс называется модельным исследованием. Большинство вопросов, которые необходимо разрешить при исследовании, сходны с вопросами, возникающими при разработке программы, но они рассматриваются с другой точки зрения. Для того чтобы в полной мере использовать методы моделирования пластов, нужно иметь большой практический опыт в области разработки месторождений и моделирования на ЭВМ. Поскольку на разных стадиях процесса разработки модели делаются различные допущения, а уравнения фильтрации можно решить приближенно, при проведении исследований пластов и интерпретации результатов необходимо полагаться на интуицию инженера.

Список использованных источников

1. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика.- М.: Недра, 1986.
2. Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика.- Уфа, 1974.
3. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики.- Гостоптехиздат, 1956.
4. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика.- М.: Гостоптехиздат, 1963.
5. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. - М.: Недра, 1973.

Секция 2. МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 550.83

ВОЗМОЖНОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТЫ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

В.Е. Андреев

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

Аннотация. Исследование современного состояния трудноизвлекаемых запасов нефти в России актуально и остро необходимо, ему посвящено много научных работ и исследований разных авторов. Основные остаточные разведанные запасы нефти сосредоточены на 20 крупных месторождениях, находятся в третьей стадии разработки, продуктивные пласты обводнены на 60-70%, выработаны в среднем на 60% и дают основную добычу в стране. Добыча нефти обеспечена остаточными разведанными запасами на 24 года, которые в основном трудноизвлекаемые.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, карбонатный коллектор, соляная кислота, алюмохлорид, нефтяные залежи.

UDC 550.83

POSSIBILITIES OF ACID TREATMENT WHEN EXPOSED TO LAYERS WITH HARD-TO-RECOVER STOCKS

V.E. Andreev

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

Abstract. The study of the current state of hard-to-recover oil reserves in Russia is urgent and urgently needed, many scientific works and studies of various authors are devoted to it. The main residual proven oil reserves are concentrated in 20 large fields, are in the third stage of development, productive layers are watered by 60-70%, developed on average by 60% and provide the main production in the country. Oil production is provided by residual explored reserves for 24 years, which are generally difficult to recover.

Keywords: hard-to-recover oil reserves, carbonate reservoir, hydrochloric acid, aluminum chloride, oil deposits.

В настоящее время в научной литературе и правовых актах различной юридической силы нет единого определения и однозначной терминологии трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Впервые термин трудноизвлекаемых запасов появился в 70-х годах прошлого столетия. Под ними подразумевали запасы, разработка которых традиционными технологиями не обеспечивает необходимой эффективности с точки зрения коэффициента нефтеотдачи, а в некоторых случаях – также с позиций стоимости добычи нефти. В настоящее время общепринято, что к трудноизвлекаемым запасам относят те запасы, в отношении которых существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта, качеству находящегося в нем углеводородного сырья, и, как следствие, их разработка нерентабельна.

Кислота, закачиваемая в микроскопические протоки пласта горной породы, растворяет ее и таким образом увеличивает проходы. Это улучшает приток коллекторных жидкостей к скважине. Хотя при этом удавалось добиться значительного увеличения объемов добычи, но оказалось, что кислотные растворы вызывают чрезвычайно сильную коррозию скважинного оборудования, и этот метод был забыт. Кислотное воздействие

впервые было применено для увеличения дебитов нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами. Для проведения кислотной обработки использовалась соляная кислота, и метод получил название солянокислотной обработки. Затем область применения кислотной обработки и ассортимент кислотных растворов, используемых при этом методе, значительно расширились [5].

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности кислотное воздействие используется для следующих целей: обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и нагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию; обработки призабойной зоны этих скважин при повышении их производительности; очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды; удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин.

Кислотное воздействие разделяют на следующие виды: кислотные ванны, внутрипластовые и поинтервальные кислотные обработки, кислотный гидроразрыв пласта или кислотные обработки при высоком давлении, кислотно-гидромониторное и термокислотное воздействия. Кислотные ванны целесообразны при первичном освоении скважин в период ввода их в эксплуатацию или в процессе эксплуатации для удаления с фильтра загрязняющих кислоторастворимых материалов. Кислотные ванны предпочтительно применять для очистки необсаженных фильтров скважин. Для обработки скважин, фильтр которых перекрыт обсадными трубами, используют кислотные составы пониженной коррозионной активности. Потребное количество кислотного раствора на кислотную ванну равно объему ствола скважины в интервале обработки.

Кислотные ванны предназначены для очистки фильтра скважины от загрязняющих материалов, таких как глинистый раствор, частички цементного камня, продуктов коррозии металла и других. Ограничением технологии является обсаженный или перфорированный забой скважины [2].

При термокислотной обработке в интервал обработки поступает горячий раствор соляной кислоты, активно взаимодействующий с карбонатной породой и разрушающий металл забойного оборудования скважин. Эффективна эта обработка в случае предварительного удаления АСПО [5]. Технология заключается в закачке растворов кислоты при высоких перепадах давления, не превышающих давление гидроразрыва пласта (ГРП). Кислота активно проникает в поровое пространство, при этом не теряя своей активности в прискважинной зоне. Основным условием является поддержание давлений и скорости закачки.

Полимер-кислотная обработка применяется для увеличения дебита высокообводненных добывающих скважин. Взаимодействие алюмохлорида или раствора CaCl_2 с полимером вызывает осаждение полимера в наиболее проницаемых водопроводящих каналах. При последующей соляно-кислотной обработке происходит отверждение осажденного полимера, что исключает возможность его размывания и позволяет вести дальнейшую добычу из нефтесодержащей толщи пласта.

Также одним из эффективных способов воздействия на карбонатные пласты является способ КГРП, при этом кислота имеет глубокопроникающий эффект. Кислота реагирует как в прискважинной зоне, так и в удаленной части пласта, где реакция проходит не менее интенсивно. Поэтому КГРП часто используют при повторных КО, чтобы увеличить эффективность проведенной обработки. На рисунке представлена эффективность методов кислотного воздействия.

Из рисунка видно, что средняя дополнительная добыча при обычных КО меньше, чем при других методах. Таким образом, применение вышеперечисленных способов кислотного воздействия позволяет значительно повысить эффективность кислотных обработок и увеличить среднюю дополнительную добычу нефти из карбонатных коллекторов.

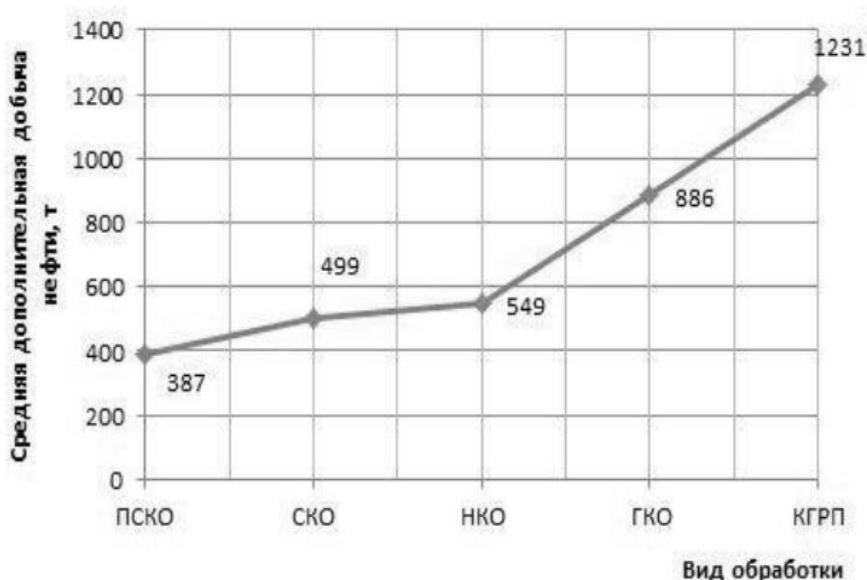


Рисунок 1 – Эффективность методов кислотного воздействия

Осваивать трудноизвлекаемые запасы необходимо на основе обмена достигнутыми результатами и координации совместных действий. Одной из таких форм взаимодействия может стать Западно-Сибирский нефтяной Консорциум. Консорциум является эффективным механизмом создания и совершенствования технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Необходимо создать единый информационный банк данных, в который войдут результаты геологических, сейсмических и каротажных исследований, гидродинамического моделирования, данные по используемым методам вскрытия и освоения трудноизвлекаемых запасов в Ханты-Мансийском Автономном Округе. Помимо этого, необходима разработка методик поиска, разведки, оценки ресурсов, подсчета и освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья и принятия нормативных актов. Экономическая эффективность участия в Международных Сланцевых Консорциумах доказана успехами зарубежных нефтяных и сервисных компаний в разработке сланцевых месторождений.

Задачи сегодняшнего дня состоят в создании новых научно-технических решений, направленных на интенсификацию добычи нефти, вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и увеличении нефтеотдачи пластов, а также в усовершенствовании уже известных методов показавших высокую эффективность в конкретных геолого-физических условиях.

Проблема разработки эффективных физико-химических методов, являясь узловой во всей нефтедобывающей отрасли, в первую очередь связана с отсутствием надежных эффективных технологий, способных работать в различных геолого-физических условиях, что обусловлено низким уровнем научно-методического и информационного сопровождения разрабатываемых технологий.

Основной объем добычи нефти ведется из трудноизвлекаемых традиционных запасов, преимущественно благоприятных для освоения современными технологиями. Главная проблема их дальнейшего использования – высокая обводненность и высокая выработка разрабатываемых месторождений, особенно наиболее крупных из них, и высокая себестоимость добычи нефти современными методами увеличения нефтеотдачи и изоляции водопритоков. Текущие разведанные запасы на 38,4% – активные, причем с высокой степенью выработанности. Существенную долю в остаточных запасах больше тридцати процентов – составляют запасы в низкопроницаемых коллекторах. За последние годы объемы добычи из низкопроницаемых коллекторов резко возросли, в основном регионе добычи нефти – Западной Сибири за счет применения новых технологий добычи. Основные запасы залежей с высоковязкой и тяжелой нефтью сосредоточены только в трех

федеральных округах России, причем более половины – в Приволжском и Северо-Западном ФО и около трети в Уральском. Основная добыча тяжелой и высоковязкой нефти ведется и достаточно успешно в Республике Татарстан и Республике Коми [3]. Самая высокая по России добыча трудноизвлекаемой нефти на сегодняшний день ведется из Доманиковой и Баженовской свит, также вызывают немалый интерес Куонамская свита в Восточной Сибири и сверхвязкая нефть Волго-Уральского региона (Татарстан, Оренбургская и Самарская область, Башкортостан) [4].

Список использованных источников

1. Боков, В.А. Физика магнетиков / В.А. Боков. – СПб.: Невский Диалект; БХВ – Петербург, 2002. – 272 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2013. – 816 с.
3. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений/ Б.В. Покрепин. – Волгоград.Издательство «Ин Фолио», 2014 – 192 с.
4. Алемасов В.Е. Комбинированное воздействие на продуктивные пласты как способ достижения синэнергетического эффекта. Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12 европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов»/ В.Е.Алмасов, Я.И. Кравцов, Р.Х. Муслимов. – Казань: Идел-пресс, 2013.
5. Григорьев М.Н. Региональная специфика трудноизвлекаемых запасов нефти России // М.Н.Григорьев. – Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 14–17.
6. Прищепа О.М. Трудноизвлекаемая нефть, потенциал, состояние и возможности освоения // О.М. Прищепа. – Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 24–29.
7. Савинкова Л.Д. Совершенствование методологии оценки качества запасов и ресурсов углеводородов (на примере Оренбургской области) / Л.Д. Савинкова – Оренбург, 2014. – С.74 – 102.

УДК 53.097

БОРЬБА С АСПО ПУТЕМ ТЕМПЕРАТУРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Измайлова Г.Р.

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

Аннотация. В данной работе исследуется один из частных случаев теплового метода – высокочастотный электромагнитный нагрев скважины. Исследуется плавление парафина в НКТ за счет образования объемных тепловых источников при распространении ВЧ ЭМ волн в диэлектрике – парафине.

Ключевые слова: парафиновая пробка, электромагнитное поле, НКТ, тепловые источники.

UDC 53.097

CONTROL OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS BY MEANS OF TEMPERATURE INFLUENCE

Izmailova G. R.

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

Abstract. In this paper, we investigate one of the special cases of the thermal method – high-frequency electromagnetic heating of the well. The melting of paraffin in the tubing due to the

formation of volumetric heat sources in the propagation of HF EM waves in the dielectric – paraffin is studied.

Keywords: paraffin plug, electromagnetic field, tubing, heat sources.

Недостатки в эффективности использования фонда скважин в нефтегазовых регионах. Наличие реликтовой зоны мерзлоты на глубине порядка 230 м может в ряде случаев привести к образованию в НКТ, помимо парафиновых пробок, гидратов попутных газов, которые представляют собой твердые соединения, образованные водной кристаллической решеткой, пустоты которой заполнены молекулами газа. При этом молекулы соединены прочной углеводородной связью. Силы сцепления между молекулами имеют природу Ван-дер-ваальсовых сил [1-5].

Месторождения Севера Тюменской области расположены в районах многолетнемерзлых пород, характеризующихся отрицательными температурами верхних слоев. Это способствует резкому охлаждению продукции, что обуславливает образование парафиногидратных и гидратных пробок. Этот процесс наиболее интенсивно идет в простаивающих скважинах. В реальных условиях парафины могут откладываться в скважинах с дебитом менее 50 т/сут преимущественно в интервале 10 – 250 м.

Как правило, чисто парафиновой пробки в скважинах не существует. Всегда присутствуют асфальтосмолистые вещества, гидраты [6-10].

Математическая модель плавления парафиновой пробки

Рассмотрим случай разрушения парафиновой пробки внутри НКТ (насосно-компрессорная труба) с использованием энергии электромагнитной волны. Разрушение пробки внутри НКТ возможно путем ввода электромагнитной энергии непосредственно в НКТ или в межтрубное пространство.

Рассмотрим случай, когда электромагнитная энергия вводится в межтрубное пространство (пенопласт). Система, состоящая из НКТ и обсадной колонны, представляют собой коаксиальную линию передачи электромагнитной волны от наземного генератора. При соответствующем способе возбуждения в такой системе устанавливается режим бегущих волн. Вследствие конечной электропроводности материала труб и диэлектрических потерь ЭМ энергии в среде, находящейся между трубами, происходит преобразование части энергии ЭМ волны в тепловую энергию, повышается температура в скважине. За счет повышения температуры в скважине происходит нагрев и плавление парафиновой пробки.

Высокочастотные электромагнитные волны, распространяясь вдоль коаксиальной линии передачи, теряют свою мощность за счет потерь на металлических стенках труб и в диэлектрике, заполняющем межтрубное пространство. В коаксиальной линии передачи ВЧ ЭМ волна распространяется в виде поперечной ТЕМ-волны, для которой отличны от нуля

только радиальная компонента напряженности электрического поля $\vec{E}_r$ и азимутальная составляющая напряженности магнитного поля $\vec{H}_\varphi$ в цилиндрической системе координат

r, φ, z . Составляющие $\vec{E}_r$ и $\vec{H}_\varphi$ для поперечной ТЕМ-волны в коаксиальной системе получаются из решения уравнений Максвелла. Продольная составляющая вектора Пойнтинга в цилиндрической системе координат для коаксиальной линии передачи имеет вид:

$$P_z = \frac{1}{2} \operatorname{Re}(\vec{E}_r \cdot \vec{H}_\varphi^*) \quad (1)$$

Здесь $\vec{E}_r$, $\vec{H}_\varphi^*$ - комплексная радиальная составляющая напряженности электрического и комплексно-сопряженная азимутальная составляющая магнитного поля, соответственно.

Плотность распределения тепловых источников вдоль линии передачи, создаваемых потерями электромагнитной энергии в металлических стенках НКТ и обсадной колонны и в диэлектрике, заполняющем пространство между ними, и сосредоточенных в них, определяются из выражений:

$$q_3 = \frac{2\alpha_3 P_0}{\pi(R_2^2 - R_1^2)} e^{-2(\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5)z} \quad (2)$$

$$q_4 = \frac{2\alpha_4 P_0}{\pi(R_3^2 - R_2^2)} e^{-2(\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5)z} \quad (3)$$

$$q_5 = \frac{2\alpha_5 P_0}{\pi(R_4^2 - R_3^2)} e^{-2(\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5)z} \quad (4)$$

α_3 - коэффициент затухания ЭМ волн в НКТ; α_4 - в межтрубье; α_5 - в обсадной колонне; R_1, R_2 - внутренний и внешний радиусы НКТ; R_3, R_4 - внутренний и внешний радиусы обсадной колонны; P_0 - мощность генератора ЭМ волн.

Общий коэффициент затухания для НКТ, межтрубья и обсадной колонны имеет вид:

$$\alpha = \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 \quad (3)$$

Коэффициенты затухания ЭМ волн определяются из выражений:

$$\alpha_3 = \frac{R_{s3}}{2Z_c R_2 \ln\left(\frac{R_3}{R_2}\right)}; \quad \alpha_5 = \frac{R_{s5}}{2Z_c R_3 \ln\left(\frac{R_4}{R_3}\right)} \quad (5)$$

Здесь R_{s3} и R_{s5} - активные части поверхностного сопротивления НКТ и обсадной колонны:

$$R_{s3} = \sqrt{\frac{\pi f \mu_{\alpha 3}}{\sigma_3}}; \quad R_{s5} = \sqrt{\frac{\pi f \mu_{\alpha 5}}{\sigma_5}}, \quad (6)$$

где $\mu_{\alpha 3}, \mu_{\alpha 5}, \sigma_3, \sigma_5$ - абсолютные магнитные проницаемости и удельные электропроводности НКТ и обсадной колонны соответственно, Гн/м, Ом⁻¹·м⁻¹.

Коэффициент затухания электромагнитных волн в межтрубном пространстве (пенопласте) определяется из выражения:

$$\alpha_4 = \omega \sqrt{\frac{\varepsilon_0 \varepsilon_4 \mu_0}{2}} \left(\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \delta_4} - 1 \right) \quad (7)$$

Здесь $\varepsilon_4, \operatorname{tg} \delta_4$ - относительная диэлектрическая проницаемость и тангенс угла диэлектрических потерь среды в межтрубном пространстве.

Для определения времени нагрева и плавления парафиновой пробки в НКТ была составлена математическая модель процесса распространения тепла в скважине. Было принято, что среда, заполняющая межтрубное пространство и окружающая ствол скважины, однородна и изотропна.

Математическая модель процесса разрушения пробки в НКТ при распространении в межтрубном пространстве ВЧ ЭМ волн сводится к решению системы уравнений теплопроводности в многослойной среде:

$$c_i \rho_i \frac{\partial T_i}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial r} \right) + q_i, i = 1, \dots, 6 \quad (8)$$

Здесь c_i - удельная теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ_i - плотность, кг/м³; λ_i - теплопроводность, Вт/(м·К). Индекс «1» относится к твердой фазе гидрата внутри НКТ $0 < r < R(t)$; «2» – к жидкой фазе парафина $R(t) < r < R_1$, которая появляется по мере нагрева в скважине и возникает вначале у стенки НКТ, потом область жидкой фазы постепенно увеличивается и доходит до центра НКТ. Индекс «3» относится к НКТ $R_1 < r < R_2$; «4» – к диэлектрику, заполняющему пространство между НКТ и обсадной колонной $R_2 < r < R_3$; «5» – к обсадной колонне $R_3 < r < R_4$; «6» к окружающим скважину породам $R_4 < r < \infty$.

Считается, что в начальный момент времени температура во всех слоях скважины в радиальном направлении одинакова. В начальный момент времени $t = 0$ весь парафин находится в твердом состоянии. С глубиной начальная температура больше в соответствии с геотермическим градиентом (0,03 °С/м), т.е

$$T_n(z) = T_{n0} + 0,03 (z - 10). \quad (9)$$

Здесь T_{n0} – начальная температура на глубине 10 м. Начиная с этой глубины температура в скважине не зависит от сезонных колебаний температуры.

$$T_i(r, 0) = T_n(z) \quad (10)$$

На максимальном рассматриваемом расстоянии от оси скважины r_m температура остается первоначальной:

$$T_6(r_m, t) = T_n(z). \quad (11)$$

На границе слоев скважины соблюдается равенство температур и тепловых потоков:

$$T_i(R_{i-1}, t) = T_{i+1}(R_{i-1}, t), \\ -\lambda_i \frac{\partial T_i(R_{i-1}, t)}{\partial r} = -\lambda_{i+1} \frac{\partial T_{i+1}(R_{i-1}, t)}{\partial r}, \quad i = 3-5 \quad (11)$$

При достижении температуры фазового перехода T_ϕ начинается плавление. Принимается, что плавление происходит на подвижной поверхности бесконечно малой толщины $R(t)$, т.е. решается задача Стефана:

$$T_1(R, t) = T_2(R, t) = T_\phi, \\ -\lambda_1 \frac{\partial T_1(R, t)}{\partial r} + \lambda_2 \frac{\partial T_2(R, t)}{\partial r} = \rho_1 L \frac{dR}{dt}, \quad (12)$$

где L - удельная теплота разложения парафина, Дж/кг.

В результате решения задачи (1) – (12) можно получить распределение температуры вдоль ствола НКТ (рис.1.)

Особенность плавления пробки в скважине - фазовый переход происходит не по всей длине скважины одновременно, а постепенно, начиная с устья до нижнего конца пробки. Такой ход процесса благотворно сказывается на ликвидации отложений в целом, т.к. дополнительное давление, созданное в верхней части пробки жидким парафином, проталкивает ее вниз к забою. Под воздействием естественного тепла Земли опустившаяся вниз пробка расплавится до конца.

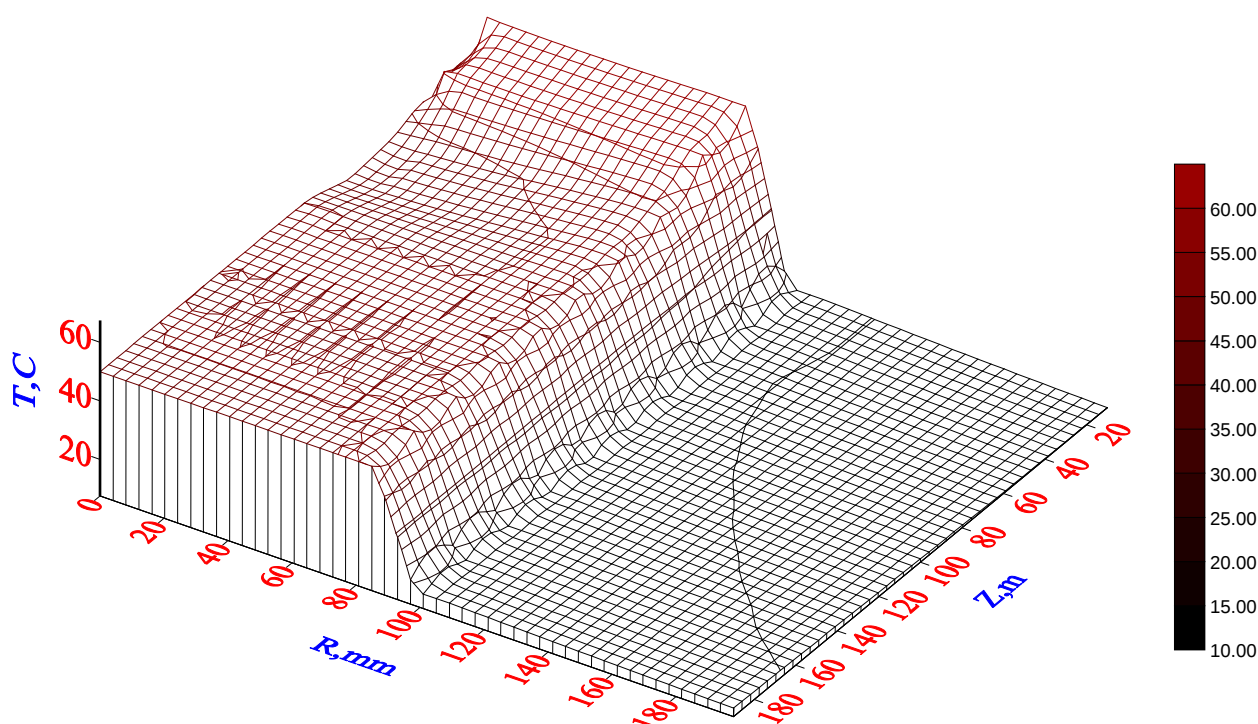


Рисунок 1 – Распределение температуры в скважине в момент времени $t = 2,4$ суток после включения генератора, мощностью $P_0 = 50$ кВт.

В заключение можно сказать, что современная электронная промышленность может предоставить для подобных применений источники энергии ВЧ и СВЧ ЭМП, мощности которых достигают сотен и более кВт, так что данный метод вполне может быть применен в нефтедобывающей индустрии.

Список использованной литературы

1. 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 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 37-40.
2. Расчет показателей тока многоконтурных электрических схем с использованием программы Mathcad [Текст] / Ф.К. Усманова, Л.З. Усманова, Г.Р. Измайлова, Г.И. Габдуллина // 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. 91-94.
3. Измайлова, Г.Р. Сопоставительный анализ тепловых источников, возникающих в нефтяном пласте, при излучении ВЧ ЭМ и акустических волн [Текст] / Г.Р. Измайлова // Моделирование. Фундаментальные исследования, теория, методы и средства: материалы 17-ой Международной молодежной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Новочеркасск: Лик, 2017. – С. 31-32.
4. Измайлова, Г.Р. Исследование комбинированного воздействия электромагнитного, акустического полей и смешивающегося вытеснения нефти растворителем на пористую среду [Текст]: автореф. дис. канд. физ.-мат. наук / Измайлова Гульнара Ришадовна. – Уфа, 2017.
5. Измайлова, Г.Р. Математическое моделирование процесса плавления парафиновой пробки воздействием высокочастотного электромагнитного поля [Текст] / Г.Р.Измайлова, Г.И. Габдуллина // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции

молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 1. – С. 417-419.

6. 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.

7. К вопросу о возможности энергоэффективного решения проблемы очистки внутренней поверхности труб магистральных трубопроводов [Электронный ресурс] / Ю.А. Гуторов, К.Ф. Габдрахманова, Г.Р. Измайлова, И.Х. Гимаев // Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». – 2018. – № 4. – С. 261-272. – Режим доступа: <http://www.vkrogaen.com>.

УДК 622.276.66

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ю. Котенев

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

Аннотация. Для сравнительного анализа были выбраны 2 технологии МГРП: шаровая и бесшаровая технологий «Мангуст». Приведена краткая характеристика технологий МГРП. Был проведен анализ по изменению дебита нефти, коэффициента продуктивности, накопленной и дополнительной добыче нефти в течение года после проведения технологий МГРП.

Ключевые слова: МГРП, шаровая, бесшаровая, технология, Мангуст.

UDC 622.276.66

APPLICATION OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS ON THE EXAMPLE OF YUZHNO-PRIOBSKOYE FIELD

M.Y. Kotenev

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

Abstract. Two multi-stage hydraulic fracturing technologies were selected for a comparative analysis: multi-stage hydraulic fracturing with balls and headless technologies “Mongoose”. The brief characteristic of technologies hydraulic fracturing is given. The analysis was carried out to change the oil production rate, the coefficient of productivity, accumulated and additional oil production during the year after conducting the multi-stage hydraulic fracturing technology.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, ball, balless, technology, Mongoose.

Одним из объектов активно разбуриваемым компанией ООО «Газпромнефть – Хантос» является Приобское месторождение. На этом месторождении применяют новые методы добычи нефти, в частности многоступенчатый гидроразрыв пласта (МГРП). Внедрение таких мероприятий связано с тем, что коллектора Приобского месторождения имеют низкую проницаемость (1мД). После проведения ГРП дебиты скважин увеличиваются и это позволяет разрабатывать участок значительно дольше.

Для сравнительного анализа были выбраны 2 технологии МГРП: шаровая и бесшаровая технологий «Мангуст» (рис.1).

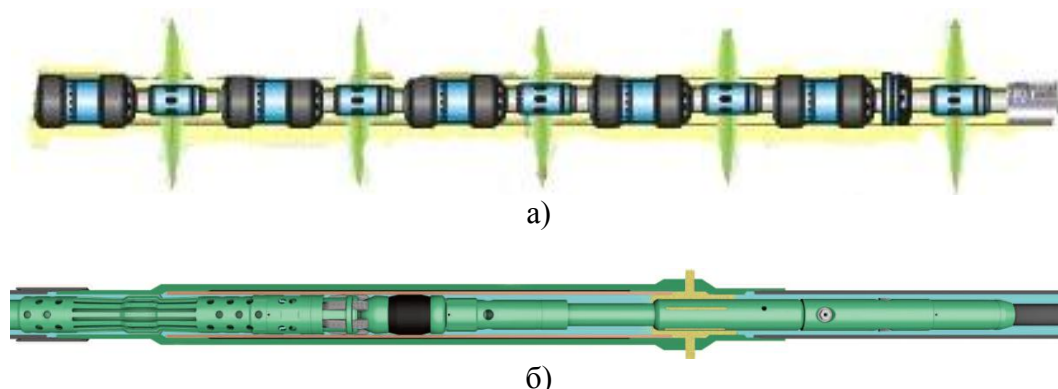


Рисунок 1 – Компонировка шарового МГРП (а) и МГРП «Мангуст» (б)

Одной из таких технологий является МГРП «Mongoose» со сдвижными муфтами (с возможностью многократного открытия/закрытия). В данной технологии объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, сдвижные муфты либо перфораторы для ГПП, что позволяет осуществлять МГРП за одну СПО и более эффективно, чем позволяет другой метод. В подвеску также входит уравнильный клапан/переводник для обратной циркуляции, пакер, якорь и механический локатор муфт. Кроме того, есть возможность спускать в составе системы датчики ниже пакера для проверки отсутствия сообщения с нижними перфорациями во время ГРП. [2]

Для интенсификации добычи использовалась шаровая технология. Она может использоваться как с пакером, так и без. Применение пакера подразумевает спуск хвостовика с циркуляционными муфтами и его самого для изоляции интервалов. В ходе операции ГРП в скважину направляют шары калибровочного размера от меньшего к большему диаметру. Когда шар устанавливается в специальное седло, интервал тем самым блокируется и можно проводить стадию ГРП. Затем операция повторяется [3]. При проведении МГРП с использованием шаров либо по бесшаровой технологии хвостовик не цементируется, что играет положительную роль, исключая тем самым риски, возникающие при цементировке хвостовика. [4]

В работе приведена краткая характеристика технологий МГРП, был проведен анализ по изменению дебита нефти, коэффициента продуктивности, накопленной и дополнительной добыче нефти в течение года после проведения технологий МГРП. При подсчете дополнительной добычи использованы различные методы расчеты и в результате чего были выбраны 3 метода по наименьшему значению критерия Тейлера. Далее по каждой технологии был проведен сравнительный анализ экономической эффективности.

В результате анализа было выяснено:

- 1) Накопленная добыча шарового МГРП выше, чем у МГРП «Mongoose»
- 2) На дополнительную добычу влияет длина горизонтального участка
- 3) Дополнительная добыча после проведения шарового МГРП больше, чем при проведении МГРП «Мангуст»
- 4) ЧДД за счет проведения шарового МГРП больше, чем при проведении МГРП «Мангуст»

В заключении, стоит отметить, что внедрение технологии МГРП на горизонтальных скважинах является перспективным направлением, поскольку она позволяет увеличить темпы выработки и, как следствие, получить максимальный экономический эффект, а также ввести в разработку ранее нерентабельные запасы [5].

Применение МГРП «Мангуст» позволило производить больше 10 стадий ГРП. Так на Южно-Приобском месторождении в 2016 году было произведено рекордных 30 стадий ГРП. Протяженность горизонтального участка при этом составило больше 1,5 км. При этом компоновка для проведения МГРП «Мангуст» было спущена всего за 2 СПО.

Список использованных источников

1. Проскурин В.А Совершенствование технологий многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Проскурин В.А/ Автореф. дисс. на соискание ученой степени канд. тех. наук. Уфа- 2013. – 123 с
2. Байрамов А.В. Новый уровень заканчивания скважин с возможностью проведения МГРП./ А.В.Байрамов/ Технологии 09.2016, -36 с.
3. Калинин, В.В. Стадии разрыва/ Калинин В.В./ Сибирская нефть 08.2012, №6, - 22 с.
4. Черевко, М.А. Диссертация на тему: «Оптимизация системы ГС и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов // Тюмень, 2015г., - 31с.
5. Бородич И. В., Ткачев Д. Г. Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП [Текст]//Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №. 1. – С. 44-46.

УДК 622.276.72

ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНАХ

Р.А Майский

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. В данной статье рассмотрены существующие методы предупреждения и борьбы с солеотложениям в скважинах при добычи нефти. Приведены причины солеобразования. Проанализированы действующие на скважинах методы предупреждения образования солей и их различные виды.

Ключевые слова: солеобразование, кристаллизация, ингибиторы, насосно-компрессорные трубы, призабойная зона.

UDC 622.276.72

TECHNOLOGY OF COMBATING SALT DEPOSITS IN WELLS

R.A Maysky

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. This article discusses the existing methods of preventing and controlling scaling in wells during oil production. The reasons for salt formation are given. The methods of salt formation preventing and various types acting on the wells are analyzed.

Keywords: salt formation, crystallization, inhibitors, tubing, bottomhole zone.

Солеотложения происходят при всех способах эксплуатации. Интенсивность и дальнейшие последствия выше при добыче нефти штанговыми скважинными насосными установками (ШНУ) и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Кристаллизация солей в насосных установках приводит в дальнейшем к их изнашиванию и заклиниванию, что в свою очередь чревато сломом вала и выхода из строя всей установки. Межремонтные периоды в таких скважинах значительно уменьшаются.

Основными компонентами солей являются карбонатные соединения кальция, магния, а также сернокислые соли бария и гипс. В состав входят также диоксид кремния, оксидные соединения железа, органические вещества (парафин, асфальтены, смолы) [1]. Заводнение

нефтяных пластов сопровождается интенсивной кристаллизацией оборудования. Основными причинами солеотложений являются:

- смешение химически несовместимых пластовых и закачиваемых вод;
- изменение термобарических условий при движении жидкости в скважине.

Смешение вод приводит к отложению солей, в основном, в пласте, а также в подземном оборудовании скважин. Термобарический эффект является постоянной и наиболее преобладающей причиной выпадения осадка. Интенсивность отложения кристаллов солей зависит от:

- начального содержания солей в пластовых водах;
- включений солей в пропластках;
- способа добычи продукции (ШСНУ или УЭЦН);
- совместимости вод из различных пластов, при добыче многозабойной скважины;
- совместимости добываемых вод с технологическими жидкостями закачки и водами для поддержания пластового давления (ППД) [2].

Для борьбы с солеотложениями применяется ингибитор солеотложений ХПС-005 и в солеобразующих, осложненных коррозией скважинах, ингибитор комплексного действия ХПКС-004.

Наиболее распространёнными способами защиты глубинно-насосного оборудования от солеотложения ингибиторами коррозии на месторождениях является:

- закачка ингибиторов солеотложения (ХПС-005 и ХПКС-004) в затрубное пространство добывающих скважин в среднем 1 раз в месяц;
- обработка призабойной зоны (ОПЗ) ингибитором солеотложения при подземном ремонте скважин (ПРС) [3].

Все существующие технологии борьбы с отложениями солей можно разделить на предупреждающие и удаляющие. В свою очередь предупреждающие делятся на физические, технологические и химические методы.

Физический метод предупреждения основан на воздействии акустическими и магнитными полями на поток жидкости. Недостаток этого метода заключается в том, что отсутствуют границы его применения, а также противоречивые лабораторные результаты исследования. С целью успешного использования этого метода, необходимо проводить специальные исследования по соответствию характеристик магнитных волн к условиям и свойствам добываемой продукции определённого месторождения.

Большое применение в нефтяной промышленности нашли магнитоактиваторы: МАС42/62-2, МАС73/130 (институт нефтехимии СО РАН совместно с Северским СКК), магнитные аппараты «Ма-Пермьнефть» (ОАО «ПермНИПИнефть») и «МАГ-1» (ОАО «Омский электромеханический завод») [3].

Сущность технологического метода заключается в изменении давления на забое скважины. Это приводит к изменению термобарических условий давления и температуры в скважине. Недостатком является снижение дебитов нефти при низкой производительности УЭЦН.

Различают несколько видов технологического метода. Метод турбулизации потоков: за счет увеличения скорости восходящего потока жидкости, происходит значительное уменьшение времени пребывания в скважине перенасыщенных растворов. Недостаток – гарантий эффекта нет, в большинстве случаев результат неоднозначен.

Суть метода по подбору закачиваемого агента (воды) при ППД заключается в следующем: подбирают такую воду, которая будет совместима с пластовой и попутно добываемой водой. Далее из этой воды удаляют солеобразующие ионы [4]. У этого метода наблюдается высокая эффективность, так как сохраняется продуктивность скважины, т.к. отложение солей в призабойной зоне пласта не происходит. Недостатком данного метода является сложность его реализации и большие затраты на подготовку и подбор совместимой воды.

Метод ограничения водопритока скважины заключается в проведении капитального ремонта скважины (КРС) при негерметичности эксплуатируемой колонны, а также использование водоизолирующих составов при прорыве воды в продуктивный пласт (ПП). Главный недостаток – это затраты и сложность реализации.

Суть метода защитных покрытий заключается в нанесении на отдельные детали, узлы оборудования и насосно-компрессорных труб (НКТ) различных защитных покрытий. В промышленной практике имеется опыт применения НКТ с покрытием поверхности лаком, стеклом и эмалями. Применение центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием позволяет увеличить межремонтный период скважин (МРП) до 2 раз. ООО «Борец» выпускает УЭЦН, имеющие порошковые рабочие ступени со специальным антисолевым покрытием. Из российских производителей известна фирма «Ижнефтепласт» [5]. Преимущества – коррозионная стойкость материала, а также небольшой вес, относительно низкая стоимость. Недостатки – меньшая, чем у металлических, прочность к некоторым агрессивным веществам.

Химические методы используются как для предупреждения солеотложения, так и для борьбы с кристаллами солей. Эффективным и применяемым в промышленных масштабах в настоящее время является химический способ борьбы с использованием ингибиторов солеотложения.

В зависимости от зоны и условий отложения солей ингибиторы применяют по различным способам подачи:

- циклическая закачка реагента в межтрубное пространство – жидкий реагент периодически закачивается в затрубное пространство. Объем закачиваемого реагента определяется объемом затрубного пространства до глубины подвески НКТ или насоса;
- непрерывная подача реагента в межтрубное пространство скважины – применяется при отложении солей выше приема насоса или башмака НКТ;
- закачка с помощью устьевого дозатора типа УДЭ (установка дозировочная электронасосная) (защита от приема до устья);
- закачка в заданную точку с использованием устьевых дозаторов;
- задавка химического реагента в ПЗП (призабойная зона пласта) – применяется в случае отложения солей в призабойной зоне продуктивного пласта и подземном оборудовании;
- размещение ингибитора на забое скважины в зумпф (шашки, капсулы, защита от забоя до устья) [6].

Для подачи реагента в пласт применяют следующие способы:

- дозированная подача реагента в пласт через систему ППД – осуществляется на кустовых насосных станциях с помощью дозировочных насосов. При данном способе закачки необходимо подбирать ингибиторы с низкой адсорбционной способностью ингибитора в пласте;
- закачка ингибиторов совместно с жидкостью для гидроразрыва при ГРП (технология ScaleFrac);
- закачка ингибиторов совместно с проппантом при ГРП (технология ScaleProp);
- совмещение кислотных обработок с введением ингибитора (технология ScaleMAT);
- закачка ингибиторов с жидкостью глушения [7].

Существует два метода удаления кристаллов солей в скважинах. Это химические и механические, а также возможно их комбинирование.

Сущность химических методов заключается в растворении солевых осадков с помощью добавления NaCl и закачки в пласт растворяющих ингибиторов.

Механические – это разбуривание, скреперование эксплуатационной колонны.

Для контроля осуществляемых закачек и выносом ингибитора из скважин определяется остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемых

водах. Контроль за выносом ингибитора солеотложения выполняется по методике определения остаточного содержания ингибитора солеотложения.

Контроль качества работ обработки призабойной зоны должен осуществляться путем отбора проб продукции скважин с периодичностью 15 дней после обработки до прекращения выноса ингибитора из пласта. При содержании ингибитора в попутно - добываемой воде менее 5 г/л скважину, по необходимости, переводят на защиту методом периодической закачки расчетного количества ингибитора в межтрубное пространство.

Перспективными методами подачи ингибитора солеотложений являются погружные скважинные контейнеры.

В настоящее время разработаны конструкции и выпускаются контейнеры скважинные (контейнер скважинный с твердым реагентом - КСТР, контейнер скважинный с капсулированным реагентом - КСКР).

Они предназначены для доставки ингибитора в скважину. Далее происходит дозированное растворение и подача в откачиваемой жидкости с целью предотвращения кристаллообразования в насосе.

КСТР, КСКР применяются в составе погружного оборудования в нефтяных скважинах с повышенным солеотложением.

Универсальная серия контейнеров с реагентами «Трил» является новым направлением предотвращения отложения солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), коррозии на оборудовании добывающих скважин, образования стойких дисперсных систем с самого начала технологической цепочки добычи и подготовки нефти при любой обводненности продукции (г. Пермь) [8].

Ингибитор помещается в скважину путем закрепления контейнера, который поставляется заполненный ингибитором «Трил», под насос, перед спуском оборудования во время очередного ПРС. Добываемые флюиды, омывая контейнер с размещенным в нем реагентом, подвергаются необходимой обработке.

Эффективность методов борьбы с отложениями солей при добыче зависит от всестороннего подхода к решению этой проблемы. Необходимы знания физических, а также химических процессов и причин, вызывающих кристаллизацию солей при различных условиях залегания флюидов. Вести контроль процесса добычи и своевременно предотвращать возможное осадкообразование солей. Важен правильный выбор метода борьбы с данным видом осложнения, который позволит добиться наибольшего эффекта в конкретных месторождениях, при этом должна учитываться экономическая целесообразность.

В настоящее время, одним из наиболее перспективных методов предупреждения и борьбы с солеотложениями являются контейнеры с реагентами «Трил», которые могут применяться на скважинах с любыми параметрами их работы и пластовыми температурами, а также имеют высокую степень надежности (корпус из НКТ) и простоту монтажа. В течение 2017 года контейнеры «Трил» использовались в структурных подразделениях большинства крупных нефтедобывающих компаний России, включая ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», и в зарубежных компаниях. В результате применения, солеотложения отсутствовали в 77 из 83 скважин, а объем операций на солеобразующем фонде сократился с 83% до 9% [9].

Список использованных источников

1. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / Персиянцев М.Н. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
2. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела [Текст] / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.
3. Хатмуллин, А.Р. Развитие технологий солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин [Текст] / А.Р. Хатмуллин, Р.А. Майский // Молодой ученый, 2018. – № 50 (236). – С. 64-65.

4. Давлетшин, А.Р. Прогнозирование применения щелочь-полимер-пав (alkaline-surfactant-polimer) в условиях терригенной толщи девона Югомашевского месторождения [Текст] / А.Р. Давлетшин, Р.Х. Усманов, Р.А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле. – Сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах, 2017. – С. 69-72.
5. Аракелян, Л.П. Анализ эффективности применений методов увеличения нефтеотдачи на Арланском месторождении [Текст] / Л.П. Аракелян, Р.А. Майский // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. – Geonature 2017: Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геоученых и инженеров – European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE), 2017. – С. 180-184.
6. Ганиева, И.Д. Повышение экологической безопасности при применении ингибитора Инсан [Текст] / И.Д. Ганиева, Р.А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле. – Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, 2018. – С. 55-58.
7. Насыров, И.И. Моделирование взаимодействия факторов, влияющих на эффективность операции гидроразрыва пласта [Текст] / И.И. Насыров, Р.А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле. – Сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах, 2017. – С. 138-141.
8. Авдеева, В.С. Химический метод увеличения добычи тяжелой нефти и препятствия осаждению асфальтенов [Текст] / В.С. Авдеева, Р.А. Майский // Новые материалы, химические технологии и реагенты для промышленности, медицины и сельского хозяйства на основе нефтехимического и возобновляемого сырья. – М.: Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, 2017. – С. 8-12.
9. Ляпин, С.В. Эволюция применения твердых ингибиторов [Текст] / С.В. Ляпин // Управление разработкой месторождений. Механизированная добыча. Промысловые трубопроводы. – М.: Инженерная практика, 2017. – № 7. – С. 72-77.

УДК 622.276

ОБЗОР МЕТОДОВ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

В.Ш. Мухаметшин

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

Аннотация. Интенсификация добычи нефти является одной из актуальных проблем нефтяной промышленности, от уровня решения которой в конкретных условиях определяется возможность поддержания высоких темпов отбора нефти с целью удовлетворения потребности народного хозяйства, наиболее полного извлечения нефти из недр, сокращения сроков разработки нефтяных месторождений при минимальных затратах на добычу нефти. В статье рассматривается применение солянокислотной обработки.

Ключевые слова: соляная кислота, призабойная зона, порода, солянокислотная обработка, добыча нефти.

UDC 622.276

REVIEW OF THE METHODS OF APPLICATION BY MEANS OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS

V.Sh. Mukhametshin

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

Abstract. The intensification of oil production is one of the urgent problems of the oil industry, from the level of solution of which in specific conditions is determined by the possibility of maintaining high rates of oil extraction in order to meet the needs of the national economy, the most complete extraction of oil from the subsoil, reducing the development time of oil fields with minimal oil production costs. The article discusses the use of hydrochloric acid treatment.

Keywords: hydrochloric acid, formation bottom-hole zone, breed, hydrochloric acid of obrabotok, oil.

Современный этап развития нефтегазового комплекса характеризуется естественным падением добычи нефти. Повышение нефтеотдачи и ускорение темпов разработки нефтяных залежей во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих скважин, которые в свою очередь определяются состоянием призабойной зоны пласта. Эта область пласта наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям.

Кислотные обработки (КО) скважин применяют для интенсификации дебитов скважин в карбонатных коллекторах, а так же в песчаных породах с содержанием карбонатов более 20% или с цементирующим материалом, состоящим из карбонатов кальция или магния. Кроме того, кислотные обработки широко используют для очистки стволов скважин и прискважинных зон пласта от глинистых корок, механических частиц и инфильтрата бурового раствора. Кислотные обработки являются одним из наиболее широко используемых способов интенсификации притока газа.

Существует четыре способа проведения кислотных обработок: кислотная ванна, простая, массированная и направленная кислотная обработка, а также гидрокислотный разрыв пласта. Выбор вида обработки зависит от минерального состава и свойств пласта, цели и очередности проведения кислотной обработки. Основной кислотой, используемой при кислотной обработке пласта, является соляная кислота (HCl). Она эффективно воздействует на карбонат кальция или магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды. Соляная кислота – дешевая и недефицитная. Используют также уксусную, муравьиную и другие кислоты. В кислотные растворы вводят различные присадки: ингибиторы коррозии, комплексирующие агенты, присадки для уменьшения поверхностного натяжения, замедления реакции, рассеивания и т.д.

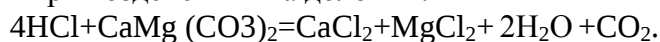
Основным объектом взаимодействия соляной кислоты с породой являются карбонатные материалы – известняк или доломиты, в том или ином количестве содержащиеся в цементирующих веществах породы.

При этом происходят следующие основные реакции [4]:

- при воздействии на известняк:



- при воздействии на доломит:



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) – хорошо растворимые в воде соли. Углекислый газ (CO_2) при пластовом давлении растворяется в воде. При обработке скважин соляной кислотой, продукты реакции можно не удалять из скважины, а продавливать в удаленные зоны пласта.

Для повышения эффективности кислотных обработок и увеличения процента успешности их проведения необходимо тщательно подходить к выбору скважин с учетом термодинамических условий и состояния ПЗП, состава пород и свойства жидкостей, технологии проведения соляной обработки и т.д. Для оценки конечного результата воздействия на ПЗП используется прирост коэффициента продуктивности (K_2/K_1) скважин от обработок за предыдущий (K_1) и последующий (K_2) месяцы. Это связано с тем, что в последнее время гидродинамические исследования проводятся нерегулярно.

В качестве факторов, влияющих на эффективность СКО, рассматриваются:

- геолого-физические факторы: эффективная толщина пласта, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, вязкость нефти, количество обрабатываемых пропластков, глубина залегания пласта и другие;

- эксплуатационные факторы: дебит скважины по нефти до обработки, дебит скважины по жидкости до обработки, обводненность добываемой продукции и другие;

- технологические факторы: кратность обработки, удельный расход кислоты на метр продуктивной толщины пласта, концентрация закачиваемого раствора кислоты и другие.

Предварительный выбор исходных параметров определяется путем статистической обработки данных, построения графических зависимостей влияния каждого параметра на изменение технологического эффекта и выявления (или отсутствия) качественной закономерности их взаимодействия.

Если в составе пород содержится гипс или ангидрит, то концентрация кислоты не должна превышать 15 %. Более концентрированная кислота растворяет указанные вещества, и они выпадают в осадок после ее нейтрализации, закупоривая поровые каналы.

В пластах, представленных карбонатными породами, с хорошо развитой естественной трещиноватостью, в которых кислота может прореагировать с породой в непосредственной близости от забоя скважины, при отсутствии возможности применения замедлителей скорости реакции или гидрофобной эмульсии, применяют ступенчатое изменение концентрации, закачивая в пласт первые порции кислоты 25 %-ной концентрации и последние – 10 %-ной концентрации.

При обработке слабопористых и малопроницаемых известняков и доломитов концентрацию увеличивают до 20-25 %. В большинстве же случаев для обработки карбонатных пластов применяют кислоту 12-15 %-ной концентрации, а пластов, представленных терригенными породами, – глинокислоту, т.е. смесь соляной кислоты 8-10 %-ной концентрации с 3-5 % плавиковой кислоты в расчете на объем кислотного раствора.

При повторных обработках и необходимости увеличения радиуса обработки для снижения рабочей депрессии применяют ступенчатое изменение концентрации.

Для скважины, в которой дебит снижен вследствие засорения призабойной зоны в процессе эксплуатации или ремонтных работ, применяют кислотные растворы 8-12 %-ной концентрации. Для кислотных ванн скважин, перекрытых колонной, применяют соляную кислоту концентрацией от 12-15 до 20 % в скважинах с открытым забоем. Для глинокислотных ванн применяют смесь соляной кислоты (14-16 %-ной концентрации) с 3-5 % плавиковой кислотой.

При обработке карбонатных пластов с хорошо развитой естественной трещиноватостью и проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$, продуктивность которых снижена вследствие засорения трещин частицами выбуренной породы и отчасти глинистым раствором, объемы кислоты составляют $0,4-1,0 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта.

Если трещины и призабойная зона высокопроницаемого пласта не засорены, то объем кислоты повышают до $1,5-2,5 \text{ м}^3$ и более на 1 м эффективной толщины пласта.

Когда пласт представлен слаботрещинистыми пористыми карбонатными породами, то удельные расходы ее составляют $1-1,5 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта, исходя из необходимости расширения сети микротрещин.

При обработке пористых нетрещиноватых пластов, в которых проницаемость призабойной зоны снижена вследствие проникновения в пласт промывочной жидкости, удельные расходы кислоты применяют от $0,5$ до 1 м^3 при первичных обработках и увеличивают их до $1,5-2 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта при вторичных.

В нетрещиноватых, слабопористых, низкопроницаемых карбонатных пластах проводят гидрокислотный разрыв с расходом кислоты более 25 м^3 на одну операцию.

Эффективность проведения кислотных обработок призабойной зоны скважин представлена в таблице 1.

При повторных обработках, проводимых для восстановления производительности, удельные расходы кислоты увеличивают на 30-50 % по отношению к объему кислоты,

закачанной при предыдущей обработке, Если повторная обработка проводится с целью увеличения радиуса воздействия кислоты на пласт, удельные расходы увеличивают в 2-3 раза.

Таблица 1 – Эффективность проведения солянокислотных обработок ПЗП в условиях НГДУ «Туймазанефть»

Номер скважины	До СКО		После СКО		Дополнительная добыча, тонн
	дебит нефти, т/сут	обводнённость, %	дебит нефти, т/сут	обводнённость, %	
206ТШК	2,7	60,2	3,8	63	368
1478	0,6	10	1,7	16	379
1662	0,5	46	1,6	52	380
36УСТ	1,50	34,00	2,40	65,70	305
1652	0,40	17,00	1,70	26,00	450
Среднее	1,14	33,44	2,24	44,54	376

Для карбонизированных песчаников необходимая продолжительность реакции с соляной кислотой составляет 4-6 ч.

Качественный анализ результатов показывает, что к росту эффективности СКО приводит: увеличение эффективной толщины пласта, повышение удельного расхода раствора кислоты на метр продуктивной толщины пласта, концентрация закачиваемого раствора кислоты, число обрабатываемых пропластков и уменьшение плотности и вязкости нефти, кратность обработок, содержание серы, парафинов, асфальтено-смолистых веществ, проницаемость и пористость пласта.

Список использованных источников

1. Годовой отчет деятельности НГДУ «Туймазанефть» за 2011 год [Текст]: отчет, 2012. – 57с.
2. Сургучев, М.Л. Извлечение нефти из карбонатных пластов [Текст]: учебник / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1987. – 235 с.
3. Галлямов, М.Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождения [Текст]: учебник / М.Н. Галлямов, Р.Ш. Рахимкулов. – М.: Недра, 1978. – 201с.
4. Логинов, Б.Г. Руководство по кислотным обработкам скважин [Текст]: учебное пособие / Б.Г. Логинов, Л.Г. Малышев, Ш.С. Гарифуллин. – М.: Недра, 1966. – 200 с.
5. Способ закачивания воды в нагнетательные скважины электроцентробежными насосами [Текст] / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, А.И. Воронин // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1 (57). – С. 176-178.
6. Увеличение извлекаемых запасов нефти нетрадиционными методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири [Электронный ресурс] / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, А.И. Хакимова, Д.И. Ахметшина, А.Р. Сафиуллина // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 41. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН****Л.В. Петрова***(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)*

Аннотация. В данной статье затрагиваются проблемы разработки месторождения. Установлены причины падения производительности скважин. Приведены примеры и причины образования парафиноотложений. Рассмотрены методы борьбы с осложнениями, возникающие при эксплуатации скважин. Рассмотрен инновационный метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, в виде применения погружаемого контейнера содержащего ингибитор комплексного действия. Приведена формула ингибитора комплексного действия. Представлена технологическая схема размещения контейнера с ингибитором. Доказана технологическая эффективность применения ингибитора комплексного действия, как метода борьбы с АСПО.

Ключевые слова: Ингибитор комплексного действия, отложения АСПО, межремонтный период, увеличение добычи, защита от АСПО.

UDC 622.276

USE OF INHIBITORS TO IMPROVE OIL WELL PERFORMANCE**L.V. Petrova***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. This article addresses the problems of field development. The causes of the drop in well productivity are established. Examples and reasons for the formation of paraffin deposits are given. Considered methods of dealing with complications arising from the operation of wells. An innovative method of dealing with asphalt-resin-paraffin deposits, in the form of the use of a submersible container containing an inhibitor of complex action, is considered. The formula of the complex action inhibitor is given. The technological layout of the container with the inhibitor is presented. Proven technological effectiveness of the use of an inhibitor of complex action, as a method to combat paraffin.

Keywords: Inhibitor of complex action, sediment ARP, the period between repairs, increase in production, protection from ARP.

В настоящее время нефтяная промышленность активно развивается в регионах РФ, особенно в Западной Сибири. На сегодняшний день свыше 70% всей российской нефти добывается именно там, за счет большого количества открытых месторождений, количество которых свыше 300 штук. В России добывается огромное количество угля, природного газа, золота, платины и других полезных ископаемых, но в добыче нефти мы занимаем одно из лидирующих позиций, по состоянию на 2019 год Россия занимает 8 место в списке стран с наибольшими запасами нефти. Ежегодно добывает свыше 550 млн. тонн нефти. Несмотря на такие показатели, страна стремится добывать еще большие объемы нефти.

В данной работе была рассмотрена одна из самых главных тем, возникающих во время эксплуатации УЭЦН, это осложнения, которые мешают стабильной добыче нефти.

Ведущие нефтяные компании заинтересованы в увеличении прибыли и уменьшении затрат на добычу полезных ископаемых. Но для этих целей необходима бесперебойная работа нефтяного оборудования. К сожалению, эксплуатация скважин на месторождениях России довольно проблематична. Основные причины затруднений носят технологический или геологический характер.

Несоответствующий выбор производительности установки электрического центробежного насоса (УЭЦН), а также проблемы с герметизацией насосно-компрессорных труб (НКТ), являются основными техническими проблемами, ведущие к преждевременному выходу из строя установок.

Во время эксплуатации скважин происходит отложения парафинов и солей, загрязнение призабойной зоны скважины (ПЗС), загрязнение песком, продуктами коррозии и солями приводит к снижению производительности скважин [1,5 с 116,115].

При добыче нефти термодинамическое равновесие пласта нарушается в виду перехода нефти из пластовых условий к поверхностным с выделением углеводородных газов, а также тяжелых фракций в виде парафина, смол и асфальтенов, которые осаждаются на внутренних поверхностях труб и препятствуют нормальному течению жидкости. Поэтому основным видом осложнений считается выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [2,3 с 24,196].

Для предотвращения отложений АСПО применяют гладкие покрытия, в качестве материалов используют эпоксидные смолы, стекло и эмали. Покрытием покрывают именно внутреннюю часть НКТ, где трубы находятся в непосредственном контакте с жидкостью. Такие покрытия позволяют снижать на 20-30% гидравлическое сопротивление потока [4,9 с 302,3].

Различают химические методы предупреждения АСПО: диспергаторы (не позволяют прикрепиться тяжелым углеводородам на стенки трубопровода), депрессаторы (снижают вязкость нефти) и модификаторы (попадая в пластовую жидкость модификаторы изменяют ее свойства) [7,10, с 25,8].

А также физические методы: скребки-центраторы, скребки-пробойники и другие скребки различных модификаций.

Одними из самых действенных методов являются тепловые методы: нагретый пар, горячая нефть или вода, электрические или индукционные подогреватели [11, с 157].

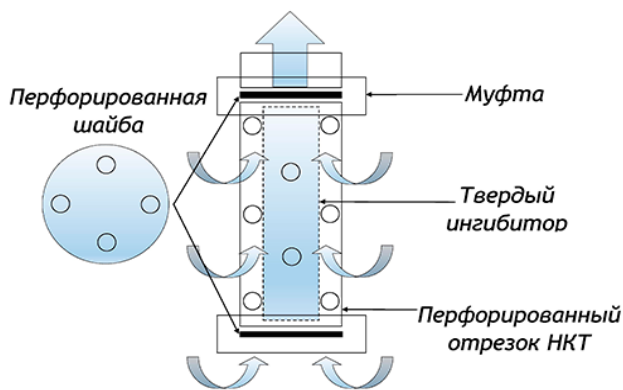


Рисунок 1 – Капсула для ингибитора комплексного действия

Мы считаем, что применение ингибитора комплексного действия, как метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) является оптимальным, в силу своего многофункционального действия. При использовании такого ингибитора предупреждается отложение асфальтенов, смол и парафинов, а также предотвращаются коррозионные процессы и отложения минеральных солей в местах контакта скважинной продукции с поверхностью труб и насосов.

Ингибитор комплексного действия представляет собой твердое вещество, которое помещается в капсулу (рисунок 1), длина которого от 10 до 25 м, и опускаются на заданную глубину ниже электроцентробежного насоса. Жидкость скважины постепенно растворяет реагент и происходит обработка потока.

Ингибитор представляет собой смесь растворителя и присадок. Растворитель состоит из спиртовых и углеводородных соединений, а присадки в виде четвертичной аммониевой соли, алкилимидазолина, растительного масла и бензилхлорида. При следующем соотношении компонентов смеси: растворителя - 70-99 %, присадка - 1-30 %.

Применение ингибитора комплексного действия на скважинах обеспечивает эффективное влияние на поток скважинной продукции. Эффект от применения заметен в течение длительного времени, более трехсот суток [6, с 29].

Это доказывают ряд скважин на Фаинском месторождении, где были установлены капсулы с ингибитором комплексного действия. Результаты мероприятий представлены в таблице 1, во всех скважин заметно уменьшились отложения парафина, коррозия, сократился износ скважинного оборудования. Увеличился межремонтный период скважин в несколько раз [8, с 9].

Таблица 1 – МРП в скважинах с применением ингибитора комплексного действия

№ скв.	Вид осложнения	До спуска капсулы	После спуска капсулы
		МРП, сут.	МРП, сут.
1	Эмульсия	135	915
2	Солеотложение	189	754
3	Коррозия	105	629

Для того чтобы занимать лидирующие позиции в мире по объему добытой нефти, нефтедобывающие компании России должны обеспечивать бесперебойную работу своих добывающих скважин. Для этих целей должны использоваться вышеуказанные методы, а также применение капсул с ингибитором комплексного действия. Эффективность данного метода была доказана на примере ряда скважин Фаинского месторождения, поэтому можно сделать следующие выводы:

- 1) Для достижения наилучшего результата рекомендуется комбинировать методы по борьбе с АСПО.
- 2) Для получения максимального результата при использовании ингибитора комплексного действия нужно следить за изменением обводненности скважиной продукции.
- 3) Установку капсул с ингибитором комплексного действия рекомендуется производить после предварительной промывки скважины.

Список использованных источников

1. Альмухаметова, Э.М. Эксплуатация скважин в осложненных условиях [Текст]: учебное пособие / Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов, А.Х. Габзалилова. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2015. – 116 с.
2. 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.
3. 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.
4. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс] / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов, Л.В.Петрова, Р.А.Нафикова, А.В. Герасимова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 302 (373 Kb). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.
5. Особенности борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в осложненных погодных условиях [Текст] / Р.Р. Зафаров, М.В. Булашов, Е.А. Хазов, М.Р. Миннеханов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых,

аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 1. – С. 75-77.

6. Арсланова, Л.З. Микробиологические технологии по предотвращению образования солей в системе сбора продукции скважин [Текст] / Л.З. Арсланова // 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. 29-32.

7. Альмухаметова, Э.М. Общие положения применения теплового воздействия [Текст] / Э.М. Альмухаметова, И.В. Владимиров, Э.Т. Кильмаматова // 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. 22-25.

8. Абдулхаков, Р.Р. К вопросу оценки влияния ингибитора солеотложений марки «СНПХ-5312» на физико-химические свойства эмульсий [Текст] / Р.Р. Абдулхаков, З.И. Гадиева // 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. 9-12.

9. Ворсина, Н.А. Применение ингибитора коррозии СНПХ-6438 в системе ППД Яшляуского ТП НГДУ «Азнакаевскнефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, А.Ф. Миллер // 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. 1. – С. 18-22.

10. Файзуллина, Л.Н. Эффективность применения ингибитора СОНСОЛ-2001 по предотвращению солеотложений добывающих скважин Туймазинского месторождения [Текст] / Л.Н. Файзуллина, М.М. Ахтямов // 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. 1. – С. 157-163.

УДК 622.276

БОРЬБА С АСПО НА НОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Д.К. Сагитов

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. Современный комплекс методов удаления и предотвращения образования АСПВ имеет очень широкий спектр, что связано со значительными дивидендами от их применения, однако в существующих реалиях сложной многофакторной системы добычи нефти, актуально применение более совершенных способов удаления и предупреждения образования АСПО.

Ключевые слова: Асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО), обводненность, покрытие, температура, растворитель, труба, физико-химический метод, присадка, нефть.

UDC 622.276

CONTROL OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN NEW OIL FIELDS

D.K. Sagitov

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The modern complex of methods for removing and preventing the formation of ARPD has a very wide range, which is associated with significant dividends from their use,

however, in the existing realities of a complex multi-factor oil production system, it is important to use more advanced methods of removing and preventing the formation of ARPD.

Keywords: Asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD), water content, coating, temperature, solvent, pipe, physical and chemical method, additive, oil.

На сегодняшний день подавляющая часть нефтяных месторождений находится в заключительной стадии разработки. Данная стадия характеризуется большим количеством осложнений, в числе которых образование АСПВ на поверхности эксплуатационного оборудования. Этот спектр осложнений удорожает себестоимость добычи нефти, осложнения увеличивают затраты используемого энергетического потенциала, способствуют выведению из строя подвижных элементов скважинного оборудования, загрязняют окружающую среду.

Как известно, борьба с АСПО в процессах добычи нефти ведется по двум направлениям, одно из которых направлено на удаление уже сформировавшихся отложений, а другое на предупреждение (или предотвращение) образования отложений. Удаление АСПО может происходить с помощью физических, тепловых, химических и микробиологических методов. Использование магнитных активаторов, технологии индукционного нагрева, растворители с добавлением депрессорно-диспергирующих присадок, использование лопастных устройств гидромеханической очистки и другие методы. Для предупреждения образования АСПО используют специальные покрытия внутри труб НКТ, ингибиторы, тепло-нагревательные линии, акустические и вибрационные установки и многое другое.

Выбор максимально результативных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, а так же их эффективность зависит от многих факторов, одним из важнейших является их отложение на поверхности НКТ. Условием отложения парафина на стенках труб является их более низкая температура относительно температуры перекачиваемой жидкости. Зависимость от количественного содержания, состава, строения и взаимного расположения высокомолекулярных компонентов в пластовой жидкости увеличивает вероятность образования АСПО, как пример, с ростом обводненности интенсифицируются выпадение АСПО за счет увеличения доли смол и асфальтенов в добываемой продукции. Тем не менее, применяемые промысловые методы по предотвращению АСПО охватывают значительный спектр задач и имеют в большинстве случаев положительные эффекты от их применения.

Масштаб негативного влияния образований АСП веществ, порождает огромный спрос на использование более эффективных, инновационных методов удаления и предотвращения выпадения АСПО, но несмотря на это, проблема еще далека от ее полного разрешения и остается одной из важнейших в нефтедобывающей отрасли.

В современной нефтепромысловой сфере параллельно замедлению темпов роста и падению добычи нефти проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений приобретает все более серьезные масштабы, что подтверждается активным развитием новых технологий для обеспечения решения актуальных производственных задач возникающих вследствие нарастания спектра проблем с разработкой трудно-извлекаемых запасов.

Список использованных источников

1. Апасов Т.Г., Апасов Т.К., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2. – с.2-7.
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО"Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.
4. Банный В.А., Макаревич А.В. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности. Часть 1 // Экология промышленного производства. – 2013. – №2. – с.2-9.

5. Herman J., Ivanhoe K., 1999. Paraffin, asphaltene control practices surveyed. Oil and Gas journal (28): 61-63. Hunt A., 1996. Fluid properties determine flow line blockage potential. Oil and Gas journal (29): 62-66

6. Малышев А. Г., Черемисин Н. А., Шевченко Г. В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением // Нефтяное хозяйство. 1997. № 9. С. 62–69.

7. 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.

8. Сейткасымов Б. С. Повышение эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями: к.т.н. – Москва, 2006. – 153 с.

УДК 550.8.1

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ПУТЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

В.Г. Уметбаев

(Главный научный сотрудник АО НПФ «Геофизика»)

Аннотация. В работе рассмотрен объект Y_3 на примере одного из месторождений Западной Сибири. Данные пласта представлены низкими ФЭС, высокой степенью расчлененности и невыдержанностью по площади. Проведен комплексный анализ 3Д сейсморазведки и геофизических исследований скважин с целью выявления и оконтуривания залежей уступов склона. Результаты исследований дают возможность перенести его на менее изученную часть месторождения.

Ключевые слова: залежь уступов склона, сейсморазведка, разрез, слайс.

UDC 550.8.1

DETAILED GEOLOGICAL MODEL AS AN EFFECTIVE WAY TO INTENSIFY OIL AND GAS PRODUCTION

V.G. Umetbaev

(Chief Researcher of the JSC RPC "Geofizika")

Abstract. The paper considers object Y_3 on the example of one of the fields in Western Siberia. The reservoir data is represented by low FES, a high degree of dismemberment and incompleteness in area. A comprehensive analysis of 3D seismic surveys and geophysical well surveys was carried out in order to identify and delineate the deposits of slope ledges. The research results make it possible to transfer it to a less studied part of the field.

Keywords: deposit of slope ledges, seismic measurements, section, slice.

В настоящее время на крупнейших месторождениях Западной Сибири основные объекты разработки в значительной мере выработаны. Для поддержания добычи необходимо вводить в разработку новые залежи. В связи с этим, внимание привлекли отложения, приуроченные к склоновой части клиноформного комплекса, именуемые ловушками уступов склона. Объектом исследования является залежь, приуроченная к склоновой части одного из крупнейших месторождений Западной Сибири, который отличается по фильтрационно-емкостным свойствам и не выдержан по площади, что требует повышенного внимания для построения адресной достоверной геологической модели [3].

2 Комплексный анализ геологического строения и прогноз нефтенасыщенных толщин

Эксплуатационное бурение на объекте исследования дало результаты не соответствующие прогнозным параметрам. Для снижения рисков дальнейшего бурения,

возникла необходимость перестроения геологической модели, которая включает в себя, интерпретацию ГИС, детальную корреляцию разрезов, а также результаты 3Д сейсморазведки.

В первую очередь были проанализированы геологические разрезы и построена концептуальная модель отложений уступов склона (рисунки 1, 2). На геологических разрезах наблюдалось падение по структуре в районе данной залежи более чем на 65 метров, более того, на концептуальной модели можно увидеть как на расстоянии 300 метров изменяются толщины на 6 метров, а на расстоянии еще 700 метров толщины пропадают, что говорит нам о невыдержанности коллектора по площади.

Залежь со всех сторон окружена непроницаемыми породами, коллектора - отсутствуют. Появление линзы песчаника на расстоянии более 9 км от основной залежи и при этом находящейся на 100 м выше песчаных отложений ачимовской толщи можно охарактеризовать как ловушку уступов склона. Ловушки этого типа образуются под воздействием эрозионно-аккумулятивного процесса в виде переноса песчаного материала из шельфовой части вниз по склону гравитационными потоками. Гравитационные потоки, видимо, имеют пульсирующий характер, в зависимости от объема поступающего в данную часть бассейна обломочного материала. Соответственно на уступе склона периодически преобладают эрозионные, или аккумулятивные условия, в целом приводящие к накоплению песчаного материала [1]. Кривая трехступенчатая ПС в разведочной скважине данной зоны, подтверждает периодичность эрозионных и аккумулятивных явления происходивших в процессе формирования на шельфовом склоне вскрытой песчаной линзы [2].

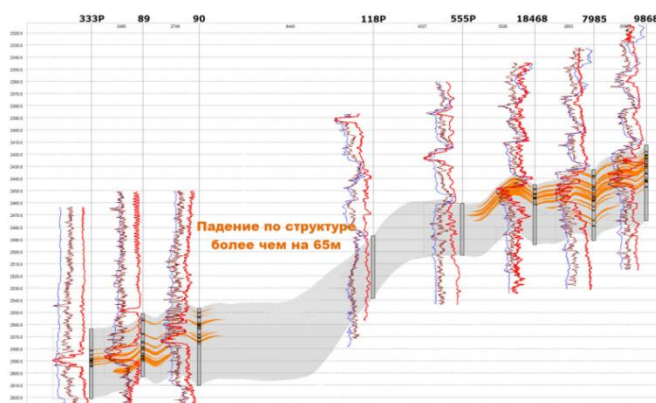


Рисунок 1 – Сводный геологический разрез

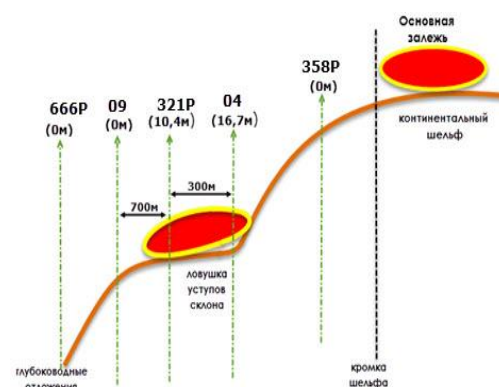


Рисунок 2 – Концептуальная модель залежи залежей уступов склона

На следующем этапе на основании сейсмических данных были спрогнозированы границы залежи в не разбуренной части пласта. Анализ сейсмических слайсов показал, что залежь расширяется в юго-западном направлении (рисунки 3).

Результаты бурения подтвердили предполагаемую геологию, что впоследствии позволило расширить залежь (рисунки 4). Изменения границ залежи по результатам сейсморазведки, позволили нам увеличить запасы, а также скорректировать точки входа в пласт по проектным скважинам.

Полученные знания применили и для менее изученной части месторождения, охваченной только 3Д сейсморазведкой и разведочными скважинами. Изучив сейсмические разрезы выявили аналогию с изученным объектом, что в результате позволит спрогнозировать начальные нефтенасыщенные толщины, данные фильтрационно-емкостных свойств и подобрать наиболее перспективные участки под эксплуатационное бурение.

На основании вышеизложенного необходимо отметить, что эффективность прогноза развития зон улучшенных коллекторов достигается благодаря детализации геологической модели за счет комплексного анализа данных. В ходе данной работы были выявлены закономерности формирования и размещения улучшенных пород-коллекторов на основе

комплексной интерпретации данных 3Д сейсморазведки и геофизических исследований скважин, что впоследствии позволило проводить высокую оценку рисков по эксплуатационному бурению залежей уступов склона.

Выполненная работа и подтверждение фактическим бурением показывает, что применение комплексного анализа позволяет выявить закономерности формирования и размещения нефтенасыщенных зон, что в свою очередь необходимо для снижения геологических рисков эксплуатационного бурения.

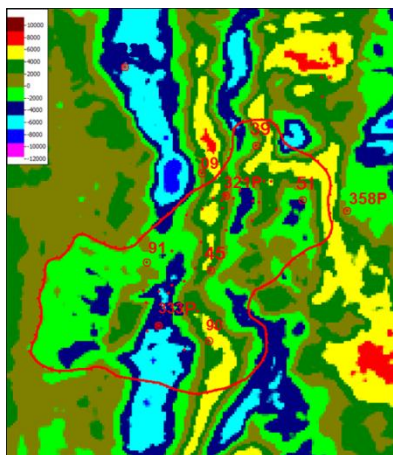


Рисунок 3 – Слайс_time_2_152

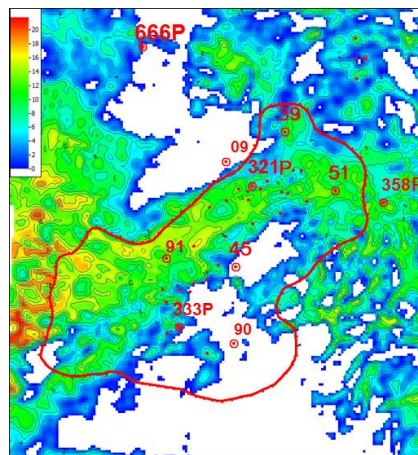


Рисунок 4 – Карта начальных нефтенасыщенных толщин

Список использованных источников

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном / Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 152 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. М: Недра, 1984. 260 с.
3. Чернова О.С. Седиментология резервуара. Учебное пособие по короткому курсу / Томск, 2005. – 170 с.

УДК 622.276

ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫЕ КОМПОЗИЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ЗАЛЕЖИ № 12 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

И.Г. Фаттахов

(ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,

г. Октябрьский,

ГБОУ ВО Альметьевский государственный институт)

И.Г. Андриянов

(Филиал ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в Туркменистане, главный геолог)

Аннотация. Рассмотрены группы водоизоляционных композиций, применяемые в настоящее время при проведении водоизоляционных работ в обводняющихся скважинах залежи Ромашкинского месторождения. Проанализирована эффективность проведенных мероприятий.

Ключевые слова: водоизоляционные работы, отверждающиеся композиции, гелеобразующие композиции, модификаторы поровой поверхности коллектора, водонефтяные эмульсии.

**WATER-INSULATING COMPOSITIONS APPLIED TO THE DEPOSITS №12
OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD FOR INTENSIFICATION
OF OIL AND GAS PRODUCTION**

I.G. Fattakhov

*(PJSC "Tatneft" named after V.D. Shashin,
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the city of Oktyabrsky,
Almetyevsk State Oil Institute)*

I.G. Andaryanov

(PJSC "Tatneft" named after V.D. Shashin, Branch in Turkmenistan)

Abstract. The groups of water shut-off compositions that are currently used during water shut-off works in the watering wells of the deposit of Romashkinskoye oilfield are considered. Analyzed the effectiveness of the activities.

Keywords: water shut-off works, thermosetting composition, gel-forming composition, reservoir surface modifying composition, water-oil emulsion.

В настоящее время большая часть месторождений России вступила в позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью добываемой продукции, снижением темпов падения добычи и т.д.

В этих условиях для повышения эффективности разработки и довыработки остаточных запасов нефти необходимо применение геолого-технических мероприятий.

Одним из эффективных способов борьбы с обводненностью являются водоизоляционные работы. Эффект от проведения водоизоляционных работ неоднозначен и обусловлен определением оптимальных геологических и технологических показателей применения известных и новых технологий.

Цель: Анализ эффективности водоизоляционных работ, применяемых на залежи № 12 Ромашкинского месторождения.

Анализ геолого-технологической информации.

Водоизоляционные работы на залежи № 12 Ромашкинского месторождения составляют значительную долю от всех проводимых геолого-технических мероприятий (24,55 %).

В настоящее время на залежи для проведения водоизоляционных работ применяют различные группы водоизоляционных составов [1].

Распределение числа мероприятий и дополнительной добычи нефти по применяемым технологиям представлено на рисунке.

1. Отверждающиеся водоизоляционные композиции

Данные водоизоляционные составы отверждаются в интервале изоляционных работ, образуя твердую тампонирующую массу. Данная группа содержит самые часто применяемые сейчас для проведения РИР в скважинах дисперсные тампонажные составы на основе цемента [2]. Существенным недостатком технологий РИР с использованием цементных растворов является возможное снижение коэффициента продуктивности скважин, связанное с загрязнением нефтеносных коллекторов. Для увеличения области эксплуатации и эффективности тампонажные растворы модифицируются. Однако опыт их применения показывает, что результат нередко достигается только за счет многократного повторения работ по тампонированию.

К отверждающимся композиционным составам относятся также составы на основе смолы (КФС, АЦФ), полимера и отвердителя [3]. Компоненты, взаимодействуя в пласте, образуют прочную, как камень, массу [4, 5].

Из этой группы технологий применяются составы на основе карбамидоформальдегидной смолы и состав гипан + цемент.

2. Гелеобразующие водоизоляционные композиции

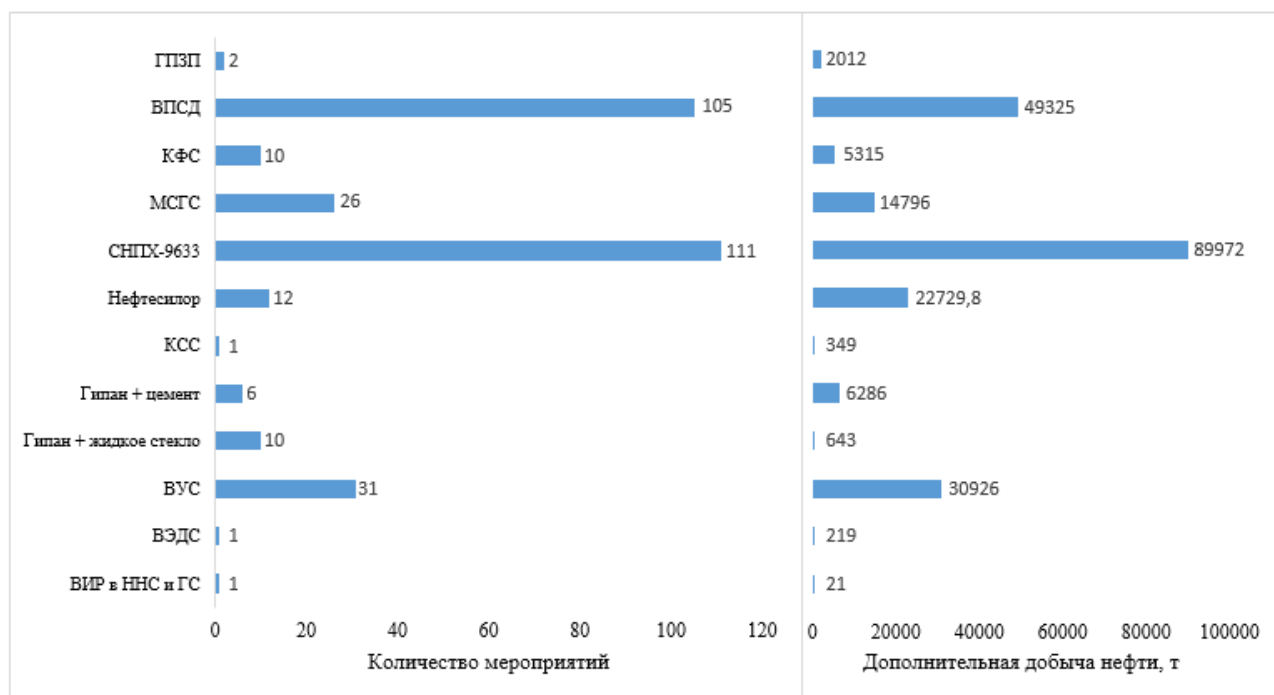


Рисунок 1 – Распределение числа мероприятий и дополнительной добычи нефти по применяемым технологиям

Водоизоляционные составы, входящие в эту группу, после структурирования в пласте образуют высоковязкий гель. К гелеобразующим относятся составы на основе полиакриламида (ПАА), метилцеллюлозы и оксиэтилцеллюлозы.

Композиции, в основе которых растворы ПАА, обладают некоторыми слабыми чертами: сложность приготовления раствора на скважине при низких температурах, обусловленная ее слабой растворимостью в воде; механически, термически (в скважинах с высокими температурами) и биологически деструктурируются из-за действия микрофлоры, которая содержится в пластовых и закачиваемых флюидах [2].

Тампонажные составы, в основе которых биополимеры, не обладают подобными недостатками. Смешение раствора биополимера и хромкалиевых квасцов приводит к образованию гелеобразной системы, которая перекрывает высокопроницаемые пласты и позволяет изолировать водоприток.

Также для водоизоляции применяют гелеобразующие тампонажные композиции, в основе которых раствор алюмохлорида. Раствор алюмохлорида способен при гидролизе образовывать гидрогели разной консистенции в поровом пространстве карбонатной породы и сточных водах. Использованию алюмохлорида способствует низкая стоимость [6].

Также широкое распространение для РИР получили образующие гель тампонажные составы, основой для которых служит высоко- или низкомодульное жидкое стекло (Na_2SiO_3). Действие состава основано на формировании жидким стеклом геля при наличии разнообразных структурообразователей в пластовой воде (ионы поливалентного металла) [7-11].

Применяемые составы данной группы композиций следующие: гипан + жидкое стекло; модифицированный силикатно-гелевый состав (МСГС); высокопрочные полимерные системы (ВПСД) (на основе полиакриламида); вязко-упругий состав (ВУС) на водной основе; СНПХ-9633.

3. Модификаторы поровой поверхности коллектора

Применение многофункционального реагента РМД при ВИР базируется на свойствах

ограничения движения вод в обводненных зонах при повышении фильтрационного сопротивления водонасыщенных зон пласта при помощи гидрофобизации. Применение многофункционального гидрофобизатора целесообразно для ограничения притока вод в коллекторах с низкой проницаемостью и незначительными градиентами давлений. При использовании в высокопроницаемых и трещиноватых коллекторах гидрофобизация может привести к увеличению поступления воды в скважину [10, 12, 13].

Гидрофобизатор призабойной зоны пласта применен в 2-х скважинах. На одной скважине применена коллоидно-селективная смесь.

4. Инвертные водонефтяные эмульсии

Действие большинства составов для водоизоляции основано на тампонажной массе, которая при взаимодействии с пластовыми флюидами не растворяется, и вследствие чего меняются коллекторские характеристики на продолжительное время, а в некоторых случаях необратимо.

Одним из составов, позволяющим достигнуть необходимого эффекта без изменения коллекторских свойств, является высоковязкая эмульсия [6].

Часто используются инвертные эмульсии с внешней углеводородной фазой, основанные на блокировании водонасыщенных зон пласта высоковязкими эмульсионными системами, образующимися при закачке реагента. Эмульсии в промытых зонах пласта не подвержены размыванию водой и могут быть разрушены во время контакта с нефтью [12, 14]. Однако водонефтяные эмульсии подвержены скорому вытеснению их из пласта, вследствие чего долговременного ограничения поступления воды в скважину не удастся достичь.

На одной скважине применена водная эмульсионно-дисперсионная система.

Одним из перспективных и эффективных является способ изоляции водопритока на основе нефтесилорной эмульсии (патент № 2283422, который основан на последовательной порционной закачке в изолируемую область обратной эмульсии, дисперсной фазой которой является вода, а дисперсионной – углеводород (нефть или ее фракции), и тампонажного состава, который армирует водоизоляционный экран, образующийся в пласте [15]. Водоизоляционный барьер, образуемый после структурирования в пласте закаченных компонентов, характеризуется более высокими механическими характеристиками и адгезионной устойчивостью к горным породам. Большая часть нагрузок и перепадов давлений воспринимается этим барьером, и он не разрушается [16, 17].

В настоящее время при проведении водоизоляционных работ на залежи используется множество разнообразных составов.

На изучаемой залежи применение нашли следующие группы водоизоляционных составов: отверждающиеся – состав на основе карбаминоформальдегидной смолы, состав гипан + цемент; гелеобразующие – гипан с жидким стеклом, модифицированный силикатно-гелевый состав, высокопрочные полимерные системы, вязко-упругий состав, технология СНПХ-9633; модификаторы поровой поверхности коллектора – гидрофобизатор призабойной зоны пласта, коллоидно-селективная смесь; инвертные водонефтяные эмульсии – водная эмульсионно-дисперсионная система, нефтесилорная эмульсия.

Наибольшее распространение получили СНПХ-9633, ВПСД и ВУС.

Одной из перспективных технологий, рекомендуемой для дальнейшего применения, является нефтесилорная эмульсия, при обработке которой по 12-ти скважинам получен значительный прирост добычи нефти.

Список использованных источников

1. Уметбаев, В.Г. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы: учебник / В.Г. Уметбаев [и др.]. – Уфа, 2000. – 421 с.
2. Блажевич, В.А. Тампонажные материалы (изоляционные) для ремонтно-изоляционных работ в скважинах: справочник / В.А. Блажевич [и др.]. – Уфа: РИО Госкомиздата БАССР, 1992. – 88 с.

3. Destruction of the Resins Structure Due to Heating [Text] / R.N. Bakhtizin, I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, D.I. Akhmetshina, A.R. Safiullina // Oriental journal of chemistry. – 2015. – Vol. 31. – No. 2. – Pp. 795–803. DOI: 10.13005/ojc/310221.
4. Пат. 2277573 Российская Федерация, МПК C09 K8/84. Гелеобразующий состав для изоляции водопритока в скважину [Текст] / Уваров С.Г., Ганеева З.М., Абросимова Н.Н., Ризванов Р.З., Яхина О.А.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2004136413/03; заявл. 14.12.04; опубл. 10.06.06, Бюл. № 16. – 7 с.
5. Пат. 2405803 Российская Федерация, МПК C09 K8/512. Состав для изоляции водопритоков в скважине [Текст] / Хисамов Р.С., Ганеева З.М., Абросимова Н.Н., Рахматуллина М.Н., Елизарова Т.Ю., Ризванов Р.З., Хисаметдинов М.Р.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2009136772/03; заявл. 05.10.09; опубл. 10.12.10, Бюл. № 34. – 8 с.
6. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 312 с.
7. Пат. 2285785 Российская Федерация, МПК E21 B33/138, C09 K8/90. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине [Текст] / Р.Р. Ибатуллин, С.Г. Уваров, М.Р. Хисаметдинов, И.Ф. Глумов, В.В. Слесарева, Ш.Г. Рахимова, Р.С. Хисамов; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2005104912/03; заявл. 22.02.05; опубл. 20.10.06, Бюл. № 29. – 11 с.
8. Пат. 2347897 Российская Федерация, МПК E21 B43/22, C09 K8/90. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и ограничения водопритока в добывающей скважине [Текст] / Р.Р. Ибатуллин, Р.С. Хисамов, М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, Н.Н. Абросимова, О.А. Яхина; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2007122581/03; заявл. 15.06.07; опубл. 15.06.07, Бюл. № 6. – 8 с.
9. Пат. 2382185 Российская Федерация, МПК E21 B43/22, C09 K8/90. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающей скважинах (варианты) [Текст] / Р.Р. Ибатуллин, М.И. Амерханов, А.Н. Береговой, В.С. Золотухина, Р.Р. Латыпов, Ш.Г. Рахимова, Р.С. Хисамов; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2009107789/03; заявл. 04.03.09; опубл. 20.02.10, Бюл. № 5. – 8 с.
10. Подымов, Е.Д. Анализ результатов применения некоторых современных технологий ограничения притока воды в добывающие скважины / Е.Д. Подымов, К.Р. Рафикова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2013. – Вып. 89. – С. 180–192.
11. Эффективность водоизоляционных работ гипано-силикатными композициями в нефтяных скважинах / М.И. Старшов, Н.Н. Ситников, И.М. Старшов, В.И. Малыхин, М.В. Залитова // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15. – № 15. – С. 238–239.
12. Махмутбеков, А.И. Интенсификация добычи нефти: учебник / А.И. Махмутбеков, Э.И. Волков. – М.: Недра, 1985. – 236 с.
13. Сургучев, М.Л. Извлечение нефти из карбонатных пластов: учебник / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1987. – 402 с.
14. Муфтахов, Е.М. Реологические свойства нефтей и нефтепродуктов: учебное пособие / Е.М. Муфтахов. – Уфа: УГНТУ, 2001. – 76 с.
15. Пат. 2283422 Российская Федерация, МПК E21 B33/138, C09 K8/82, C09 K8/84. Способ изоляции зон водопритока в скважине [Текст] / Р.Р. Кадыров, Г.Н. Фархутдинов, Д.К. Хасанова, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, В.А. Андреев; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2005106959/03; заявл. 10.03.05; опубл. 10.09.06, Бюл. № 25. – 7 с.
16. Перспективы использования нефтесилорной эмульсии при ограничении водопритока на 301-303 залежах НГДУ «Ленингорскнефть» [Текст] / Р.Р. Кадыров, А.С.

Жиркеев, А.К. Сахапова. Д.К. Хасанова // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения / коллектив авторов. – М.: Нефтяное хозяйство, 2008. – С. 206-209.

17. Фаттахов, И.Г. Использование неньютоновских систем для проведения водоизоляционных работ на примере нефтесилорной эмульсии [Текст] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров // Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли. – 2012. – С. 86-91.

УДК 622.276

СИСТЕМЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН - ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Л.Н. Хромых

(Самарский государственный технический университет)

Аннотация. В данной статье была рассмотрена проблема применения горизонтальных и многозабойных скважин. В статье было проаннотирован опыт России и зарубежных стран в данной области. Была предложена методика определения эффективности строительства горизонтальных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, пласт, многозабойная скважина, разветвленно-горизонтальная скважина, многоствольная скважина.

UDC 622.276

HORIZONTAL MULTI-WELLBORE SYSTEMS-EFFECTIVE TECHNOLOGY FOR INTENSIFICATION OF OIL AND GAS PRODUCTION

L.N. Hromykh

(Samara state technical university, assistant professor)

Abstract. This article addressed the problem of using horizontal and multilateral wells. The article outlined the experience of Russia and foreign countries in this field. A method was proposed for determining the effectiveness of the construction of horizontal wells.

Keywords: horizontal well, reservoir, multilateral well, branched-horizontal well, multi-bit well.

Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин свидетельствует о том, что их применение позволяет значительно улучшить текущие технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов, а в ряде случаев перевести забалансовые запасы нефти в балансовые: в частности, темпы отбора нефти из систем ГС по сравнению с системами вертикальными скважин (ВС) повышаются в 3–5 раз, увеличиваются дебиты скважин, сокращаются сроки разработки [1].

Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона 80–100° относительно вертикали [2]. ГС особенно эффективны при разработке трещиноватых коллекторов горизонтальной проницаемостью; при освоении залежей углеводородного сырья ограниченной площадью для установки бурового оборудования; для повышения нефтеотдачи пластов при доразработке месторождений на поздней стадии эксплуатации; при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов; локальных залежей углеводородного вещества и др.

Многоствольные и многозабойные скважины объединяет понятие разветвленная горизонтальная скважина. РГС – это скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких дополнительных стволов, при этом, если точка разветвления скважины

находится вне одного продуктивного горизонта, то это МСС, а если точка разветвления скважины находится в пределах одного продуктивного горизонта, то это МЗС [3].

Большую эффективность технологии разработки нефтяных месторождений ГС показали на уникальных по величине и продуктивности месторождениях Ближневосточного региона. Пробуренные в Саудовской Аравии, Омане и Египте ГС дают дебиты в 2 – 10 раз выше, чем вертикальные стволы [4]. Кроме того, уменьшается вероятность прорыва водяных и газовых конусов, что способствует более эффективной нефтеотдаче. По мере совершенствования технологии стоимость ГС вплотную приблизилась к стоимости вертикальных скважин. В России в качестве показателя эффективности применения технологий разработки месторождений ГС используется показатель эффективности Z , характеризующий относительный темп роста дебита нефти ГС к дебиту вертикальной скважины к соответствующему нарастанию капитальных вложений:

$$Z = \frac{\overline{q_n}}{\overline{K}} \quad (1)$$

$$\overline{q_n} = \frac{q_n^{гор}}{q_n^{верт}} \quad (2)$$

$$\overline{K} = \frac{K_{гор}}{K_{верт}} \quad (3)$$

где $\overline{q_n}$ — относительный дебит скважин по нефти; $\overline{K}$ — относительные капитальные вложения; $q_n^{гор}$, $q_n^{верт}$ — дебиты соответственно горизонтальной и вертикальной скважин; $K_{гор}$, $K_{верт}$ — капитальные вложения в строительство соответственно горизонтальной и вертикальной скважины [5].

Если $Z > 1$, то капитальные вложения в строительство ГС эффективны, если $Z < 1$ — то не эффективны.

Следует отметить, что показатель Z не достаточно корректен, поскольку не учитывает ряд существенных факторов: накопленный отбор продукции по скважинам; снижение общего числа скважин и, следовательно, рост удельных запасов на скважину; интерференцию скважин; сокращение расходов на прокладку нефтепромыслового оборудования; сокращение расходов на обезвоживание и обессоливание продукции; прирост геологических извлекаемых запасов за счет увеличения КИН, расходы на проведение геолого-технических мероприятия и т.д. Таким образом, для увеличения эффективности применения технологий разработки с ГС, требуется сокращать стоимость строительства ГС и увеличивать продуктивность ГС. Доведение величин относительных капитальных вложений до уровня стран, в которых эти технологии широко применяются (США, Канада, Франция и др.), т.е. до 1,7-2,0, позволит почти в 2,5 раза повысит успешность использования капитальных вложений при строительстве ГС. Этим объясняются успехи в применении технологии разработки залежей нефти ГС в Башкортостане и Татарстане.

Несмотря на существенный опыт бурения горизонтальных скважин в России и за рубежом, опыт их эксплуатации явно недостаточен. Решение вопросов повышения нефтеотдачи не устраняет проблем, связанных с эксплуатацией таких скважин, а в большинстве случаев некоторые из осложнений обостряются. Основные эксплуатационные объекты нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется значительной выработанностью запасов нефти и высокой обводненностью скважинной продукции. В данных условиях все большую роль приобретает освоение залежей с трудноизвлекаемыми запасами. К залежам с трудноизвлекаемыми запасами можно отнести коллектора характеризующиеся высокой изменчивостью фильтрационных свойств пласта по разрезу и площади, наличием контактного залегания нефтяной части с водоносным горизонтом, высокой расчлененностью

коллектора, большие перепады абсолютных отметок кровли и подошвы залежи. На практике вовлечение в разработку таких залежей с использованием традиционных систем разработки наклонно-направленными скважинами, как правило, реализуется недостаточно эффективно.

Технология бурения многоствольных горизонтальных скважин (ГС) имеет огромные перспективы, связанные с возможностью повышения эффективности добычи нефти, продления срока эксплуатации нефтяных месторождений и увеличения коэффициента извлечения нефти. До недавнего времени данная технология не находила широкого применения из-за отсутствия опыта и недостаточной теоретической изученностью. В связи всё возрастающим интересом во всем мире по применению многоствольных горизонтальных скважин возникает необходимость в разработке теории, исследовании процессов вытеснения нефти к забоям горизонтальных стволов и технологических принципов ведения таких работ.

Список использованных источников

1. Ибатуллин Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004. – 234 с.
2. Желтов Ю.П., Стрижов И.Н. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учебное пособие для вузов/ Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев – М.: Недра, 1985. – 124 с.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов – Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 272 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин – СПб.: Невский Диалект, 2001г. – 679 с.
5. Критерии оценки уровня освоения дисциплины «Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Д.И. Сидоркин // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 175-181.

УДК 622.24.085.24

МНОГОЗАБОЙНОЕ БУРЕНИЕ – ПУТЬ К ОСВОЕНИЮ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Ф.Н. Янгиров

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. В связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти усложняется задача их эффективной разработки. Данная статья посвящена новой технологии бурения многозабойных скважин «Фишбон». Технология строительства «фишбонов» позволяет увеличить нефтеприток, повысить экономическую эффективность разработки месторождения.

Ключевые слова: бурение, горизонтально-разветвленная скважина, многозабойная скважина, фишбон, FISHBONE, Восточно-Мессояхское месторождение.

UDC 622.24.085.24

MULTILATERAL DRILLING – IS THE WAY TO DEVELOP HARD-TO-RECOVER RESERVES

F.N. Yangirov

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Development of the field becomes difficult because the part of tight oil reserves is growing. This article is devoted to the new technology of drilling multilateral wells "fishbone". Construction technology "fishbone" allows to increase the flow of oil and the economic efficiency of field development.

Keywords: drilling, horizontally-branched well, multilateral well, fishbone, Vostochno-Messoyakhskoye field.

На сегодняшний день одними из главных энергоносителей, которые обеспечивают жизнедеятельность человечества, являются нефть и газ. Большая часть оставшихся запасов углеводородного сырья относится к трудноизвлекаемым, а полнота извлечения нефти из пластов является основной проблемой при добыче. Такие запасы обуславливаются залежами со сложным геологическим строением, низкой проницаемостью коллекторов, высокой вязкостью нефти, наличием разломов и газовых шапок. Отсюда следует, что технологии, повышающие коэффициент извлечения углеводородов, будут являться актуальным направлением. Одним из таких методов является разработка месторождений на основе применения технологии бурения и освоения многозабойных скважин «Fishbone».

Исходные данные были взяты из результатов исследований и опыта строительства многозабойных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении. В процессе исследования преимуществ технологии «Fishbone» использовались методы логического, статистического анализа.

Такое название технология «Fishbone» получила из-за особенной конструкции скважин. От одного горизонтального ствола отходят многочисленные боковые ответвления, по своей форме напоминающую скелет рыбы. Данная технология позволяет увеличить радиус охвата нефтенасыщенных участков пласта по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной, уменьшить объем буровых работ и экономических затрат. Конструкция такой скважины позволяет направить каждое боковое ответвление в отдельные нефтяные участки, при этом не задевать отдельные участки с газом или водой. Ответвления могут отходить в любом направлении от горизонтального ствола. Их стоимость значительно ниже, чем затраты на бурение отдельных скважин, однако сам процесс бурения таких скважин существенно сложнее.[1]

При строительстве горизонтального ствола с определенной точки производится бурение боковых стволов на вышележащий нефтеносный прослой, после чего происходит подъем компоновки до точки срезки. Затем проводится срезка в основной ствол и так — до следующей заданной точки. Для выполнения срезов применяется роторно-управляемая система, которая обеспечивает бурение скважин данной конструкции без дополнительных спускоподъемных операций. После окончания бурения в скважину спускается фильтр-хвостовик, в который из боковых стволов стекает нефть.[2]

Восточно-Мессояхское месторождение является одним из трудноизвлекаемых, строительство которого ведет Мессояханефтегаз, СП Газпром нефти и Роснефти. Основные продуктивные пласты представлены терригенными коллекторами, обладающие крайней прерывистостью по площади и разрезу. Нефтеносность участка определяется сеноманскими горизонтами. Общая особенность всех месторождений Мессояхской группы - мощная газовая шапка, из-за которой невозможно использовать стандартные способы интенсификации притока в полном объеме. Залегание продуктивного пласта в интервале 700–800 м определило уникальность скважин, вертикальная глубина 840 м - одна из самых малых в России, при этом горизонтальный участок обладает протяженностью 1000 м. Нефти в пластовых условиях обладает плотностью 945 кг/м^3 и вязкостью 111 мПа·с.[2] Нефть стремится к образованию стойких эмульсий при увеличении обводненности и наличии газового фактора. Извлечь нефть при таких сложных условиях можно только путем применения новейших методов строительства скважин и поддержания пластового давления.

По результатам бурения в 2015-2016 гг. было выяснено, что основной пласт ПК1-3, изначально рассматриваемый как единый монолитный объект, состоит из трех циклитов,

каждый из которых значительно отличается друг от друга по свойствам и требует индивидуального подхода к разработке. В 2016 г., учитывая все геологические особенности месторождения и условия залегания углеводородов, началось строительство горизонтальных скважин с множественными ответвлениями по технологии «Fishbone». Благодаря особенной конструкции скважины, значительно увеличился охват нефтенасыщенных участков пласта, уменьшился объем буровых работ и экономических затрат.[3,4] Данная конструкция позволила направить каждый боковой ствол в отдельные нефтяные участки, при этом не задевая соседние пласты с газом или водой. Также уменьшился наносимый урон на окружающую среду за счет уменьшения расхода технологической жидкости. [5]

Таким образом, технология бурения и освоения многозабойных скважин «Fishbone» показала свою эффективность. Данная технология позволила увеличить нефтеприток, повысить экономическую эффективность разработки месторождения. Тем самым зарекомендовала себя для дальнейшего исследования и использования на месторождениях.

Список использованных источников

1. Бакиров Д.Л. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. – Тюменский дом печати, 2015. – 229 с.
2. Проект «Мессояха» [Режим доступа]: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/13547/>
3. 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.
4. Левинсон Л.М., Нгуен К.К., Янгиров Ф.Н., Ганиев Р.Г. Моделирование процессов транспорта частиц выбуренной породы при наклонном и горизонтальном бурении. Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 2. С. 20-27.
5. Исмаков Р.А., Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С., Ахметшин И.К. Многозабойные скважины: области эффективного применения, технология работ и задачи планирования. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 9. С. 25-26.
6. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Учебное пособие для подготовки дипломированных специалистов по специальности 130504 "Бурение нефтяных и газовых скважин" направления 130500 "Нефтегазовое дело" / Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное агентство по образованию, Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет". Санкт-Петербург, 2005.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Альмухаметова Э.А. Режимы эксплуатации гидродинамически несовершенных скважин	3
Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш. Технологии изоляции продуктивных пластов на примере Знаменского месторождения	6
Ахметов Р.Т. Обоснование выбора скребка-центратора на скважинах НГДУ «Бавлынефть»	8
Ахметов Р.Т. Результаты применения ГРП в условиях Пальяновского месторождения	10
Ахметов Р.Т. Модернизация системы разработки Мустафинского месторождения	13
Ворсина Н.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи в условиях НГДУ «Туймазанефть»	15
Грезина О.А. Особенности разработки Туймазинского месторождения нефти при кислотном воздействии на пласт	18
Грезина О.А. Применение кислотной обработки по восстановлению приемистости нагнетательных скважин на Илькинском месторождении	21
Зарипов И.А. Предупреждение и ликвидация поглощений с применением наполнителей и их комплексов	23
Зиганшин С.С. Особенности бурения боковых стволов на Федоровском месторождении	26
Латыпов И.Ф. Методы увеличения нефтеотдачи применяемые на стахановском месторождении	28
Муслимов А.Ш. Усовершенствование системы сбора скважинной продукции Северо-Соленинского газоконденсатного месторождения с применением эжекции	30
Муслимов А.Ш. Применение каскадной технологии очистки пластовых вод для ППД на Ромашкинском месторождении	34
Нафикова Р.А. Современная тенденция разработки газогидратных залежей	36
Петрова Л.В. Исследование взаимодействия совершенных скважин при фильтрации нефти и газа	40

Секция 2. МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Андреев В.Е. Возможности кислотной обработки при воздействии на пласты с трудноизвлекаемыми запасами	43
Измайлова Г.Р. Борьба с АСПО путем температурного воздействия	46
Котенев М.Ю. Применение многостадийного гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах на примере южно-приобского месторождения	51
Майский Р.А. Технология борьбы с солеотложениями в скважинах	53
Мухаметшин В.Ш. Обзор методов применения солянокислотных обработок	57
Петрова Л.В. Использование ингибиторов для повышения производительности нефтяных скважин	61
Сагитов Д.К. Борьба с АСПО на новых нефтяных месторождениях	64
Уметбаев В.Г. Детализация геологической модели как эффективный путь интенсификации добычи нефти и газа	66
Фаттахов И.Г., Андарьянов И.Г. Водоизоляционные композиции, применяемых на залежи № 12 Ромашкинского месторождения для интенсификации добычи	

нефти и газа	68
Хромых Л.Н. Системы горизонтальных многозабойных скважин - эффективная технология интенсификации добычи нефти и газа	73
Янгиров Ф.Н. Многозабойное бурение – путь к освоению трудноизвлекаемых запасов	75

Научное издание

Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2017

**Материалы
Всероссийской научно-технической конференции
(02 июня 2017 г.)**

Редактор и корректор М.В.Селиванова
Компьютерная верстка М.В.Селиванова

Издательство Уфимского государственного
нефтяного технического университета.