

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

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2017

СБОРНИК ТРУДОВ
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
(31 марта 2017 г.)

ТОМ 1

Уфа
Издательство УГНТУ
2017

УДК 62

ББК 3

C56

Редакционная коллегия:

В.Ш. Мухаметшин (отв. редактор)

К.Т. Тынчеров

Р.Т. Ахметов

Р.И. Сулейманов

И.Г. Арсланов

Э.А. Мухтасарова

Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов
C56 международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш.
Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – 449 с.

ISBN 978-5-9500336-1-2

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

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

УДК 62

ББК 3

ISBN 978-5-9500336-1-2

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет, 2017

© Коллектив авторов, 2017

СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.63

Влияние механизма воздействия кислотного состава на карбонаты при обработке призабойной зоны пласта на эффективность интенсификации притока

Дубинский Геннадий Семенович

(Центр нефтегазовых технологий и новых материалов Государственного автономного научного учреждения Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г.Уфа, ведущий научный сотрудник)

Андреев Антон Вадимович

(Филиал «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Сделан краткий обзор факторов влияющих на эффективность обработки призабойной зоны в карбонатных пластах. Проведен анализ параметров солянокислотного воздействия на карбонаты. Отмечена необходимость применения отклонителей и замедлителей кислоты.

Ключевые слова: скважина, карбонаты, пласт, солянокислотная обработка, «замедленная» кислота, эффективность.

UDC 622.276.63

The influence of the mechanism of exposure of acid composition on carbonates in the processing of bottom-hole formation zone on the efficiency of inflow stimulation

Dubinsky G. S.

Center of oil and gas technologies and new materials of the State Autonomous scientific institution Institute for strategic studies of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Leading Researcher

Andreev A.V.

Branch of "Ufa state oil technical University" in the town of Oktyabrsky, associate Professor

Abstract. A brief review of the factors influencing the efficiency of bottomhole zone treatment in carbonate reservoirs was made. The analysis of parameters effects of hydrochloric acid on carbonates is made. The conclusion is made about the necessity of application of whipstocks of acid and «slow» acid.

Key words: well, carbonates, reservoir, hydrochloric acid processing, "slow" acid.

В процессе вскрытия продуктивного пласта, далее при креплении скважины, ее освоении и эксплуатации вокруг ствола скважины возникает призабойная зона пласта (ПЗП), определяющая продуктивность скважины. При планировании воздействия на продуктивный пласт необходимы глубокие знания геологических и технологических последствий, такого воздействия, это позволит корректно выполнять дизайн и осуществлять геолого-технические мероприятия по сохранению естественных и восстановлению ухудшенных коллекторских характеристик ПЗП.

Соляно-кислотная обработка (СКО) продуктивных карбонатных пластов является наиболее распространенным способом химического воздействия на призабойную зону скважин для интенсификации притока из пласта. Многолетний опыт применения СКО и большой объем проведенных исследований [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13], направленных на совершенствование и повышение эффективности этого метода показывают, что значительная часть обработок дает не высокие результаты. По различным оценкам, успешность проведения кислотных обработок на ряде месторождений не достигает 30% [1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 11, 12, 14]. Так как работы по кислотной обработке не требуют ощутимых затрат, то на разработку более дорогостоящих технологий и детальное исследование процесса не уделяется достаточного внимания.

Для изучения процесса кислотного воздействия на карбонатный скелет породы – коллектора исследовалась кинетика химической реакции соляной кислоты с образцами керна карбонатной породы, результаты обрабатывались и анализировались с использованием подходов механики многофазных сред для описания многокомпонентной фильтрации раствора

кислоты, подход Козени-Кармана для получения петрофизической модели, связывающей распределение проницаемости и пористости [15, 16, 17].

Эффективность кислотных обработок зависит от скорости реакции, начальной концентрации, объема закачиваемого кислотного состава и достигает максимума при определенных скоростях закачки [18, 19, 20, 21, 22]. В настоящее время уже существуют различные технологии проведения кислотных обработок от кислотных ванн с «нулевой» скоростью обработки до кислотных обработок при больших давлениях и критических скоростях, с достижением давления разрыва пласта и фактически кислотного гидроразрыва (КГРП). Но, при наличии широкого спектра кислотных систем, не всегда корректно определяется при каких условиях наиболее эффективно применять конкретную технологию.

На экспериментальном и практическом опыте доказано наличие оптимального режима закачки, зависящее от безразмерного числа Дамкелера (Damkohler) и связанное с формированием «червоточин» в процессе кислотной обработки [15, 16, 17, 19, 23]. Также, механизм воздействия кислоты на продуктивный пласт зависит от насыщенности, то есть воздействие на нефтяной (или насыщенный другими жидкостями) и газовый пласты отличается. Реакция кислоты с породой-коллектором может происходить только при (после) вытеснении жидкостей из некоторой зоны пласта. Для оценки эффективности кислотных обработок рассмотрим механизм воздействия кислоты на газонасыщенный карбонатный пласт.

Известно, что эффективность СКО определяется глубиной проникновения активной кислоты в пласт, которая, в свою очередь, зависит от скорости реакции кислоты с породой. Скорость реакции кислоты с карбонатной породой определяется скоростью поступления продуктов реакции в пласт и, следовательно, эффективность солянокислотной обработки будет определяться фильтрацией продуктов реакции в матрицу породы.

Радиус скважины после обработки можно вычислить исходя из уравнений материального баланса. Однако использовать аналитические уравнения для анализа результатов СКО сложно, поэтому для упрощения проведения анализа используют номограммы или эмпирические формулы, с помощью которых можно определить количество проникшей в пласт кислоты и увеличение радиуса скважины, задавшись давлением обработки, проницаемостью и пористостью обрабатываемого пласта.

В основе технико-технологических решений, направленных на увеличение нефте- и газопритока из карбонатных пород, лежит процесс растворения этих пород соляной кислотой. Для определения скорости реакции кислоты с горной породой различными авторами [7, 8, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 24] проведено много экспериментальных работ, которые можно условно сгруппировать следующим образом:

- статические условия (образец известняка контактирует с кислотой при известном отношении объема кислоты к площади поверхности;
- движение кислоты между двумя параллельными пластинками известняка;
- вращение образцов известняка в солянокислотном растворе с различными угловыми скоростями.

Большинство исследователей определяли скорость реакции кислоты с породой в статических условиях при этом исследовали зависимость времени нейтрализации кислоты от концентрации, от соотношения площади поверхности породы к объему кислоты, от температуры и давления. Время уменьшения концентрации кислоты до 10 % от начальной, принимают за время реакции кислоты с карбонатной породой. Далее глубину проникновения кислоты, рассчитывали с учетом средней скорости течения кислоты по трещине и времени ее реакции. Определенная таким образом глубина проникновения активной кислоты в пласт не соответствует реальным условиям в практике кислотных обработок. Здесь не учитывается влияние градиента скорости движения кислоты на скорость реакции, которая является основной в процессе растворения карбонатной породы при фильтрации кислоты.

На рисунках 1 и 2 представлены результаты обработки экспериментальных данных. Исходные данные - это зависимость скорости растворения от концентрации кислоты без ее снижения (рисунок 1, линия $\omega-C_0$) и от концентрации кислоты с учетом ее уменьшения (ри-

сунок 1, линии 1-5).

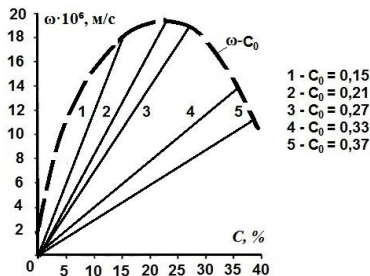


Рисунок 1 – Зависимость скорости растворения карбонатной породы ω от концентрации соляной кислоты C . C_0 – начальная концентрация кислотного раствора; $\omega - C_0$ – зависимость скорости растворения от концентрации кислоты без ее снижения; 1-5 – зависимость скорости растворения от концентрации кислоты с учетом ее снижения при разных начальных концентрациях.

Экспериментально определено, что скорость растворения соляной кислотой карбонатной породы линейно зависит от остаточной концентрации кислоты, которая замещается по мере снижения концентрации эквивалентным количеством хлористого кальция, являющегося продуктом реакции соляной кислоты с карбонатами (рисунок 1). Линия $C_0 = 0,15$ является исходной зависимостью скорости растворения от градиента скорости движения кислоты. Экспериментально было установлено, что зависимость скорости растворения карбонатного образца (пластины мрамора) от градиента скорости течения солянокислотного раствора 15%-ной концентрации в зазоре между двумя пластинами (рисунок 2, линия $C_0 = 0,15$) линейная. В экспериментах с солянокислотными растворами 10% и 5%-ной концентрации в кислотный состав был добавлен с хлористый кальций, в количестве эквивалентном количеству замещения соляной кислоты продуктами ее реакции с карбонатами.

Зависимости, полученные с моделями частично прореагировавшей кислоты, получились также линейными. Эксперимент по растворению проводился при ламинарном течении. Анализ результатов экспериментов позволяет сделать следующие выводы:

- скорость растворения карбонатной породы является линейной функцией градиента скорости течения кислоты вдоль поверхности межфазного контакта;
- при малых величинах градиента скорости, до $(2 \div 3) \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1}$, преобладает диффузионное растворение, величина которого определяется отрезком на оси ординат;
- при ламинарном течении кислотного раствора вдоль карбонатной поверхности скорость растворения пропорциональна концентрации кислоты во всех исследованных ее величинах, в том числе с заменой кислоты хлористым кальцием;
- превышение исходной концентрации соляной кислоты 24÷25 % резко уменьшает скорость реакции с карбонатами из-за уменьшения диссоциации и повышения в растворе концентрации хлористого кальция (по мере нейтрализации кислоты), что в литературе называют влиянием общего иона.

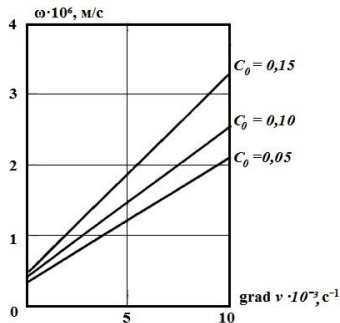


Рисунок 2 – Зависимость скорости растворения ω от градиента скорости при отсутствии продуктов реакции в растворе кислоты $\text{grad } v$.

Эмпирическая зависимость для скорости растворения при соответствующем замещении кислоты хлористым кальцием может быть записана в следующем виде [24]:

$$\omega = k_t \cdot \bar{C} (\omega_0 + k_{\square} \cdot \text{grad } v), \quad (1)$$

где ω_0 – скорость растворения при начальной концентрации кислоты C_0 при значениях градиентов скорости, близких к нулю; $\text{grad } v$ – градиент скорости потока на поверхности реакции (для движения между двумя плоскостями); $k_{\square}$ – тангенс угла наклона линии скорости растворения при начальной концентрации кислоты C_0 ; C – текущая концентрация кислоты в долях единицы от начальной концентрации, принятой за единицу; k_t – коэффициент, учитывающий влияние изменения температуры на скорость растворения.

На графиках (рисунок 2) точки пересечения различных концентраций кислоты C_0 с осью ординат соответствуют значениям скорости растворения ω_0 , характеризующей скорость диффузионного растворения при различной концентрации кислоты. Угол наклона этих линий к оси абсцисс является коэффициентом $k_{\square}$ в формуле (1).

При плоскорадиальной фильтрации соляной кислоты через пористую карбонатную породу принято выделять две фазы растворения: первая – это растворение породы при начальном радиусе скважины R_0 за счет растворения перегородок между каналами, по мере растворения перегородок происходит их смыкание на поверхности ствола скважины и последующий рост радиуса скважины R_c ; вторая фаза растворения начинается с момента смыкания стенок канала, во время этого увеличивается приведенный радиус скважины и замедляется поступление кислоты в пласт (уменьшается скорость ее фильтрации). Во время второй фазы, концентрация кислоты на входе в пористую среду равна начальной концентрации. Существуют аналитические методы определения изменения скорости поступления кислоты в породу по мере роста радиуса скважины R_c , также можно оценить время смыкания стенок канала пористой среды, изменение концентрации кислоты в ее головной порции по пути фильтрации и рост радиуса растворенной породы в зависимости от количества закачанной жидкости [15, 16, 17, 19, 23].

В диапазоне проницаемости $(0,1 \div 100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при скоростях закачки кислоты $(1,25 \div 20,0) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ время смыкания каналов колеблется от 0,0001 до 1,5 с. В этом же диапазоне проницаемости, $(0,1 \div 100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, концентрация кислоты падает до 1% от первоначальной величины на расстоянии 3 мм от фильтрующей поверхности и только при проницаемости $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ это расстояние может достигать 30 мм при пористости карбонатной породы 5%.

После первой фазы растворения, в процессе которой произошло смыкание каналов на фильтрующей поверхности, начинается увеличение радиуса скважины. При этом концентрация кислоты в каналах породы продолжает уменьшаться во времени, а также в результате увеличения поверхности реакции с ростом радиуса заполненного кислотой объема раство-

ренной породы (объем цилиндра радиуса R_c). Наступает момент времени, когда количество подводимой кислоты для реакции на поверхности радиуса R_0 полностью тратится на растворение породы на этой поверхности и в пористую среду поступают только продукты реакции, т.е. скорость продвижения границы раздела кислоты с растворенной породой равна скорости подвода кислоты к этой поверхности. При расчетах радиус скважины принимался $R_0 = 0,1$ м. По мере увеличения радиуса R_c породы подверженной растворению, скорость поступления кислоты в пористую среду уменьшается на величину объемной скорости приращения растворенной породы. Для рассмотренных случаев максимальное значение составляет примерно 1 с.

Следовательно, при расчетах в интервалах пористости $0,025 \div 0,2$ и проницаемости $(0,1 \div 100) \cdot 10^{-15}$ м² можно принять, что скорость растворения породы пропорциональна скорости движения кислоты.

Из сказанного выше следует, что при ОПЗП соляной кислотой максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважинной зоне. В удаленной же зоне пласта реакция кислоты с породой идет с намного меньшей интенсивностью ввиду потери значительной части ее активности. Как результат прискважинная зона обрабатывается более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения (в литературе – «промоины, червоточины») в ущерб качеству формирования новых и расширения существующих каналов в удаленной зоне пласта. Следствием этого является падение эффективности СКО при повторных обработках, проведенных в одной скважине. Очевидна необходимость замедления химического взаимодействия кислоты и карбонатной породы [17, 19, 20, 21, 22]. Уже в настоящее время применяют в промысловой практике так называемые «замедлители» и «отклонители» соляной кислоты [25, 26, 27, 28, 29]. Актуальность совершенствования технологий СКО особенно возрастает с началом интенсивного освоения запасов углеводородов в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

Список использованных источников

1. Андреев, А.В. Совершенствование технологии солянокислотного воздействия на пласт на Дачном месторождении / А.В. Андреев // Матер. Международной молодёжной научной конференции «Севергеокотех-2004»:– Ухта: Изд-во УхГТУ, 2004. – С.253-255.
2. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 с. (Допущено УМО НГО).
3. Дубинский Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопритока // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 4(9). – Уфа: ООО «Монография», 2015.- с.138-146.
4. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. № 21. 2015. с. 70-75.
5. Зияд Н.М. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2001. – 22 с.;
6. Карпов А.А. Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2001. – 134 с.
7. Котенев, Ю.А. Совершенствование солянокислотного воздействия на карбонатные коллекторы и прогнозирование его результатов / Ю.А. Котенев, А.П. Чижов, К.М. Федоров, А.В. Андреев, Р.Р. Хузин // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2009.-вып.2 (76) –С.5-9.
8. Куангалиев З.А. и др. Особенности применения технологии соляно-кислотной обработки скважин месторождения «Алибекмола» / Куангалиев З.А., Патова С.Н., Тышкан-

баева А.С., Андреев А.В., Дубинский Г.С. // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Сборник научных трудов. Вып. 1(16). – Уфа: ООО «Монография», 2012.- с. 321-324.

9. Мухаметшин, В.В. Экспресс-метод обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок (СКО) [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 144-149.

10. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок с целью повышения эффективности контроля и регулирования процесса воздействия в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса [Текст]: учебное пособие / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 114 с.

11. Мухаметшин В.Ш. Комплексное геолого-технологическое обоснование повышения эффективности разработки сложнопостроенных, низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 1991. – 530 с.

12. Мухаметшин В.В. и др. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, Р.Т.Ахметов // SOCAR Proceedings. –2016. –№3. –С.46-51.

13. Антонов М.С. и др. О методе выбора скважин для проведения мероприятий по интенсификации притока нефти / Антонов М.С., Шаймарданов М.Н., Пшеничников В.В., Мухаметшин В.Ш. // Нефтепромысловое дело. - 2011. - № 12. - С. 29-30.

14. Мухаметшин, В.Ш. Промысловое обоснование выбора скважин и параметров воздействия при проведении солянокислотных обработок / В.Ш. Мухаметшин, А.М. Попов, А.М. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 32-33.

15. Смирнов А.С., Федоров К.М., Шевелев А.П. Математическое моделирование кислотной обработки карбонатных горных пород // Вестник Тюменского государственного университета. - 2008. - №6. - С.85-90.

16. Смирнов А.С., Федоров К.М., Кремлева Т.А. Воздействие кислот на карбонаты: интеграция результатов микро- и макро моделирования явления образования "червоточин" // Тезисы докладов российской конференции "Многофазные системы: природа, человек, общество", посвященной 70-летию академика Р.И. Нигматулина. - Уфа: Институт механики УНЦ РАН, 2010 - С. 177-178.

17. Фёдоров, К.М. Математическое моделирование процесса интенсификации добычи нефти солянокислотным раствором избирательного действия / К.М. Фёдоров, Р.Р. Хузин, А.В. Андреев // Матер. II-ой международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». - Самара, 2004. - С. 22.

18. Андреев, А.В. Эффективность технологий интенсификации добычи нефти и газа с использованием кислотных растворов избирательного действия / А.В. Андреев // Материалы конференции «Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефтепродуктов и газа». – Уфа, 2007. – С.56-59.

19. Андреев, А.В., Изучение кинетики взаимодействия композиции соляной кислоты и ЗСК с карбонатной породой методом математического планирования экспериментов / А.В. Андреев, С.А. Блинов // Матер. XXIII-ей научно-практической конференции молодых учёных и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири». - Тюмень: Изд-во «ТюменНИИгипрогаз», 2004. - С.68-69.

20. Андреев В.Е. и др. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Фёдоров К.М., Андреев А.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 2 (96). С. 5-14.

21. Андреев, В.Е. Исследование влияния полигликолей на структурно-

механические свойства нефти в узких заторах / В.Е. Андреев, Ф.А. Селимов, О.Ф. Кондрашов, И.И. Абызбаев, Л.В. Едрёнкина, А.В. Андреев, Р.Р. Хузин, Р.Ш. Шайгадамов // НТЖ «Башкирский Химический журнал». - 2005. - Т. XXII – Вып. 2 – С.75-81.

22. Андреев В.Е., и др. Моделирование кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с использованием композиционных составов, регулирующих профили отдачи и приемистости скважин / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Фёдоров К.М., Андреев А.В. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография», 2014.- с.216-223.

23. Андреев В.Е. и др. Математическое моделирование и результаты обработки карбонатного пласта замедленным кислотным составом на месторождениях Кожасай и Алибекмола / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Андреев, З.А. Куангалиев // Математическое моделирование в научно-технологических и экологических проблемах нефтегазовой отрасли: Сборник трудов VIII Казахстанско-Российской международной научно-практической конференции (20-21 июня 2014 г.). – Атырау: Атырауский институт нефти и газа МОН РК, 2014. – с. 17-23.

24. *Roberts L.D., Guin J.A.* The effect of surface kinetics in fracture acidizing // Society of Petroleum Engineering. - 1974, august. - Trans AIME, 267. - P. 385 - 395.

25. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых нефти и газа из карбонатных коллекторов // Вестник Академии Наук Республики Башкортостан. 2014. Том 19. №2. с.79-84.

26. Андреев В.Е., и др. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых нефти и газа из карбонатных коллекторов / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Фёдоров К.М., Андреев А.В. // Materials of the X International scientific and practical conference, «Trends of modern science», - 2014. Volume 27. Technical sciences. Sheffield. Science and education LTD – p.20-27.

27. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Обработка композиционным составом карбонатных коллекторов для выравнивания профиля отдачи и приемистости скважин // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография», 2014.- с.131-135.

28. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Регулирование свойств призабойной зоны карбонатного пласта обработкой композиционным составом // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Материалы Международной научно-практической конференции 23 апреля 2014 г. Изд. ГУП «ИПТЭР», ГАНУ «ИНТНМ РБ» Уфа, 2014. С. 56-57.

29. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Геолого-промысловый анализ результатов обработки призабойной зоны пласта «замедленной» кислотой // Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции (г. Уфа, 23-29 ноября 2014 г.) отв. ред. Ямалетдинова К.Ш. – Уфа. – РИЦ БашГУ, 2014. С. 61-67.

УДК 622.276.72

К вопросу оценки влияния ингибитора солеотложений марки «СНПХ-5312» на физико-химические свойства эмульсий

Р.Р. Абдулхаков, З.И. Гагиева

(Альметьевский Государственный Нефтяной Институт)

Аннотация. В данной статье представлены результаты проведенных лабораторных экспериментов по оценке влияния ингибитора солеотложений СНПХ-5312 на стойкость эмульсий. Исследования были проведены на искусственных модельных эмульсиях. Результаты эксперимента показали, что ингибитор солеотложений СНПХ-5312 оказывает неоднозначное влияние на динамику отделения воды при отстаивании проб эмульсий.

Ключевые слова: Ингибитор солеотложений, опыты, эмульсия, обводненность, микрофотографии.

**To the issue of influence the effect of the inhibitor of salt accumulations brand
«СНПХ-5312» on the physical and chemical properties of emulsions.**

R.R. Abdulhakov, Z.I. Gadieva
(Almetyevsk State Oil Institute)

Abstract. This article presents the results of laboratory experiments to assess the effect of the inhibitor of salt accumulations brand «СНПХ-5312» on the resistance of emulsions. Researches were conducted on simulated emulsions. The results of the experiment showed that the inhibitor «СНПХ-5312» has an uneven effect on the dynamic of separation of water during sedimentation of emulsion samples.

Keywords: inhibitor of salt accumulations, experiments, emulsion, watercut, micrographs.

Современный этап добычи нефти характеризуется необходимостью извлечения на поверхность огромных объемов попутных вод. Именно в результате обводнения добываемой продукции на всех стадиях разработки залежей нефти происходит образование солевых осадков. Накапливаясь в эксплуатационных колоннах скважин, на поверхности глубинно-насосного оборудования и в системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, солевые отложения приводят не только к большим материальным затратам в процессе их удаления, но и к значительным потерям в добыче нефти. Если затраты на капитальный ремонт от солеотложений и связанных с ними последствий одной вертикальной скважины достигают 20-30 тыс. долларов США, то образование солевых осадков в горизонтальной части ствола горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, стоимость которых превышает стоимость вертикальных, может приводить к их потере. Например, по оценкам ведущих специалистов в США, убытки от солеотложений в скважинах и нефтяном оборудовании ежегодно превышали 1 млрд. долл. [1]

В настоящее время в нефтепромысловой практике проблема предупреждения и удаления солевых отложений решается, в основном, за счет ингибиторной защиты скважин и оборудования.

Различные геолого-физические условия залегания нефти и особенности разработки залежей требуют подбора ингибиторов предупреждения отложения солей применительно к данному технологическому процессу. Ингибиторы должны отвечать определенным требованиям: обладать совместимостью с пластовыми и попутно-добываемыми водами, термостойкостью, адсорбционно-десорбционной способностью, низкой коррозионной активностью, не влиять на ухудшение качества нефти, быть экологически безопасными и др. С целью упорядоченного подбора оптимального ингибитора для защиты оборудования от солеобразований в процессе подготовки нефти институтом ВНИИСПТнефть разработана методика (РД 39-1-641-81)[2], предусматривающая следующие требования:

- По агрегатному состоянию в качестве ингибиторов допускаются только порошкообразные вещества и нерасслаивающиеся жидкости. Не допускается содержание в жидкостях крупновзвешенных и оседающих примесей.

- Величина индукционного периода (время появления твердой фазы в пересыщенном растворе осадкообразующей соли) должна быть больше 10 мин.;

- Ингибиторная система должна иметь полную совместимость с пластовой водой месторождения без расслаивания и образования осадка;

- При обработке нефти месторождения смесью ингибитора и деэмульгатора не должно увеличиваться содержание солей и воды. Ингибитор должен быть совместим с деэмульгатором;

- Ингибитор считается эффективным, если уменьшение скорости образования осадка на поверхности нагрева превышает 80% при расходе ингибитора не более 10 мг/л;

- Ингибитор должен быть термостабильным, то есть при нагреве рабочего раствора до 130°C эффективность действия не должна быть ниже 80%;

Подбор ингибиторов в соответствии с вышеперечисленными требованиями производится в лабораторных условиях стандартными методами (методика ВНИИСПТнефть).

Главным недостатком существующих методик подбора ингибитора солеотложений

является то, что они не позволяют определить эффективность их применения в условиях последовательного применения технологий. В связи с чем результаты, получаемые на основе этих методик, зачастую не соответствуют результатам промысловых испытаний.

Целью данной работы является исследование влияния ингибиторов солеотложений, применяемых для предупреждения и удаления солей, на процессы подготовки нефти, устойчивость водонефтяных эмульсий.[3]

Исследования производились на модельных искусственных эмульсиях с объемной долей воды 60, 65, 70, 75, 80 %. Они получены эмульгированием безводных нефтей и сточной воды. Была проведена серия лабораторных опытов по обезвоживанию искусственных водонефтяных эмульсий в присутствии ингибитора солеотложений СНПХ-5312. Ингибитор предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата кальция в условиях высокой минерализации попутно-добываемых вод. Кроме того, ингибитор эффективен для предотвращения отложений карбоната кальция.[4]

Динамика отделения воды для контрольной пробы эмульсии и эмульсии, приготовленной с добавлением ингибитора солеотложений СНПХ-5312, приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Динамика выделения воды из эмульсии в присутствии ингибитора солеотложений СНПХ-5312

Время, мин	Содержание воды в эмульсии, %									
	60		65		70		75		80	
	Объем выделившейся воды									
	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
30	0	0	0	0	10,0	0	100	98,7	100	98,8
60	16,7	6,7	3,1	0	10,0	0	100	98,7	100	98,8
90	23,3	6,7	6,2	0	10,0	0	100	98,7	100	98,8
120	30,0	10,0	9,2	0	10,0	0	100	98,7	100	98,8

Представленные результаты показывают, что в зависимости от обводненности возможно проявление как эффекта увеличения, так и снижения стойкости эмульсий. Так, при добавлении СНПХ-5312 доля отделившейся воды существенно уменьшается при обводненности 60,75, 80 %, а при содержании воды 70 и 65 % отделения воды вообще не происходит.

Были проведены микроскопические анализы контрольной пробы эмульсии и эмульсии в присутствии ингибитора СНПХ-5312 (рис. 1).

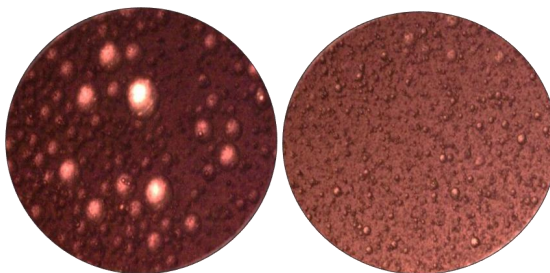


Рисунок 1 Микрофотография эмульсии без ингибитора и в присутствии ингибитора СНПХ-5312

Микроскопический анализ проб показал, что применение ингибитора СНПХ-5312 приводит к образованию мелкодисперсных эмульсий, устойчивых к разрушению.

Основные выводы:

1. Анализ методик по подбору оптимального ингибитора для защиты оборудования от солеотложений показывает, что основой выбора является максимальный ингибирующий эффект и минимальный уровень затрат на реализацию технологии.[5]

2.Лабораторные эксперименты по оценке устойчивости эмульсий в присутствии ингибитора солеотложений СНПХ-5312, применяемого для борьбы с солеотложениями показали, что данный ингибитор солеотложений оказывает существенное влияние на динамику отделения воды при отстаивании проб эмульсий.

3.Основываясь на полученных результатах лабораторных исследованиях, можно систематизировать выбор ингибитора солеотложений для получения не только наивысшего эффекта ингибирования, но и для снижения рисков дополнительных затрат при взаимовлиянии смежных процессов.

Список использованных источников

- 1 Кашацев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти – Москва : Орбита-М, 2004. – 430 с.
- 2 РД 39-1-641-81. Руководящий документ. Методика подбора ингибиторов отложения солей для технологических процессов подготовки нефти"(утв. Миннефтепромом СССР 15.12.1981)
- 3 Отчет по договору услуг № 1-16 «Анализ взаимовлияния технологий при добыче остаточных запасов истощенных объектов», АГНИ, 2016.- 323 с.
- 4 ТУ 2458-261-05765670-99. Ингибитор солеотложений СНПХ-5312. Технические условия. ОАО "НИИнефтепрохм" Казань, 2007.
5. Гуськова И.А., Гумерова Д.М. Методические подходы к исследованиям эффективности химических реагентов для предотвращения осложнений в добыче нефти // Нефтепромысловое дело. – 2016.- №9.- С. 56-58

УДК 622.276.43

Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири (ХМАО) бурением горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта

АльМалави А.М.

студент удмуртского государственного университета

(Институт нефти и газа Им. [М.С. Гущериева](#))

Альвард А.А., к.т.н. (ООО «Газпромнефть НТЦ»

Аннотация: В настоящее время бурение горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с многостадийными гидроразрывами пластов (МГРП) считается наиболее перспективным для эффективного извлечения запасов из низкопроницаемых расчлененных пластов. Эта технология все шире применяется на месторождениях Западной Сибири. В статье описаны эффективные результаты и преимущество горизонтального бурения при освоении с МГРП.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта МГРП, горизонтальные скважин, трудно-извлекаемые запасы, повышение эффективности, вовлечение в разработку.

УДК 622.276.43

Increasing the efficiency of development of hard-to-recover oil reserves of the Jurassic deposits in Western Siberia (KhMAO) by drilling horizontal wells with multi-stage fracturing

Abdul-Aziz M. Almalawi

student Udmurt State University (Institute of Oil and Gas)

Alward A.A. head of direction«Gazprom Neft»

Abstract. Horizontal drilling combined with multi-stage hydraulic fracturing is increasingly used in Western Siberia. Focused primarily on the development of stranded oil, these technologies are actively implemented. The article shows the effective results and the advantage of horizontal drilling with multi-stage HF.

Keywords: multistage hydraulic fracturing, horizontal wells, hard to recover oil reserves, increase in efficiency, involvement in the development.

Высокая выработка запасов нефти и газа из высокопродуктивных (высокопроницаемых) продуктивных пластов, хаотичная добыча нефти из многопластовых месторождений и бесконтрольный процесс закачки воды в продуктивные пласты привели к ухудшению структуры остаточных запасов нефти и газа и быстрому росту доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов почти на всех месторождениях страны.

На сегодняшний день доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России достигла 65% от общего объема, больше чем 50% из которых приходится на залежи в юрских отложениях. Эта доля будет постепенно увеличиваться за счет вышеизложенных причин, и вовлечение ее в активную разработку традиционными методами будет весьма неэффективным и проблематичным процессом, даже в рамках, действующих налоговой и льготной систем.

На наш взгляд, для повышения эффективности разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами необходим комплексный научно-обоснованный подход к проектированию и разработке залежей с коренной переоценкой основ и принципов построения промыслово-геологических моделей, включающий в себя: разукрупнение эксплуатационных объектов, оптимизацию сеток скважин, совершенствование систем заводнения, оптимизация пластовых и забойных давлений, применение стимуляции скважин и разработки инновационных технологий повышения коэффициентов извлечения нефте-газо – конденсата, для которых необходимо отстроить систему от научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) до участков опытно-промышленных работ (ОПР) [1, 2].

В настоящее время одной из наиболее перспективных технологий повышения продуктивности скважин и степени выработки трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных месторождений является разработка залежей с использованием горизонтальных скважин, освоение которых осуществляется с проведением многостадийного или поинтервально-го гидроразрыва пласта (МГРП).

Отмечается, что условиями предпочтительного использования горизонтальных скважин с проведением МГРП являются низко-проницаемые и неоднородные пласты малой толщины, пласты с развитой системой субвертикальных трещин, а также пласты, содержащие залежи высоковязкой нефти [3].

Общепризнанными преимуществами этого метода являются возможность сокращения числа скважин в 2-4 раза, сокращение сроков разработки, снижение объема капитальных вложений, увеличение текущих уровней добычи нефти и коэффициента извлечения за счет повышения коэффициента охвата пластов заводнением, увеличение продуктивности скважин. немаловажным преимуществом является возможность объединения в куст большего числа скважин, что имеет особое значение для решения экологических проблем.

Опыт бурения скважин с горизонтальным вскрытием с МГРП продуктивных пластов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, характерные для Западной Сибири, показывает целесообразность пересечения продуктивного пласта полого-наклонных горизонтальным сектором от кровли до его подошвы. Такой профиль добывающих скважин и соответствующая ему большая вскрытая толщина и площадь фильтрации коллектора позволяют для достижения планируемых дебитов устанавливать падающую низкую депрессию на пласт, что, в свою очередь, уменьшает вероятность образования конусов воды.

На месторождениях Еты-Пуровское, Крайнее, Вынгапуровское, Новогоднее и др.) эксплуатация пластов юрских отложений показывает эффективные результаты. Результаты эксплуатации горизонтальных и ближайших наклонно-направленных скважин по объекту Ю1-2 Крайнего и Еты-Пуровского (Северный купол) месторождений представлены на рисунках 1 – 2.

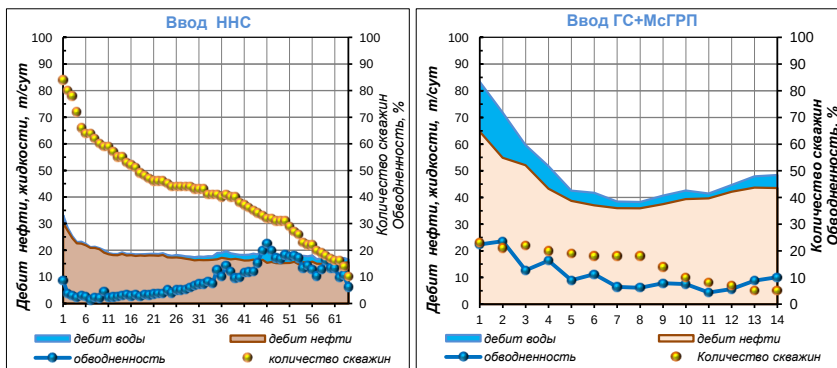


Рисунок 1 – Динамика показателей, приведенных к одной дате, по группам наклонно-направленных скважин (ННС) и горизонтальных с МСГРП (ГС + МСГРП) объекта Ю1-2 Крайнего месторождения

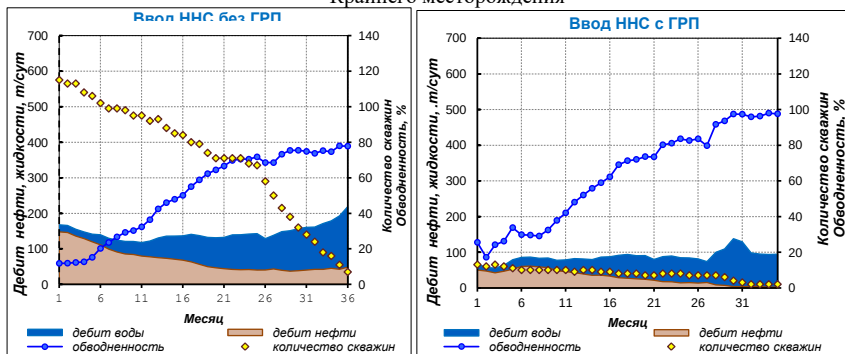


Рисунок 2 – Динамика показателей, приведенных к одной дате, по группам наклонно-направленных (ННС) и горизонтальных с МСГРП (ГС + МСГРП) объекта Ю1-2 (северный купол) Еты-Пуровского месторождения

Приведенные данные в большинстве случаев свидетельствуют о преимуществах горизонтального бурения при освоении с МСГРП (входные и текущие дебиты, а также накопленная добыча нефти значительно выше, чем у наклонно-направленных скважин).

Следует отметить, что практически на всех горизонтальных скважинах Крайнего месторождения и отдельных скважинах Еты-Пуровского месторождения было выполнено многостадийное ГРП.

Проведенные работы позволили приобрести некоторый опыт по проведению поинтервального ГРП в горизонтальных скважинах и сделать следующие выводы:

- технология показала свою эффективность для участков с невысокими толщинами коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами;
- технология позволяет повысить продуктивность вводимых в эксплуатацию горизонтальных скважин;
- технология позволяет селективно интенсифицировать участки горизонтального ствола скважины, что, в конечном итоге, оказывает положительное влияние на коэффициент охвата пластов заводнением и конечный коэффициент извлечения;
- применение данной технологии повышает экономическую эффективность проекта разработки.

Список использованных источников

1. О.А. Лознюк (ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»), А.А. Альвард, Е.А. Рукавичук, (ООО «Газпромнефть НТЦ») Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на основном объекте разработки Вынгапуровского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2011. - №11. –С.
2. Альвард А.А., Милованович И., Николовский М. (НТС НИС-НАФТАГАЗ). Особенности и перспективные направления увеличения добычи нефти и сокращения темпов падения базовой добычи на месторождениях «NIS a.d» (Сербия) // XIV научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 23-25 сентября 2014н., Анапа.
3. Зайнутдинов Р.С., Альвард А.А. Анизотропия проницаемости горных пород коллекторов и ее роль в регулировании процессов разработки // Интервал.-2003.- № 9 (56). - С. 26-31.
4. А.В. Билинчук, к.т.н., А.Н. Говзич История и опыт внедрения многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Газпром нефть»,2013
5. А.Н. Говзич, А.В. Билинчук, И.Г. Файзуллин, Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть// Нефтяное хозяйство.2012

УДК 622.276

Увеличение добычи нефти путём перехода на другой эксплуатационный объект в условиях Туймазинского месторождения

Ахметов Р.Т

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском профессор кафедры РРНГМ)

Алламуратов А.А

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском ст.гр. БГР-13-11)

Аннотация. В статье представлены данные о применении технологии увеличения добычи нефти путём на другой эксплуатационный объект в условиях Туймазинского месторождения. Данная технология заключается в переключении эксплуатации с нижележащего малопродуктивного горизонта на вышележащий горизонт, что приводит к значительному увеличению добычи нефти среднего дебита скважин. Переход с пашийского горизонта на кизеловский с применением специального оборудования. Суточные дебиты исследуемы скважин как правило увеличиваются в несколько раз, при этом обводненность продукта падает.

Ключевые слова. Эксплуатационный объект, вышележащий горизонт, дополнительная добыча.

UDC 622.276

Increase of oil production by transition to another operating object in the conditions of the Tuymazin deposit

Akhmetov R.T.

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

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development

Allamuratov A.A.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky
st. gr. BGR 13-11)*

Annotation. The article presents data on the application of technology to increase oil production by another operating facility in the Tuymazinskoye field. This technology consists in switching operation from the underlying low-productive horizon to the overlying horizon, which leads to a significant increase in oil production of the average well production rate. Transition from the Pashi horizon to Kizelovsky using special equipment. Daily flow rates of investigated wells are usually increased several times, while the water cut of the product falls.

Keywords. Operational object, overlying horizon, additional mining.

В настоящее время Туймазинское нефтяное месторождение находится на поздней стадии разработки. Ежегодно растет число нерентабельных скважин. Из-за вывода скважин из эксплуатации по обводненности осталась очень редкая сетка скважин - до 150-200 га/скв, имеется достаточное количество остаточных запасов и не достигнуты проектные коэффициенты нефтеотдачи. Актуальной является задача по повышению коэффициента нефтеотдачи пластов и по извлечению остаточных запасов нефти [1-5]. Традиционные методы увеличения нефтеотдачи не в состоянии поднять текущие коэффициенты до проектных из-за нехватки добывающих скважин, из-за их неэффективности, так как нарушены проектные сетки скважин. Годовая добыча нефти систематически снижается, в то же время остаточные балансовые запасы нефти характеризуются значительной величиной и повышение нефтеотдачи лишь на 1 % равносильно открытию среднего по величине нефтяного месторождения. Таким образом, огромные остаточные балансовые запасы нефти являются важным резервом стабилизации текущей падающей добычи нефти, увеличения извлекаемых запасов ее, в конечном счете – нефтеотдачи [6-12]. Этот резерв может быть реализован лишь при широком внедрении на месторождениях мероприятий различных геолого-технических мероприятий.

С целью вовлечения в разработку отдельных нетронутых участков пластов на скважинах НГДУ «Туймазанефть» силами бригад капитального ремонта проводятся следующие мероприятия, направленные на «реанимирование» старого фонда:

- возвратные работы на выше и нижележащие объекты разработки;
- отключение обводненных пропластков и интервалов пласта;
- дополнительная перфорация и перестрел ранее существующих интервалов перфорации;
- ввод из бездействия прошлых лет и оптимизация наземного оборудования.

Принятая разработка Туймазинского месторождения нефтяных месторождений по системе «снизу-вверх» предусматривает возможность использования скважин для поочередной эксплуатации ряда горизонтов и пластов по мере их истощения или по другим техническим причинам. Скважины, после того, как они выполнили свое назначение на каком-либо объекте эксплуатации, переводят на эксплуатацию другого объекта. Одной из основных причин перевода нефтяной скважины является истощение в ней эксплуатируемого горизонта, когда ее суточный дебит оказывается меньше предельно рентабельного.

В НГДУ «Туймазанефть» задача сохранения текущих значений рентабельной добычи нефти в условиях, когда текущие коэффициенты нефтеотдачи приближаются к проектным, а обводненность продукции превышает 90 %, становится остро актуальной.

С учётом данных условий (критериев) подобрана скважина № 1925 для перехода с пашийского горизонта на кизеловский горизонт.

Дальнейшая эксплуатация скважиной № 1925 объекта ДЦ нецелесообразна, дебит нефти составляет 0,6 т/сут. Согласно данным геофизических исследований эксплуатационная колонна скважины герметична, заколонные перетоки отсутствуют. Целевой объект СТКиз выдержан на участке. Проектный технологический эффект должен быть обоснован с применением геолого-гидродинамической модели. Оценка эффекта может быть выполнена с использованием нормативов эффективности.

Предложенный подход повышает успешность и эффективность проведения перехода на другой объект эксплуатации.

При проведении капитального ремонта применяется агрегат А-50

Все работы, связанные со спуско-подъемными операциями, заливочными работами проводятся при помощи насосно-компрессорных труб НКТ. При проверке герметичности эксплуатационной колонны для изоляции интервалов перфорации применяется пакер, который спускается на НКТ до верхнего интервала перфорации (сажается на 10-20 м выше верхних дыр интервала перфорации).

Для проведения работ по отключению пласта или отдельных пропластков используется цементировочный агрегат ЦА-320, который предназначен для приготовления, закачивания

и продавливания тампонажных и других растворов в скважину; для промывок скважин через спущенные в них трубы.

Для разрушения цементных мостов в скважине применяются забойные гидравлические двигатели – турбобуры.

Технологическая эффективность переходу на другой объект в условиях скважин №1925 Туймазинского месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты проектирования работ по переходу на другой объект на Туймазинском месторождении

Показатель	Скважина № 1925
Объект разработки	СТкиз
Интервал перфорации, м	1153,0 – 1159,0
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168
До ПВЛГ	
- дебит нефти, т/сут	0,6
- дебит жидкости, м ³ /сут	59,9
- обводненность, %	90
После ПВЛГ	
- дебит нефти, т/сут	2,6
- дебит жидкости, м ³ /сут	4,4
- обводненность, %	45
Показатель	Скважина № 1925
Технологическая эффективность	
начальный прирост дебита нефти, т/сут	2
Дополнительная добыча нефти, т	2320,5
средний прирост дебита нефти на расчетный период, т/сут	1,14
продолжительность эффекта, лет	7

Таким образом, анализ проведения перехода на вышележащий объект разработки на Туймазинском месторождении и технико-экономические расчеты по вновь предлагаемой скважине № 1925 показали достаточно высокую технологическую и экономическую эффективность данного мероприятия.

Рассмотренный опыт применения перехода с пашийского горизонта на кизеловский в скважинах Туймазинского месторождения с целью получения дополнительной добычи нефти показывает оправданность метода на заключительных стадиях разработки продуктивных объектов. Показатели возвратных работ на уровне выше экономически предельных при незначительных капитальных затратах свидетельствуют о технологической и экономической эффективности перехода на вышележащий объект разработки.

Список использованных источников

- 1 Проект разработки Туймазинского нефтяного месторождения. -НГДУ «Туймаза-нефть»,1937.-495с.
- 2 Блажевич, В.Н. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений [Текст]: учебник / В.Н.Блажевич В.Н., Е.Н.Умрихина – М.: Недра, 1981. – 325 с.
- 3 Руководство по отключению отдельных обводненных интервалов пласта и отдельных пластов в скважинах месторождений Башкортостана [Текст]: учебник – Уфа: ОАО «АНК «Башнефть», 2009. – 69 с.
- 4 Амиров, А. Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник / А. Д. Амиров, С. Т. Овнатанов, А. С. Яшин. – М.: Недра, 1975. – 350 с.
- 5 Лукьянов. Ю.В. История и опыт разработки Туймазинского нефтяного месторождения [Текст]: учебник / Ю.В. Лукьянов и др./Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – 43-48с.
- 6 Ахметов Р.Т Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа. Геология ,геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.-

20011.№5.-С.31-35.

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

8 Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации / В.Ш. Мухаметшин// Нефтегазовое дело. – 2011. – Т.9. - №3. – С.122-125.

9 Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Ш. Мухаметшин, Р.Т Ахметов, А.В. Андреев // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т.13. - №4. – С.122-125.

10 Ахметов Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т.15. - №2. – С.34-37.

УДК 622.276

Обоснование работ по гидropескоструйной перфорации совместно с ГРП на Приобском месторождении ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз»

Ахметов Р.Т.

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском профессор кафедры РРНГМ)

Атнагулов А.Ф.

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском ст.гр. БГРЗ-12-11)

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы компенсации гидropескоструйной перфорации (ГПП) и гидроразрыва пласта (ГРП) в условиях Приобского месторождения. При проведении данного мероприятия используется такая же техника как и при ГРП, добавляется только комплекс ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба). Показано, что гидropескоструйная перфорация с последующим ГРП является одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Ключевые слова. Гидropескоструйная перфорация, гибкая насосно-компрессорная труба, гидравлический разрыв пласта.

UDC 622.276

Justification of works on hydropascular perforation jointly with emergency facilities at the pre-obd deposit of LLC Rosneft-Yuganskneftegaz

Akhmetov R.T.

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

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development

Atagulov A.F.

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky
st. gr. BGRZ 12-11)*

Annotation. The article deals with the issues of compensating for hydro-sandblast perforation (HPP) and hydraulic fracturing of the reservoir (GRP) in the Priobskoye field. When carrying out this measure, the same technique as for the fracturing is used, only the coiled tubing complex (flexible tubing) is added. It is shown that hydro-sandblast perforation with subsequent fracturing is one of the effective methods for increasing oil recovery of reservoirs with low reservoir properties.

Keywords. Hydro-sandblast perforation, flexible tubing, hydraulic fracturing of the formation.

В ходе разработки нефтяного месторождения производятся различные мероприятия, направленные на увеличение нефтеотдачи пластов. На сегодняшний день ГРП является наиболее распространенным методом обработки скважин. Метод довольно универсален и прост в исполнении. Но использование комплексного ГПП с последующим ГРП намного эффективнее и имеет много преимуществ. По сравнению с другими методами существенно эконо-

мит время в цикле строительства скважины в сравнении с бригадами КРС; исключает необходимость применения колонн НКТ и забойных пакеров; имеется возможность провести перфорацию, ГРП, установить песчаные пробки и промыть ствол скважины в течении одной операции и массу других преимуществ.

На месторождениях ООО "Отсепей" гидродескоструйная перфорация в комплексе с гидродеривацией пластов, как один из способов интенсификации отборов нефти, впервые начат в 2006 году. Гидродескоструйная перфорация совместно с ГРП проведен силами компании Халибертон, используя импортную технику и технологию.

При выборе скважины для гидравлического разрыва пласта руководствуются, прежде всего, гидродинамическими характеристиками пласта, призабойной зоны скважины [1-5]. При этом, в случае многопластового объекта разработки, параметры определяются для каждого пласта или пропластка, вскрытого скважиной, в отдельности, посредством исследований методом установившихся отборов и проведения замеров профилей притока или закачки на каждом режиме.

Анализ состояния разработки показал, что Приобское месторождение подходит под внедрение гидродескоструйной перфорации с последующим гидравлическим разрывом пласта - являющегося одним из прогрессивных методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях имеющих пласты с низкими коллекторскими свойствами.

Метод заключается в проведении ГПП путем закачки по колонне ГНКТ абразивной жидкости (пропант + гель) с целью прорезания отверстий в зоне перфорации для сообщения продуктивного пласта со скважиной.

Целью данной обработки является создание гидродескоструйной перфорации, не используя перфо-зарядов, с последующим пропантным ГРП, но при этом ГНКТ все еще находится в стволе скважины. При проведении комплексных обработок оборудование устанавливается только один раз, посредством отсыпки песчанной пробки между обработанными интервалами.

По технологии, применяемой компанией Халибертон, при гидродескоструйной перфорации и ГРП нефтяных скважин, для осуществления гидроперфорации (прорезания отверстий в колонне), разрыва и переноса закрепляющего трещину материала использовались специальная композиционная жидкость, где в аммонизированный водный раствор нитрата кальция (АРНК), составляющего 55-65% от общего объема жидкости (около 100 м³), добавлялись 30-43 % нефти и 1,5-3,0% эмульгатора.

При проведении данного мероприятия используется такая же техника как и при ГРП, добавляется только комплекс ГНКТ и 27 м³ рабочая емкость.

Выбор абразивного вещества и несущей жидкости зависит от условий скважины. Несущая жидкость должна быть совместима с пластовой жидкостью, а зачастую является такой же как гель ГРП, применяемый при основном ГРП. Абразивное вещество является типичным пропантом, но для лучшего абразивного действия пропант может быть перемешан с песком. После установки и привязки гидроперфоратора на заданную глубину начинается гидродескоструйная перфорация. После проведения ГПП колонна ГНКТ поднимается выше зоны перфорации. Далее по эксплуатационной колонне начинают закачку для осуществления ГРП.

При гидродескоструйной перфорации основными расчетными параметрами являются: темп закачки жидкости (расход) в процессе перфорации; количество жидкости (воды) и песка; предельно допустимая глубина спуска ГНКТ.

При гидродеривации пласта основными расчетными параметрами являются: вертикальная составляющая горного давления, горизонтальная составляющая горного давления, забойное давление разрыва, объемная концентрация песка в смеси, плотность жидкостно-песконосителя с песком, вязкость жидкостно-песконосителя с песком, число Рейнольдса, коэффициент гидравлического сопротивления, потери на трение, давление на устье, длина вертикальной трещины, раскрытость трещины, количество жидкости для осуществления ГРП.

В результате проведения гидродескоструйной перфорации с последующим ГРП в

скважине 255 Приобского месторождения прирост дебита составил около 20 т/сут.

Таким образом, применение комплексной гидropескоструйной перфорации с последующим ГРП на Приобском месторождении дает существенный технологический эффект.

Список использованных источников

1. Ахметов Р.Т. Вододерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т.15. - №2. – С.34-37.
2. Мухаметшин В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011.- Т. 9. - №3. С.11-12.
3. Ахметов Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. № 5. – С. 31-35.
4. Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Ш. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, А.В.Андреев //Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. - №4. – С. 122-125.
5. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации / В.Ш. Мухаметшин //Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. - №4. – С. 47-50.

УДК 622.276

Современные представления о распределении остаточной нефти в пустотном пространстве продуктивного пласта

Ахметов Р.Т.

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

Мухаметшин В.В.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент кафедры РРНГМ)

Аннотация. Рассмотрены основные факторы, влияющие на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой при заводнении.

Показано, что остаточная нефтенасыщенность первого типа связана с промытой частью продуктивного пласта и определяется микронеоднородностью пустотного пространства.

Остаточная нефтенасыщенность второго типа связана с макронеоднородностью пласта, что приводит к неравномерному вытеснению нефти, к образованию циклов остаточной нефти в плохо дренируемых, низкопроницаемых зонах, линзах и пропластках.

Остаточная нефтенасыщенность первого типа определяется коэффициентом вытеснения нефти водой, а второго типа – коэффициентом охвата пласта заводнением.

Ключевые слова: остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения, коэффициент охвата заводнением.

UDK 622.276

Modern ideas about residual oil distribution in the reservoir voids

Akhmetov R.T.

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

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development

Mukhametshin V.V.

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky, Russian Federation, Assistant Professor,)

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development

Annotation. The main factors affecting residual oil saturation and oil by water in water flooding displacement efficiency are discussed.

It is pointed out that the residual oil saturation of the first type is associated with the washed out part of the productive formation and is determined by the void space microinhomogeneity.

The residual saturation of the second type is associated with the reservoir microinhomogeneity, which leads to uneven oil displacement, residual oil pillars formation in poorly drained low-permeability zones in lenses and interlayers.

Residual oil saturation of the first type is determined by the oil displacement by water ratio and of the second type by the reservoir sweep efficiency.

Keywords: residual oil saturation, flood displacement efficiency, sweep efficiency.

Основные принципы извлечения остаточной нефти связаны с формой существования и распределения остаточной нефти в пустотном пространстве пласта-коллектора. В разработку этих вопросов существенный вклад внесли отечественные и зарубежные исследователи: Мархасин И.Л., Сургучев М.Л., Гудок Н.С., Тульбович Б.Н., Желтов Ю.В., Михайлов Н.Н., Тейбер, Мелроуз, Брандер и др.

Количество остаточной нефти в процессе вытеснения нефти водой зависит от многих факторов: литология и неоднородность коллектора, химического состава нефти и воды, температуры пласта и т.д. [1].

Остаточная нефть удерживается капиллярными силами, возникающими между нефтью закачиваемой водой и поверхностью поровых каналов породы. В результате применения заводнения в продуктивном пласте образуется два типа остаточной нефти. Первый тип остаточной нефти находится в промытой части продуктивного пласта и характеризуется повышенным содержанием тяжелых компонентов (смолы, асфальтены), по сравнению с исходной нефтью.

Образование второго типа остаточной нефти связано с макронеоднородностью коллектора, что приводит к неравномерному вытеснению нефти, к образованию целиков остаточной нефти в плохо дренируемых, низкопроницаемых зонах, линзах и пропластках. По своему составу и свойствам остаточная нефть второго типа практически не отличается от исходной нефти месторождения.

Остаточная нефть первого типа зависит от микронеоднородности пласта и количественно определяется коэффициентом вытеснения нефти водой в процессе заводнения.

Остаточная нефть второго типа зависит от макронеоднородности пласта и определяет коэффициент охвата заводнением.

Объемное содержание остаточной нефти первого («классического») типа в значительной степени определяется типом смачиваемости коллектора.

В случае гидрофильной породы вода смачивает поверхность поровых каналов и вытесняет нефть в поры крупного и среднего размера, так как действие капиллярных сил в данном случае способствует более полному вытеснению нефти.

В результате вытеснения водой в пористой среде остается 20-45% остаточной нефти, которая представляет собой отдельные глобулы (капельки) нефти, блокированные в порах пласта.

Исследования показывают, что количество заблокированной (защемленной) нефти определяется соотношением размеров пор и межпоровых сужений. В силу этого, количественная оценка содержания в породе зашемленной остаточной нефти возможна путем использования «гантельной» модели пустотного пространства гранулярных коллекторов [2-5].

При вытеснении нефти водой из гидрофильных коллекторов реализуется механизм поршневого вытеснения, при котором основное количество нефти добывается за безводный период. Это наблюдается во многих месторождениях Западной Сибири, в которых продуктивные пласты, как правило, гидрофильные, имеют высокие значения остаточной водонасыщенности и содержат маловязкие нефти.

В гидрофобных коллекторах закачиваемая вода вытесняет нефть в первую очередь из пор крупных и среднего размера. В мелких порах нефть удерживается капиллярными силами.

Таким образом, в гидрофобных коллекторах нефть содержится в виде пленки на по-

верхности поровых каналов.

По современным представлениям коллекторы нефти и газа первоначально до поступления нефти в резервуар являются гидрофильными. При взаимодействии поверхностно-активных компонентов – смол и асфальтенов после поступления нефти в резервуар происходит частичная гидрофобизация поровых каналов. При этом, часть поверхности порового пространства по-прежнему остается покрытой пленкой остаточной (реликтовой) воды, а в другой части происходит образование граничных слоев нефти, вязкость которых значительно превышает вязкость нефти в свободном объеме [6-10].

Таким образом, остаточная нефть «классического» типа в основном складывается из двух составляющих: защемленная и пленочная. Количество защемленной нефти определяется соотношением размеров последовательно связанных пор и межпоровых сужений, а количество пленочной нефти показателем гидрофобности рассматриваемого продуктивного пласта.

Список использованных источников

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

УДК 622.276

Реологические исследования полимерных растворов для внутрипластовой водоизоляции

Байрачный Даниил Владимирович

(ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», студент)

Раупов Инзир Рамилевич

(ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», ассистент)

Аннотация. В данной работе приведены результаты реологических исследований полимер-

ных составов, применяемых для полимерного заводнения и внутрипластовой водоизоляции. Предложена формула для определения эффективной вязкости полимерного раствора в поровом пространстве в зависимости от удаления нагнетательной скважины, давления и скорости закачки для конкретных геолого-физических условий на основе теоретических исследований. Приведен пример расчета критических значений эффективной вязкости по предложенной формуле, полученной на основе результатов реологических исследований.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, водоизоляция, реологические исследования, полимерный раствор, вязкость.

UDC 622.276

Rheological researches of polymeric compositions for in-situ water shutoff

Bajrachny Daniil Vladimirovich

(FSBEI HE «Saint Petersburg Mining University», student)

Raupov Inzir Ramilevich

(FSBEI HE «Saint Petersburg Mining University», assistant)

Abstract. We presented results of rheological researches of polymeric compositions used to polymer water flooding and in-situ shutoff. We proposed a formula for determining the effective viscosity of a polymer solution in the pore volume, depending on the removal of the injection well, the pressure and the injection rate for specific geological and physical conditions on the basis of theoretical research. We give example of critical value of effective viscosity according to the proposed formula, obtained from the results of rheological research.

Key words: hard to recover oil reservoirs, water shutoff, rheological researches, polymeric composition, viscosity.

Разработка химических реагентов для объектов нефтедобычи, в частности для конкретных геолого-физических условий, осуществляется путем проведения комплексных лабораторных исследований, включающих физико-химические, реологические и фильтрационные [3]. В данной работе представлены результаты теоретических и практических реологических исследований полимерных растворов и составов, применяемых для полимерного заводнения и внутрипластовой водоизоляции [1,4,5].

С технологической стороны, при закачке полимерных составов в продуктивный пласт возникает необходимость оценки критических значений эффективной вязкости. Это важно при подборе технологии внутрипластовой водоизоляции для конкретных условий, ограниченных по геолого-физическим параметрам (например, проницаемость, пористость) и техническим особенностям установок для закачки (например, подача или давление).

По результатам наших исследований получены степенные зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига D (рис.1):

$$\mu = \frac{a}{D^b}$$

где a и b – эмпирические коэффициенты. В классической теории [5] коэффициент a характеризует напряжение сдвига τ .

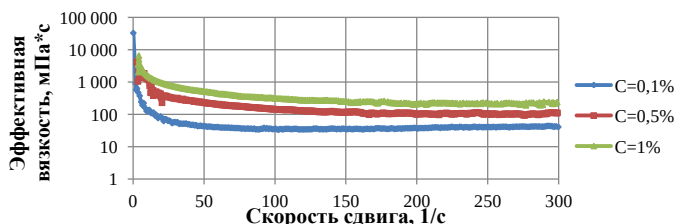


Рисунок 1. Зависимость эффективной вязкости полимерных растворов с различной концентрацией от скорости сдвига

При закачке в продуктивный пласт вязкость водного раствора конкретного полимера,

представляющего собой линейный гель, будет зависеть от скорости сдвига и давления при постоянной пластовой температуре и отсутствия влияния внешних факторов (минерализация и т.д.) по следующей формуле согласно представленной зависимости вязкости от давления и эмпирической зависимости вязкости от скорости сдвига:

$$\mu_{PD} = \frac{\tau \cdot \exp^{\delta \cdot \Delta P}}{D^b}$$

В работе [2] предложено определение скорости сдвига в пористой среде из следующего выражения:

$$D = V \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m}{k}}$$

V – линейная скорость фильтрации, м/с; m – пористость, д.ед.; k – проницаемость, мкм².

Линейную скорость фильтрации при прямолинейно-параллельном течении можно определить из уравнения:

$$V = \frac{Q}{B \cdot h \cdot m}$$

где Q – расход жидкости, м³/с; B – ширина пласта, м; h – толщина пласта, м; m – пористость, д.ед.

Давление в любой точке пласта P при прямолинейно-параллельной фильтрации можно определить из формулы:

$$P = P_{заб} - \frac{P_{заб} - P_{пл}}{L_k} \cdot x$$

где $P_{заб}$ – забойное давление скважины, Па; $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; L_k – длина пласта, м; x – расстояние от скважины до заданной точки пласта, м.

При этом забойное давление $P_{заб}$ можно определить из следующего выражения:

$$P_{заб} = P_{сг} + P_n - P_{тр}$$

$P_{сг}$ – гидростатическое давление, Па; P_n – давление на выходе из насоса, Па; $P_{тр}$ – потери давления при движении полимерного раствора по трубе, Па.

Обобщив данные уравнения, получим следующее выражение для прямолинейно-параллельной фильтрации:

$$\mu_{PD} = \frac{\tau \cdot \exp^{\delta(P_{заб} - P_{пл}) \cdot \frac{x}{L_k}}}{\left(\frac{Q}{B \cdot h} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m}{k}} \right)^b}$$

Таблица 1. Исходные параметры для расчета критических значений эффективной вязкости

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значения
1	Пластовое давление	МПа	15
2	Проницаемость	мкм ²	6
3	Пористость	д.ед.	0,2
4	Напряжение сдвига τ	Па	9,7728
5	Эмпирический коэффициент b		0,782
6	Ширина фильтрующей части пласта B	м	100
7	Высота фильтрующей части пласта h	м	20
8	Длина фильтрующей части пласта L	м	1000
9	Эмпирический коэффициент δ	1/Па	10 ⁵
10	Длина скважины H	м	2000
11	Внутренний диаметр НКТ	мм	73

При следующих исходных данных (таблица 1) и режимах закачки с помощью насосно-го агрегата (таблица 2) значение эффективной вязкости полимерного раствора в зависимости от удаления от скважины при прямолинейно-параллельном движении его в поровом про-

странстве будет варьировать в пределах 3,65-18,8 МПа·с.

Таблица 2. Режимы закачки насоса

Передача	Давление, МПа			Подача, м ³ /с		
	Диаметр втулки					
	110	125	140	110	125	140
1	40	30	23,5	0,066	0,0088	0,0112
2	27,5	21	16,2	0,0095	0,0126	0,0161
3	18,5	14	11	0,0141	0,0186	0,0238
4	13,5	10	8	0,0195	0,0258	0,033

Результаты расчетов эффективной вязкости полимерного раствора в поровом пространстве в зависимости от удаления нагнетательной скважины, давления и скорости закачки для конкретных геолого-физических представлений на рисунке 2.

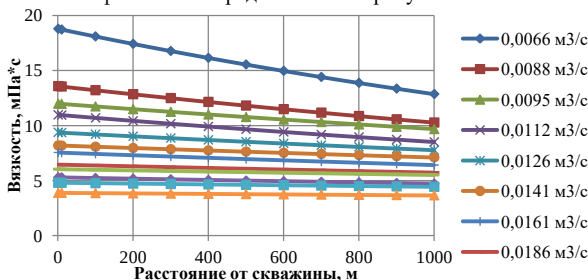


Рисунок 2. Вязкость полимерного раствора на различном расстоянии от скважины при различных скоростях закачки

В результате реологических исследований эффективная вязкость полимерного раствора в поровом пространстве уменьшается экспоненциально в зависимости от удаления от нагнетательной скважины и уменьшается гиперболически в зависимости от подачи и давления на выходе из насоса.

Список использованных источников:

1. Виноградов, Г.В. Реология полимеров./ Виноградов Г.В., А.Я. Малкин. — М.: Химия, 1977. — 440с.
2. Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. — СПб.: "Недра", 2010. — 560 с.
3. Раупов, И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом./ И.Р. Раупов, канд. техн. наук. Санкт-Петербургский горный университет, СПб., 2016.
4. Реология нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие./ М.К Рогачев., Н.К. Кондрашева. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. — 89 с.
5. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии./ Перевод с английского кандидата химических наук И.А. Лавыгина. Под редакцией чл.-корр. РАН профессора В.Г. Куличихина. — Москва: "КолосС", 2003. — 312 с.

УДК 622.276

Эффективность гидравлического разрыва пласта в условиях Руссинского месторождения

Алсу Ф. Шакурова¹, Айгуль Ф. Шакурова¹, Л.Р. Баязитова²

⁽¹⁾доцент, ФГБОУ ВО филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия (452620 г. Октябрьский, ул. Девонская д.54.)

⁽¹⁾доцент, ФГБОУ ВО филиал Уфимского государственного нефтяного технического

университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия (452620 г. Октябрьский, ул. Девонская д.54, @mail: afagim@mail.ru)
(²студент, ФГБОУ ВО филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия (452620 г. Октябрьский, ул. Девонская д.54)

Аннотация: Известно, что на всех этапах добычи нефти ухудшается проницаемость в призабойной зоне пласта, после чего требуется применение геолого-технических мероприятий. На объекте ЮС₂ Русскинского месторождения применяют гидроразрыв пласта с проппантом Вогпроп, обеспечивающим эффективность данной операции. Приведены результаты применения ГРП. Эффективность проведения ГРП за период 2007 - 2011 годы дополнительная добыча нефти составила 66.4 % в общей добычи.

Ключевые слова: ГРП, добыча, месторождение, дебит, эффективность

UDC 622.276

Hydraulic fracturing effectiveness in Russkinskoye oil field environment Shakurova Aigul F¹., Shakurova Alsu F.¹, L.R. Bayazitova²

(¹Associate Professor, Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,

Oktyabrsky, the Russian FederationRussia (452620 g. Oktyabrskiy. ul. D.54, and Devon)

(¹Associate Professor, Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,

Oktyabrsky, the Russian FederationRussia (452620 g. Oktyabrskiy. ul. D.54, and Devon, @mail: afagim@mail.ru)

(²student, ¹Federal State Educational Institution of Higher Professional Education Ufa State Petroleum Technological University, the Subsidiary,

Oktyabrsky, the Russian FederationRussia (452620 g. Oktyabrskiy. ul. D.54, and Devon)

Abstract: It is known that at all stages of oil production the permeability of bottom-hole formation zone is deteriorating, and this calls for geological and technical measures APPLICATION. The US₂object at Russkinskoye oil field hydraulic fracturing with Borprop proppant is used, ensuring the operation efficiency. The results of fracturing are shown. The effectiveness of hydraulic fracturing for the period of 2007 – 2011 the additional oil production amounted to 66.4 % in the total oil production.

Keywords: Fracturing, production, production rate, efficiency

На объекте ЮС₂ Русскинского месторождения, разрабатываемого НГДУ «Комсомольскнефть», в ходе его разработки снизилась проницаемость призабойных зон скважин, для увеличения проницаемости которого на объекте применили гидроразрыв пласта – один из наиболее эффективных методов воздействия на призабойную зону.

Гидравлический разрыв пласта на объекте ЮС₂ производится жидкостью разрыва на водной основе, со способностью к изменению реологических свойств в широких пределах, а также управляемой скоростью деструкции. Свойства жидкостей ГРП на основе полисахаридов обеспечивают проведение работ по гидравлическому разрыву низкопроницаемых и высокопроницаемых пород. На объекте ЮС₂ применялась жидкость для гидравлического разрыва пласта, включающая хлорид калия, сульфат алюминия и воду, дополнительно содержащая сульфатцелл (марка 800), поверхностно-активное вещество - дисолван, при соотношении компонентов, представленных в таблице 1.

Таблица 1 - Соотношение компонентов жидкости ГРП

Компонент	Массовая доля, %
Хлорид калия	6,00-7,00
Сульфатцелл (марка 800)	1,30-2,00
Сульфат алюминия	0,15-0,80
Дисолван	0,03-0,05

Вода	92,52-90,15

Сульфател отвечает за функции гелеобразующей основы, сульфат алюминия является сшивающим агентом, дисолван выполняет функцию гидрофобизатора, не допускающего вторжения водной фазы жидкости для ГРП в породы-коллекторы. В результате происходит образование прочного геля.

В качестве песка использовался алюмосиликатный проппант Borgror, имеющий высокие прочностные показатели и обеспечивающий высокие эксплуатационные показатели дебита скважины в долгосрочном периоде.

За анализируемый период на объекте ЮС₂ было проведено 720 скважино-операций ГРП, дополнительно добыто 4284 тыс. т нефти.

С учетом переходящего эффекта от ранее проведенных ГРП за период 2007 - 2011 годы дополнительная добыча нефти составила 3304.67 тыс.т., или 66.4 % в общей добычи за тот же период. На рисунке 1 изображена динамика добычи жидкости и нефти за период 1998-2011 годы.

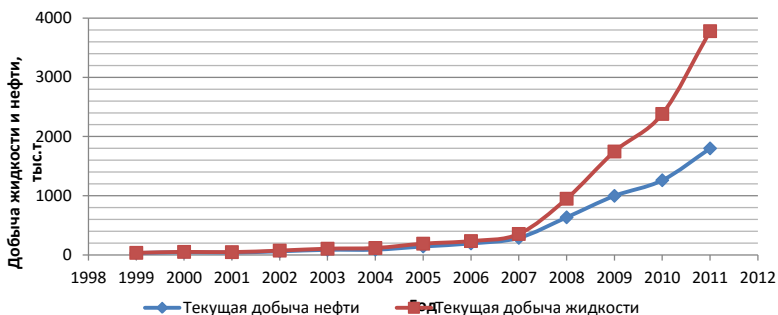


Рисунок 1 – Динамика добычи жидкости и нефти на объекте ЮС₂ Рускинского месторождения

Фактический объем проведения мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта выше проектного в 1,4 раза. Эффективность проведения ГРП по группам скважин в условиях Рускинского месторождения представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Средняя эффективность проведения ГРП по группам скважин в условиях Рускинского месторождения

Группы скважин	До ГРП			После ГРП			Дополнительная добыча, т/год
	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	В, %	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	В, %	
Наклонно-направленные скважины	13,6	7,4	45,5	40,95	28,5	30,4	7701,5
Боковые стволы	42,63	8,1	81	51,9	33,5	35,5	9271
Горизонтальные скважины	7,19	4,3	40,2	107,97	47,4	56,1	15731,5

Фактический объем проведения мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта выше проектного в 1,4 раза. При этом фактический объем дополнительно добытой нефти выше проектного в 1,9 раза, что свидетельствует о более высокой фактической удельной эф-

фективности мероприятий, чем планировалось. На рисунке 1 представлено изменение дебита нефти после проведения ГРП.

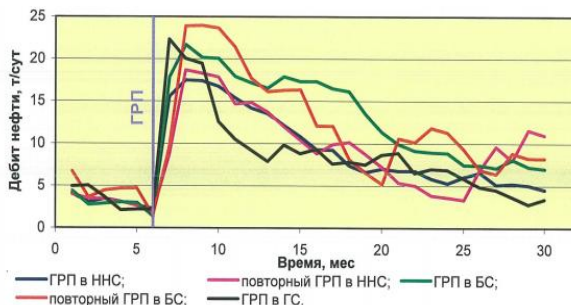


Рисунок 1 – Динамика дебита нефти за период 2007-2011 годы

В некоторых скважинах запланированный ГРП не состоялся в проектный срок по следующим причинам: негерметичности посадки пакера; отказа насосного оборудования на устье; после проведенного мини-ГРП выявилось некорректность данных о пласте;

Успешность проведения ГРП в действующих наклонно-направленных скважинах оценивается на уровне 94%, ГРП в боковых стволах – на уровне 100%, а успешность ГРП в горизонтальных скважинах – 20%. Итого, успешность проведения ГРП в добывающих скважинах объекта ЮС₂ оценивается на уровне 86 %.

В целом ГРП в скважинах пласта ЮС₂ Русскинского месторождения является эффективным способом интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пласта. В перспективе планируется его дальнейшее проведение на объекте на стадии ввода в эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин, а также повторных ГРП на действующем фонде.

Список использованных источников

1. Геологический отчет ООО «Сургутнефтегаз» за 2011 г. [Текст] / ООО «Сургутнефтегаз» – Сургут; 2010. – 310 с.
2. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.Р. Баязитова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-339.
3. Шакурова А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энергоресурсов. Уфа, 2011. 26 с.
4. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 57-58.
5. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 59-60.
6. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.
7. Шакурова А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП// Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – № 11. – С. 40-42.
8. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ структуры фонда скважин

Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.

9. Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., Шакурова А.Ф. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2013. – № 8. – С.9-14.

10. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

11. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

12. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

13. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

14. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

15. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

16. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

17. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.276.66

«Энергетический» гидроразрыв пласта

Н.А. Ворсина

*(Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском
старший преподаватель каф. РРНГМ)*

И.И.Фаррахов

*(Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском
ст. гр. БГР 13-12)*

Аннотация: В статье рассмотрена эффективность нового направления гидроразрыва пласта с использованием жидкостей разрыва насыщенных азотом («энергетический» ГРП). Озвучены основные критерии подбора скважины-кандидата, преимущества метода и дальнейшего развития этой технологии.

Ключевые слова: гидроразрыв, закачка, азот, скважина, жидкость разрыва, технология.

"Energy" hydraulic fracturing**N.A. Vorsina***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky,**Senior Lecturer**The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development)***I.I. Farrahov***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky**st. gr. BGR 13-12)*

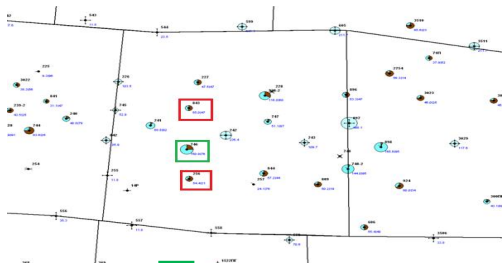
Abstract: The article examines the effectiveness of the new direction of hydraulic fracturing using nitrogen-rich breakdown agents ("energy" hydraulic fracturing). The basic criteria for candidate wells selection are outlined; the advantages of the method and further development of this technology are shown.

Key words: hydraulic fracturing, pumping, nitrogen, well, breakdown fluid, technology.

В настоящее время большое количество месторождений находятся на завершающей стадии разработки, для которых характерно быстрое падение добычи нефти и темпов отбора при низких пластовых давлениях. В данных условиях гидравлический разрыв пласта становится едва ли не самым востребованным методом повышения нефтеотдачи [1]. Одним из самых перспективных направлений технологии гидроразрыва является развитие так называемого «энергетического» ГРП.

Для отработки технологии геологической службой заказчика была подобрана скважина-кандидат (скважина хх6 Тарасовского месторождения) для отработки технологии и получения информации о её перспективном использовании в дальнейшем [2, 3, 4, 5, 6]. Работы по гидроразрыву пласта проводились компанией «Newco Well Service».

На скважине «азотный» ГРП проведен с закачкой проппанта в объеме 30 тонн. Скважины х56, хх3 являются соседними и были подвергнуты «стандартному» разрыву в исследуемый период. Указанные скважины подвергались гидроразрыву ранее с закачкой проппанта до 10 тонн.



 – скважины с «простым» ГРП; – скважина с «энергетическим» ГРП

Рисунок 1 – Карта разработки Тарасовского месторождения.

Условия для сравнения этих скважин практически идеальные. Все скважины находятся на одном участке разработки. Карта разработки приведена на рисунке 1. Использовалась одна марка проппанта и одинаковое соотношение фракций, применялась одинаковая рецептура геля [7, 8, 9]. Различия заключаются в применении усилителя брейкера (DRA-2) на скважинах хх3 и х56.

Как видно из части карты разработки скважины находятся в одном блоке разработки и являются соседними.

При проведении энергетического ГРП азот в скважину закачивался со средней скоростью подачи 150 м³/мин.

Через 15 минут после остановки закачки на основной работе, была произведена отработка

скважины на емкость. Ввиду высокого пластового давления (22,4 МПа) и за счет энергии закаченного азота, было отобрано 30,5 м³ геля за 3 часа и около 800 кг проппанта [10, 11, 12]. Анализ проведенной работы на скважине хх6 показал, что была получена хорошая геометрия трещины с ограничением роста трещины по высоте. Дополнительно анализ проведенной работы показал лучшую геометрию трещины, по сравнению с обычным ГРП. В таблице 2 приведены базовые ожидаемые и фактические режимы.

Таблица 2 – Базовые и фактические режимы

Подрядчик	Скважина	Парам. Работы	Базовый режим до ГРП	Режим по СОИ*	Ожидаемый режим по ГТМ
Newco Well Service	№ хх6	Q _ж (м ³ /сут)	30	45	45
		Q _н (т/сут)	13	21	21
		% обводн.	48	70	45
		H _{динс}	1756	1132	
		Прирост		22.6	
Newco Well Service	№ хх3	Q _ж (м ³ /сут)	23	61	50
		Q _н (т/сут)	8	29.4	15
		% обводн.	60	42	65
		H _{динс}	2213	1342	
		Прирост		21.4	
Newco Well Service	№ х56	Q _ж (м ³ /сут)	30	62	45
		Q _н (т/сут)	16	37.8	23
		% обводн.	36	26.6	38
		H _{динс}	1563	1573	
		Прирост		21.6	

Скважины хх6, хх3 и х56 имеют близкие значения по приросту дебита нефти, однако если делать оценку по коэффициенту продуктивности, то на скважине хх6, где использовался при проведении ГРП азот, получили в 2.5 раза большее увеличение, чем на скважинах хх3 и х56, а также отмечается снижение обводненности, что имеет очень существенное преимущество перед обычным ГРП [13, 14, 15].

Кроме того проведение ГРП с закачкой азота приводит к:

- немедленному вымыванию закаченного полимера за счет энергии растворенного азота вследствие чего трещина быстро очищается, в том числе на скважинах с низким пластовым давлением;
- снижению вязкости жидкости разрыва за счет растворения азота, что приводит ограничению высоты трещины [16, 17];
- улучшению условий освоения скважин, в том числе имеющих условия для выхода в режим фонтанирования.

Список использованных источников

1. Гуторов Ю.А. Основы технологии гидроразрыва пластов в нефтяных и газовых скважинах / Ю.А. Гуторов, А.Ф. Шакурова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – С. 186-187. Нафикова, Р.А.
2. Формирование компетенций при изучении специальных дисциплин [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 25.
3. Нафикова, Р.А. Разделение стойких нефтяных эмульсий с использованием микро-волн [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 144-150.
4. Нафикова, Р.А. «Старение» промысловых нефтешламов при длительном хранении в открытых амбарах и критерии его оценки [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухамет-

шин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 153-156.

5. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.

6. Нафикова, Р.А. Разработка и результаты применения технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов СВЧ [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 149-152.

7. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубл. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

8. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтярь // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 52-55.

9. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

10. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Рускинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Ар-каим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

11. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.

12. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.

13. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

14. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтярь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.

15. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

16. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

17. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 622.276.4

Анализ эффективности физико-химических методов на примере Тевлинско-Русскинского месторождения

N.A. Vorsina

(Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском старший преподаватель каф. РРНГМ)

T.F. Shajhutdinov

(Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском ст. гр. БГР 14-12)

Аннотация. В статье выполнен анализ эффективности физико-химических методов воздействия на пласты Тевлинско-Русскинского месторождения. Рассмотрены факторы, определяющие рациональность и целесообразность применения методов. Приведены основные направления совершенствования рассмотренных методов.

Ключевые слова: геологическая неоднородность, физико-химические методы, извлечение нефти, заводнение, потокоотклоняющие технологии

UDK 622.276.4

Physico-chemical methods application efficiency analysis on of Tevlinsko-Russkinskoye oil field environment

N.A. Vorsin,

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, Senior Lecturer*

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development)

T.F. Shajhutdinov

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrskyst. gr. BGR 14-12)*

Abstract. The article presents the analysis of physical and chemical bed stimulation methods application efficiency on Tevlinsko-Russkinskoye oil field. Factors determining the rationality and feasibility of the applied methods are discussed. The main ways of the considered methods improvement are suggested.

Keywords: geological heterogeneity, physical and chemical methods, oil recovery, water flooding, water control technologies.

В настоящее время существует необходимость контроля добычи нефтегазового сырья. Следует заметить значительное снижение эффективности извлечения нефти при использовании уже освоенных методов. При этом трудноизвлекаемые или остаточные запасы составляют в среднем половину от первоначальных геологических запасов сырья [1, 2, 3]. Поэтому не теряет своей актуальности использование новых технологий, которые позволяют значительно увеличить эффективность извлечения с наименьшими затратами в отличие от традиционных методов.

На Тевлинско-Русскинском месторождении в Западной Сибири разработка в основном ведется методом заводнения, что в свою очередь восполняет уменьшение пластового давления и способствует вытеснению нефти из трещиновато-пористой среды. Однако заводнение может не в полной мере быть эффективным. На поздних стадиях разработки месторождений высокопроницаемые участки являются главными путями движения нагнетаемой воды к добывающим скважинам. В частности это объясняется пустотной структурой породы коллектора и с огромной суммарной поверхностью контакта нефти с породой, различием основных реологических параметров нефти и воды и с геолого-физической неоднородностью залежи [4, 5, 6].

С течением времени при разработке начинают формироваться определенные поля давлений и фильтрационных потоков, которые не охватывают некоторые участки пласта, что характеризует неполное вытеснение углеводородов водой. Для вовлечения в разработку та-

ких участков необходимо изменить гидродинамическую обстановку, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам [7, 8, 9].

В связи с этим основной целью применения ФХМУН является стабилизация или снижение темпов роста обводненности при добыче. Объектами применения для потокоотклоняющих технологий, прежде всего, являются послойно-неоднородные коллекторы и характеризующиеся вертикальными неоднородностями [10, 11, 12].

В основе применения ФХМУН на продуктивные нефтяные пласты лежит введение в них химических реагентов (поверхностно-активных веществ, растворителей) позволяющих частично или полностью устранить влияние капиллярных сил, изменить реологические и структуры фильтрационных потоков пластовых флюидов.

К настоящему времени разработано и успешно применяется в Западной Сибири достаточно много физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, которые через воздействие в нагнетательных скважинах способствуют увеличению коэффициента нефтеизвлечения [13, 14].

На рисунке 1 представлены проектные и фактические показатели применения ФХМУН на Тевлинско-Рускинском месторождении за 2009 - 2013 гг.

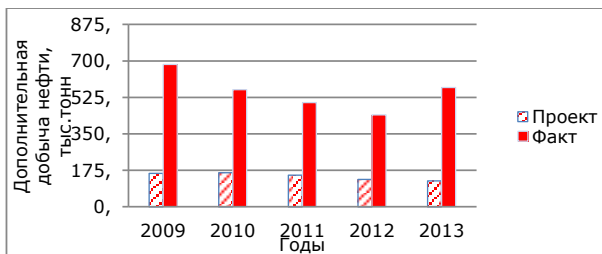


Рисунок 1 – Динамика дополнительной добычи нефти при применении ФХМУН на Тевлинско-Рускинском месторождении

На месторождении с этой целью на нагнетательном фонде в исследуемом периоде были применены потокоотклоняющие технологии с использованием эмульсионных композиций (ЭСС) и использованием гелеобразующих составов (ГОС-1АС) [15, 16]. Так как была необходимость сдерживания темпов роста обводненности продукции то было проведено большее количество обработок, чем планировалось, что привело к тому, что суммарно за весь рассматриваемый период фактические показатели по дополнительной добыче нефти превышают проектные.

Как видно из рисунка суммарная дополнительная добыча нефти за счёт применения методов ФХМУН составила 2757,51 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1577 т на одну скважиную-обработку. Эффективность технологий приведена с учетом переходящего эффекта.

Однако существуют определенные трудности применения ФХМУН на месторождениях [17, 18]. В основном это разрушение полимерных растворов под воздействием высоких температур, которыми характеризуются продуктивные отложения почти всех месторождений Западной Сибири, химическая деструкция при взаимодействии с кислородом и возможное микробиологическое разрушение (действие бактерий).

Поэтому с целью оптимизации применяемых технологий для различных геолого-физических условий, расширения списка скважин-кандидатов, подходящих под критерии применимости, а также выявления наиболее эффективных технологий для повышения нефтеотдачи пластов существует необходимость развития этих методов путем апробирования новых составов и технологий [19].

С учетом вышеизложенного, для апробации новых видов составов рекомендуется проведение опытно-промышленных работ по следующим технологиям:

– гелеобразующие составы на основе полиакриламидов (марки PetroPamp-104 Т). Состав с повышенной термостойкостью. Особенности реагента дают возможность применять их в условиях повышенных температур на пластах группы Ю Тевлинско-Русскинского месторождения;

– водорастворимые гелеобразующие составы ТермоГОС, РВ-ЗП-1МС. Данные составы образуют высокотермостабильный гель в условиях высокотемпературного пласта (от 70 °С и выше) и позволяют выборочно блокировать его высокопроницаемые промытые участки за счет образования кислотной среды;

– полимерная технология РАГ – полиакриламид CSE-1614. Полимерная система устойчива к высоким температурам и высокой минерализации. Перераспределение фильтрационных потоков происходит благодаря отличной адсорбции на поверхности пор, которая в свою очередь снижает проницаемость порового канала [20].

Таким образом, использование технологий ФХМУН имеют важное значение при добыче углеводородного сырья, особенно на месторождениях, находящихся на последней стадии разработки и при высоких темпах обводнения добываемой продукции, так как позволяют существенно сократить объемы закачиваемой и попутно-добываемой воды и способствовать вовлечению в разработку ранее недренируемых запасов.

Список использованных источников

1. Л.К. Алтуннина, В.А. Кувшинов - Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений / – Успехи химии, 2007, Том 76, Номер 10, Страницы 1034-1052.

2. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта/ Смирнова Т. С., Долгова Е. Ю., Меркитанов Н. А., Тулегенов А. Р. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое дело / – 2013. – № 7. – С. 27–34.

3. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю.В. Земцов, А.В. Баранов, А.О. Гордеев / – Нефть. Газ. Новации, 2015, номер 7, стр 11-21.

4. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347. Нафикова, Р.А.

5. Формирование компетенций при изучении специальных дисциплин [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 25.

6. Нафикова, Р.А. Разделение стойких нефтяных эмульсий с использованием микроволн [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 144-150.

7. Нафикова, Р.А. «Старение» промысловых нефтешламов при длительном хранении в открытых амбарах и критерии его оценки [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 153-156.

8. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.

9. Нафикова, Р.А. Разработка и результаты применения технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов СВЧ [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ,

2011. – Т. 1. – С. 149-152.

10. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубл. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

11. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтябрь // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 4. – С. 52-55.

12. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

13. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Рускинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламужкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

14. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.

15. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.

16. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

17. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтябрь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.

18. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламужкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

19. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

20. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 550.34.012

Контроль разработки нефтяной залежи по промысловым и геофизическим данным

А.Р. Габдуллина, Д.С. Малюшко Д.С., А.А. Халин

(Тюменский Индустриальный Университет)

Аннотация: в статье описывается процесс контроля за разработкой нефтяных месторождений, а также обосновывается необходимость подобных мер. Для этого предлагается использовать данные промысловых и геофизических исследований, так как они позволяют оптимизировать

ровать эксплуатацию залежей. При этом раскрываются проблемы, с которыми сталкивается современная геофизика: комплексность исследований и, как следствие, необходимость больших капитальных вложений, а также малая степень изученности. Однако доказано, что применение методов ГИС способствует росту эффективности разработки.

Ключевые слова: скважина, геофизика, контроль, разработка, исследования.

UDC 550.34.012

Oil reservoirs development's control by field and geophysical data

A.R. Gabdullina, D.S. Maliushko, A.A. Khalin

(Tyumen Industrial University)

Annotation: the article describes the process of monitoring the development of oil fields, as well as the necessity of such measures. We proposed to use a field and geophysical data, as they allow optimizing the exploitation of the deposits. At the same time, we described the problems faced by modern Geophysics: complicated methods of research and, as a consequence, the need for large capital investments, as well as a small degree of scrutiny. However, we proved that the geophysical survey's application techniques contributes to the effectiveness of development.

Keywords: well, geophysics, control, development, research.

Современная разработка месторождений углеводородов – сложный процесс, основанный на взаимодействии таких сложных систем, как пласт, скважина, подземное и наземное оборудование.

Управление этим процессом возможно только на базе информационных и компьютерных технологий, включающих в себя учет и обобщение всех имеющихся данных о процессе, имитационное моделирование его составляющих и прогнозирование технологических и технико-экономических показателей разработки. Достоверность прогноза и обоснованность принимаемых решений во многом определяется качеством информации о свойствах пластов и насыщающих его флюидов.

Особая роль здесь принадлежит данным, получаемым в ходе контроля разработки месторождений с помощью геофизических, промысловых и гидродинамических методов исследований скважин, отражающих динамические изменения в пласте в ходе добычи.

В настоящее время спектр применяемых для мониторинга разработки методов и технологий существенно расширился, что позволяет на практике обосновывать и организовывать достаточно эффективные мероприятия по интенсификации добычи и увеличению коэффициентов нефте- и газоизвлечения [3].

Согласно источнику [4], цель геофизического контроля — это получение информации о состоянии и изменениях, происходящих в продуктивных пластах в процессе их эксплуатации, для выбора научно обоснованной системы разработки залежей, регулирования темпа отбора флюидов, направленного на максимальное извлечение их из земных недр.

Система промысловых и геофизических мероприятий по исследованию скважин и испытанию пластов является основой промыслово-геофизического контроля (ПГК) разработки месторождений нефти и газа. Технологии ПГК обеспечивают решение ряда основных задач:

а) выбор оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования (технологический контроль):

- контроль за установкой глубинного оборудования;
- выявление участков парафиновых и солевых отложений в межтрубном пространстве, оценка их толщины;
- выяснение местоположения пенообразования.

б) определение гидродинамических характеристик вскрытого пласта (эксплуатационный контроль):

- выделение интервалов притока и приемистости;
- определение работающих мощностей и характера притока;
- определение продуктивности.

в) исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте (геолого-промысловый

контроль):

- контроль за продвижением контура нефтегазоносности и перемещением водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводного (ГВК) контактов;
- выделение обводненных пластов и пропластков;
- контроль текущей нефтенасыщенности;
- выделение потенциально извлекаемых запасов.

г) изучение текущего состояния фонда скважин (технический контроль) [2]:

- выделение интервалов притока и приемистости;
- определение качества цементирования обсадных колонн и состояния цементного камня во времени;
- установление положения муфтовых соединений, участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра колонн;
- установление состава и уровня жидкости в межтрубном пространстве;
- выявление дефектов (отверстия, трещины, вмятины, коррозия) в обсадных и насосно-компрессорных трубах;
- определение мест притока и поглощения жидкости в скважине за счет негерметичности обсадных колонн и зон затрубной циркуляции флюидов.

По объектам исследования геофизические методы, применяемые для исследования скважин с целью контроля разработки, классифицируются следующим образом [3]:

- для оценки характера насыщенности коллектора (нейтронные методы, гамма-каротаж, углеродно – кислородный каротаж (СО));
- для оценки скорости потока (дебита) и состава жидкости в стволе скважины (плотнометрия, резистивиметрия, влагометрия, гидродинамическая и термокондуктивная расходомерия);
- для определения качества изоляции заколонного пространства (акустическая и гамма-цементометрия, термометрия).

Для решения перечисленных задач используется широкий комплекс геофизических методов, включающий методы исследования скважин, вышедших из бурения, и методы, специально разработанные для исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин через лифтовые трубы и по межтрубному пространству малогабаритными приборами [5].

Важно подчеркнуть, что основной объект геофизических исследований – горная порода – представляет собой сложную гетерогенную систему, состоящую из различных по физическо-химическим свойствам твердой и жидкой фаз.

Вследствие этого по результатам отдельных геофизических методов исследования неоднозначно решаются задачи, стоящие перед скважинной геофизикой. Эффективное решение геологических и технических задач возможно только при комплексном изучении разрезов скважин геофизическими методами, основанными на различной петрофизической природе (электрическими, радиоактивными, термическими, акустическими, механическими, геохимическими и др.) [1].

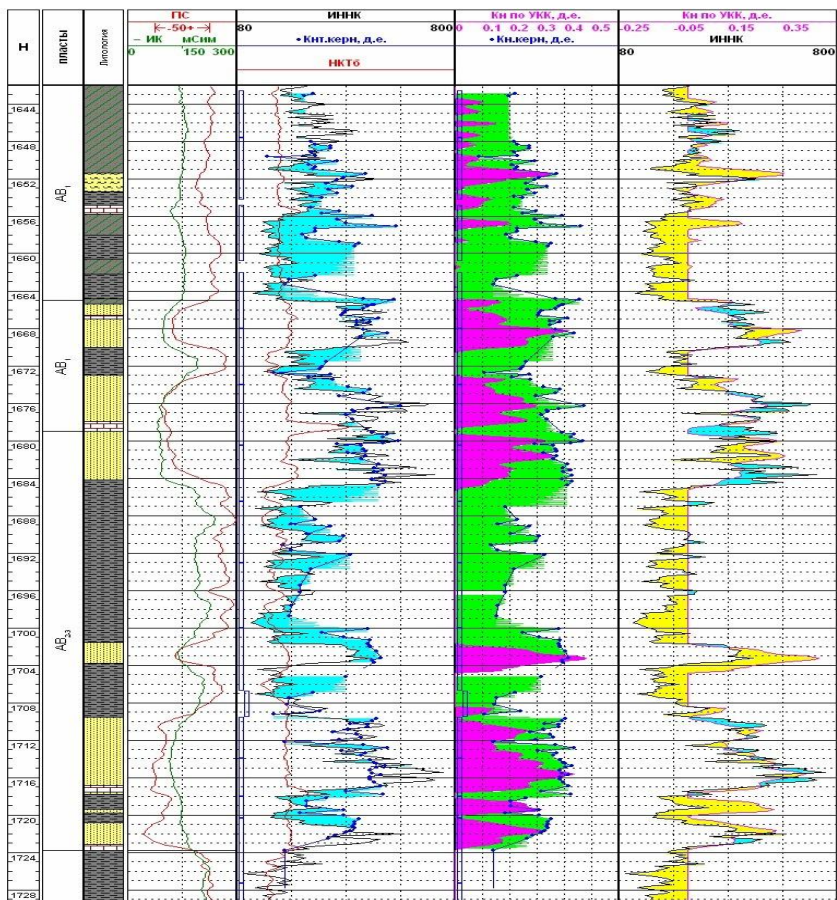


Рисунок 1 - Сопоставление результатов определения текущей нефтенасыщенности по данным изолированного ядра, углеродно-кислородного каротажа (УКК) и ИИНК (пласты АВ₁₋₄ Смотлорского месторождения, скважина 2-ОЦ)

Обобщая методологические разработки Коноплева Ю.В. [4], Масленникова В.В. [6] и др., под системностью контроля за разработкой месторождений можно понимать восприятие объекта изучения как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии.

Таким образом, системность подхода в изучении сложно организованной технической структуры залежи в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения.

Другое назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих моделей залежей.

В настоящее время оценки системного ПГК удастся проводить только на крупных ме-

сторождениях России, обладающих продолжительной историей разработки и значительным охватом исследований скважин. Информационное обеспечение значительно выигрывает, если на месторождениях имеется достаточное количество специальных объектов наблюдения – наблюдательных (контрольных) скважин. Отсутствие системного ГИС-контроля на отдельных месторождениях (особенно на сложных и крупных) существенным образом снижает на них эффективность проводимых мероприятий по разработке [3].

В качестве примера системного ГИС-контроля приведем пласты АВ₁₋₄ Самотлорского месторождения (рис.1), где метод ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж) показал не менее хороший результат для определения текущей нефтенасыщенности, чем УКК (углеродно-кислородный каротаж), подтвержденный данными по изолированному керну [7].

Таким образом, если учитывать тот факт, что в процессе разработки месторождения часто необходима корректировка имеющейся и получение новой геологической информации, то тема промыслово-геофизического контроля является актуальной как с точки зрения добычи нефти, так и с точки зрения геологии.

Список использованных источников

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах [Текст]. – М.: Недра, 1985. – 265 с.
2. Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин [Текст] / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
3. Ипатов А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов [Текст] / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 780 с.
4. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений [Текст] / Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев и др. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
5. Кузнецов Г.С. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
6. Масленников В.В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений [Текст] / В.В. Масленников, В.В. Ремизов. – М.: Недра, 1993. – 303 с.
7. Хайруллин Б.Ю. Роль специальных технологий отбора керна в повышении достоверности петрофизического обоснования подсчетных параметров [Текст] / Б.Ю. Хайруллин, В.Г. Мамашев, В.В. Федорцов // Обоснование параметров подсчёта запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири: материалы совещания-семинара. – 4-5 декабря 2014 г. – С. 22-41.

УДК 622.276.66

Повторный многостадийный разрыв пласта

А.Х. Габзалилова

*(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском
канд. техн. наук, доцент каф РРНИГМ.)*

Т.Р. Газизов

*(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском
ст. гр БГР 13-11)*

Аннотация. В данной статье представлены данные о применении технологии увеличения добычи нефти путём повторного многостадийного гидравлического разрыва пласта на скважинах, где многостадийный гидроразрыв пласта уже был проведен.

Ключевые слова: нефть, многостадийный гидроразрыв пласта, ГТМ, горизонтальная скважина.

Repeated multi-stage hydraulic fracturing in vyngapurovskoye oil field environment

A.H. Gabzalilova,

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University

in the City of Oktyabrsky,

Associate Professor,

Candidate of Engineering Sciences

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development)

T.R. Gazizov

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University

in the City of Oktyabrsky, st. gr. BGR 13-11)

Abstract. This article presents data on the use of technology to increase oil production by repeated multi-stage hydraulic fracturing in the wells where multi-stage hydraulic fracturing has already been done.

Key words: oil, multi-stage hydraulic fracturing, well intervention, horizontal wells.

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти [1, 2, 3].

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением, с истощением легкодоступных запасов нефти и переходом на добычу трудноизвлекаемых запасов. В данных условиях на многих новых скважинах необходимо изначально проводить дополнительные мероприятия по получению притока. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и горизонтальными окончаниями скважин. Чаще всего это многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) [4, 5]. Однако, продуктивность скважин рано или поздно снижается, что делает актуальным вопрос о повторном стимулировании притока нефти к этим скважинам.

Работы по многостадийному ГРП активно ведутся уже в течение трех лет, а значит, фонд кандидатов на повторное ГРП постоянно растет [6, 7, 8]. Технология SPOT-FRAC позволит нам в дальнейшем «реанимировать» те скважины, на которых разрывы уже были проведены.

Суть метода заключается в следующем: в избранный интервал или муфту ГРП спускается компоновка SPOT-FRAC, открытые участки разобщаются специальными заколонными набухающими пакерами, затем, собственно, и производится гидроразрыв пласта [9, 10]. При необходимости также производится гидропескоструйная перфорация. Для проведения следующей стадии ГРП вся компоновка поднимается и устанавливается в другом избранном интервале. После чего процедура повторяется. В такой последовательности можно проводится несколько стадий [11].

При выполнении операции повторного МГРП основная сложность заключается в необходимости изолировать ранее созданные трещины, для того чтобы вовлечь в разработку зоны с наиболее вероятным дополнительным притоком нефти [11, 12]. Для изоляции применяются технологии химико-механического отклонения. Суть их заключается в том, что трещины, оставшиеся от ранее проведенного ГРП, изолируются специальным химическим составом, химико-механическим или динамическим отклонителем. Такое решение не позволяет смеси для нового ГРП попасть в трещины от предыдущего разрыва, что предотвращает неэффективное использование жидкости нового гидроразрыва.

В 2016 году специалистами компании «Газпромнефть-ННГ» совместно с представителями компании Schlumberger выполнили на горизонтальной скважине № XXXX4 пять стадий повторного ГРП. После успешного завершения испытаний, операция повторного МГРП была также успешно проведена еще на двух горизонтальных скважинах.

Ранее в 2015 году на скважине № XXXX4 также был осуществлен пяти стадийный гидроразрыв, позволивший добывать на этой скважине около 50 тонн в сутки. Но со временем эксплуатации её продуктивность сильно снизилась. На момент проведения повторного мероприятия дебит скважины составлял 25 тонн в сутки. При этом, судя по исследованиям, отбор запасов в данном районе не превышает 10 % от первоначальных. Теперь, после проведения повторного МГРП, по предварительной оценке, продуктивность скважины увеличится в разы и составит порядка 42 тонн в сутки.

Внедрение новой инновационной технологии повторного МГРП сопровождалось 4D геомеханическим моделированием участка месторождения в районе проведения работ [13, 14]. Это позволило предсказать влияние текущего состояния разработки на поведение новых трещин ГРП и на основе полученной модели создать оптимальный дизайн ГРП.

В целом по «Газпромнефть-ННГ» в 2015 г количество работ по ГРП было увеличено практически в 2 раза. Число скважин с проведением одностадийного ГРП выросло на 7 %, а с проведением многостадийного ГРП - на 11 %. По итогам 2015 г «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» добыл 9,72 млн т нефтяного эквивалента. Учитывая объем работ по ГРП, проведенный в 2014 году, ожидается рост числа скважин, на которых было бы оправдано применение технологии SPOT-FRAC [15, 16].

Технология проведение операции повторного гидроразрыва пласта по методу SPOT-FRAC – это огромный шаг вперед на пути повышения конечной нефтеотдачи пластов. Данная технология позволяет сделать направленный ГРП в необходимом интервале [17]. На сегодняшний день в России достаточно большое количество скважин, на которых целесообразно использовать данный метод. Стоит отметить, что такой подход является прорывным и уникальным в российской нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников

1. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.
2. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.
3. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.
4. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286. Нафикова, Р.А. Формирование компетенций при изучении специальных дисциплин [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 25.
5. Нафикова, Р.А. Разделение стойких нефтяных эмульсий с использованием микроволн [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 144-150.
6. Нафикова, Р.А. «Старение» промысловых нефтешламов при длительном хранении в открытых амбарах и критерии его оценки [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные техноло-

гии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 153-156.

7. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.

8. Нафикова, Р.А. Разработка и результаты применения технологии предварительной подготовки промышленных нефтешламов к центрифугированию с применением токов СВЧ [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 149-152.

9. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубл. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

10. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промышленных нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтябрь // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 4. – С. 52-55.

11. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаердинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

12. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Руссинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

13. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.

14. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.

15. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

16. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтябрь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.

17. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

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

19. Kuleshova, L.S. The investigation of non-stationary water-flood using statistical approaches [Text] / L.S. Kuleshova, I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov // European Science and Technolo-

gy: materials digest of the international research and practice conference / a team of authors. – Wiesbaden: Bildungszentrum Rodnik, 2012. – Vol. I. – P. 182-186.

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

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

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

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

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

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

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

УДК 622.276.72

Анализ свойств органических отложений и эффективность применения растворителей «МИА-ПРОМ» и «ИНТАТ-1» для их удаления

Газизов Вадим Забирович

(Альметьевский государственный нефтяной институт, студент)

Аннотация: Объектом исследования является проба органического отложения из скважины №1*. Анализ технологической эффективности применения растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» для удаления АСПО проводится с учетом таких показателей, как определение прочностных свойств АСПО, оценка влияния пробоподготовки на свойства АСПО, оценка технологической эффективности растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1», а также оценка последовательного применения рассматриваемых химических реагентов.

Ключевые слова: Асфальтеносмолопарафиновые отложения, эффективность растворителя, растворитель «МИА-Пром», растворитель «ИНТАТ-1», тепловое воздействие, пенетрация, взаимовлияние растворителей.

UDC 622.276.72

Analysis of the properties of organic growth and efficiency of application of resolvents "MIA-PROM" and "INTAT-1" for their removal

Gazizov Vadim Zabirovich

(Almetyevsk State Oil Institute, student)

Abstract: The object of the study is a sample of organic matter from well №1 *. Analysis of the technological efficiency of the use of solvents "MIA-Prom" and "INTAT-1" for the removal of AFS is carried out taking into account such indicators as the determination of the strength properties of AFS, the evaluation of the influence of sample preparation on the properties of AFS, the evaluation of the technological efficiency of the solvents "MIA-Prom" and "INTAT-1", as well as evaluation of the consistent application of the chemical reagents in question.

Key words: Asphaltene-osmoloparaffinic deposits (AFS), solvent efficiency, solvent "MIA-Prom", solvent "INTAT-1", thermal effect, penetration, interaction of solvents.

Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии характеризуется появлением осложнений при эксплуатации нефтедобывающей системы, одним из которых являются асфальтено-смолопарафиновые отложения (АСПО). Формирование АСПО может привести к снижению пропускной способности НКТ, уменьшению дебита скважин, снижению продуктивности скважин [1,2,3]. Вопросы выбора растворителей для удаления АСПО являются одними из актуальных и значимых в сфере добычи нефти.

На сегодняшний день выбор растворителей АСПО осуществляется чисто эмпирически. Поскольку составы АСПО весьма разнообразны и определяются природой и составом нефти применение растворителей должно непременно предусматривать как термодинамические, так и кинетические аспекты процесса растворения АСПО [4,5].

Анализ технологической эффективности применения растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» для удаления АСПО проводится с учетом следующих показателей:

- 1) определение прочностных свойств АСПО;
- 2) оценка влияния пробоподготовки на свойства АСПО;
- 3) оценка технологической эффективности растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1»;
- 4) оценка последовательного применения рассматриваемых химических реагентов.

Для качественного определения механической прочности АСПО проводились микроскопические исследования двух образцов до и после нагрева, по результатам которых выявлено, что до нагрева структура поверхности АСПО представляет собой неоднородную шероховатую поверхность, на которой видны такие компоненты, как нефть, механические примеси, кристаллы соли. Отметим, что образец имеет слегка рыхлую структуру (рисунок 1а, 1в). После термического воздействия поверхность образцов стала более однородной, менее пористой и гладкой, что свидетельствует об увеличении прочностных свойств образцов (рисунок 1б, 1г).

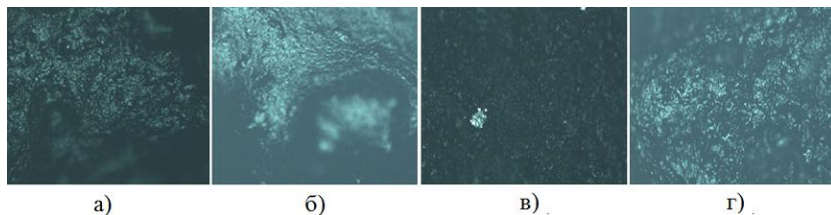


Рисунок 1 - Микрофотографии образцов АСПО: образец №1 (а - до нагрева, б – после нагрева); образец №2 (в - до нагрева, г – после нагрева);

Проведены эксперименты по определению пенетрации образцов АСПО до и после термической обработки. Результаты свидетельствуют об увеличении пластичности после нагрева, а также об уплотнении образцов после охлаждения (рисунок 2).

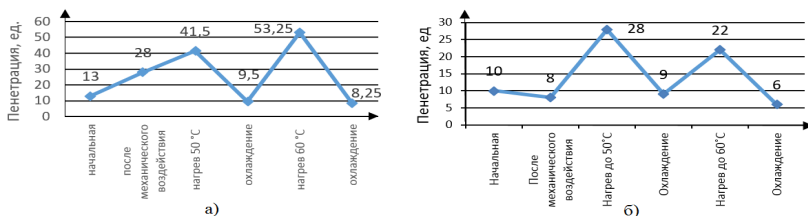


Рисунок 2 – Изменение прочностных свойств: а) – образец №1, б) – образец №2

Определена технологическая эффективность растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» по методике «корзиночек». Динамика изменения массы после применения растворителей приведена на рисунке 3.

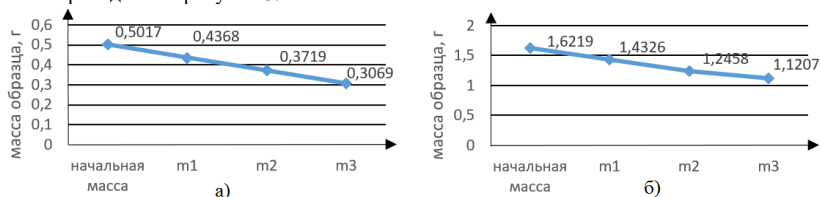


Рисунок 3 – Эффективность реагентов «МИА-Пром» (а) и «ИНТАТ-1» (б)

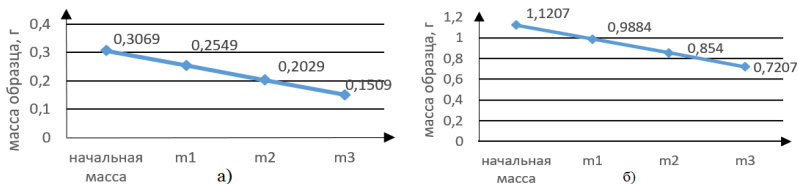


Рисунок 4 – Динамика изменения массы образца при совместном применении растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1»: образец №1 (а), образец №2 (б)

Для оценки совместимости различных химических реагентов, применяемых для удаления АСПО, а для второго образца оценка совместимости растворителей проводилась в обратной последовательности. В результате проведенных исследований выявлено, что масса первого образца уменьшалась с 0,307 г до 0,121 г (рисунок 4а), а второго образца с 1,1207 г до 0,7207 г (рисунок 4б).

Таким образом эффективность растворителя «МИА-Пром» для первого образца составила 72,38 %, а эффективность растворителя «ИНТАТ-1» 90,2 %, а для второго образца эффективность растворителя «МИА-Пром» - 81,94 %, растворителя «ИНТАТ-1» - 97,26 %.

Была предложена схема комплексной оценки эффективности растворителей АСПО с учетом последовательного применения химических реагентов, который показан на рисунке 5.



Рисунок 5 - Схема комплексной оценки эффективности растворителей АСПО с учетом последовательного применения химических реагентов

По результатам проведенных исследований получены следующие выводы:

- 1) термическое воздействие с последующим охлаждением приводит к увеличению механической прочности АСПО, что подтверждается результатами определения пенетрации и микроскопических исследований;
- 2) растворители «ИНТАТ-1» и «МИА-Пром» являются эффективными реагентами для удаления АСПО, т.к. характеризуются высокими технологическими эффективностями – 93,73 и 77,16 % соответственно;
- 3) совместное применение растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» не оказывает отрицательного эффекта на эффективность удаления органических отложений;
- 4) предложена методика комплексной оценки эффективности растворителя с учетом совместимости химических реагентов.

Список использованных источников

1. Ашмян, К.Д. Факторы, влияющие на выпадение асфальтосмолапарафиновых веществ [Текст] / К.Д. Ашмян, И.Н. Никитина, Е.Н. Носова // Нефтяное хозяйство – 2014. - №11. – С. 126-129.
2. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче [Текст] / Н.Г. Ибрагимов, Е.И. Ишемгулина – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
3. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]/ Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова - М.: Нефтяное хозяйство, 2010. - 240 с.
4. Марьин, В.И. Химические методы удаления и предотвращения АСПО при добыче нефти [Текст]/ В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин - Саратов: ГосУНЦ, 2001. -156 с.
5. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / М.Н. Персиянцев - М.: Недра - Бизнесцентр, 2000. - 653 с.

УДК 532.546: 519.6

Об одном методе численного моделирования акустического воздействия на пласт

Гамзаев Х.М., д.т.н., профессор

Гадимов И.К., диссертант

(Азербайджанский Государственный
Университет Нефти и Промышленности)

Аннотация. Рассматривается процесс теплопереноса в пласте, вызванный излучателем акустических волн в скважине. Для описания данного процесса предложена одномерная математическая модель и в рамках этой модели поставлена задача по определению мощно-

сти излучателя акустических волн по заданному тепловому режиму пласта. Для решения поставленной задачи предлагается вычислительный алгоритм.

Ключевые слова: тепловые методы, акустическое воздействие, обратная задача, нелокальное условие.

UDC 532.546: 519.6

About one method of numerical modelling of acoustic impact on layer

Gamzaev Kh.M., Dr.Sci.Tech., professor

Gadimov I. K., dissertator

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

Abstract. The process of heat transfer in layer caused by a radiator of acoustic waves in a well is considered. For the description of this process the one-dimensional mathematical model is offered and within this model the task by determination of capacity of a radiator of acoustic waves on the set thermal mode of layer is set. For the solution of an objective the computing algorithm is offered.

Keywords: thermal methods, acoustic impact, return task, not local condition.

Известно, что в повышении эффективности разработки месторождений с нефтями повышенной вязкости важная роль отводится тепловым методам воздействия. Тепловое воздействие на пласт позволяет значительно снизить вязкость и плотность пластовых нефтей, увеличить подвижность нефти. Повышение температуры в пласте существенно влияет как на текущие фильтрационные характеристики, так и на конечную нефтеотдачу [1,2].

В последнее время среди методов воздействия на призабойную зону нефтяных и газовых скважин большое место отводится методу акустического воздействия. Акустические волны, генерируемые ультразвуковым скважинным излучателем, во внешней среде испытывают поглощение и формируют в около скважинном пространстве распределенный тепловой источник [2–4]. Вследствие этого происходит прогрев в призабойной зоне пласта и увеличение температуры углеводородного пластового флюида. Некоторые вопросы изменения температуры в пласте при акустическом воздействии численно исследованы в [5,6].

Для практического применения акустического воздействия на нефтегазовые залежи важное значение имеет исследования по определению мощности источника акустических волн, обеспечивающее требуемый тепловой режим в пласте. В настоящей работе данная проблема представляется как обратная задача для одномерного уравнения нестационарного теплопереноса в пласте.

Предположим, что рассматривается нестационарный процесс теплопереноса в цилиндрическом пласте, вызванный излучателем акустических волн с мощностью $N(t)$. Математическую модель данного процесса представим в виде [5]

$$c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda(r) r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + N(t) \phi(r), \quad r_w < r < R, \quad 0 < t \leq t_k, \quad (1)$$

где $T(r, t)$ – температура, t – время, r – цилиндрическая координата, $\phi(r) = \alpha e^{-\alpha(r-r_w)}/2\pi rh$, α – коэффициент поглощения энергии, h – толщина пласта, $\lambda(t)$ – коэффициент теплопроводности, C – объемная теплоемкость пласта; r_w – радиус скважины, R – радиус пласта.

Пусть для уравнения (1) известны начальное

$$T|_{t=0} = \varphi(r), \quad (2)$$

и граничные условия

$$\left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_w} = 0, \quad \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=R} = 0. \quad (3)$$

Очевидно, что зная закон изменения во времени мощности излучателя акустиче-

ских волн $N(t)$, решив задачу (1)–(3) можно найти $T(r, t)$ и тепловой режим в пласте

$$q(t) = \int_{r_w}^R r T(r, t) dr. \quad (4)$$

Теперь предположим, что закон изменения во времени $q(t)$ известен и требуется найти такой закон изменения во времени $N(t)$, который обеспечивал бы заданный тепловой режим (4) в пласте.

Таким образом, задача заключается в определении функций $T(r, t)$ и $N(t)$, удовлетворяющих уравнению (1) и условиям (2)–(4). Поставленная задача относится к классу обратных задач, связанных с восстановлением зависимости правых частей параболических уравнений от времени [7,8]. Однако условие (5) не является классическим, локальным условием для уравнения (1).

Уравнение (1) дискретизируем по времени t , $\frac{\partial T}{\partial t} \Big|_{(r, t_j)} \approx \frac{T(r, t_j) - T(r, t_{j-1})}{\Delta t}$ и вводя обозначение $T^j(r) \approx T(r, t_j)$, уравнение (1) и условия (2)–(4) запишем в виде

$$c \frac{T^j(r) - T^{j-1}(r)}{\Delta t} = \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\lambda(r) r \frac{dT^j}{dr} \right) + N^j \phi(r), \quad (5)$$

$$T^0(r) = \varphi(r), \quad \frac{dT^j}{dr} \Big|_{r=r_w} = 0, \quad \frac{dT^j}{dr} \Big|_{r=R} = 0, \quad (6)$$

$$q^j = \int_{r_w}^R r T^j(r) dr, \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (7)$$

Решение задачи (5)–(7) на каждом временном слое $j = \overline{1, m}$ представим в виде

$$T^j(r) = V^j(r) + N^j U(r), \quad (8)$$

где $V^j(r)$, $U(r)$ – неизвестные функции. Подставив (8) в уравнение (5), получим следующие краевые задачи относительно неизвестных функций $V^j(r)$, $U(r)$:

$$c \frac{V^j(r) - T^{j-1}(r)}{\Delta t} = \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\lambda(r) r \frac{dV^j}{dr} \right),$$

$$\frac{dV^j}{dr} \Big|_{r=r_w} = 0, \quad \frac{dV^j}{dr} \Big|_{r=R} = 0. \quad (9)$$

$$c \frac{U(r)}{\Delta t} = \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\lambda(r) r \frac{dU}{dr} \right) + \phi(r),$$

$$\frac{dU}{dr} \Big|_{r=r_w} = 0, \quad \frac{dU}{dr} \Big|_{r=R} = 0. \quad (10)$$

$$j = 1, 2, \dots, m.$$

А подстановка (8) в дополнительное условие (7) дает

$$q^j = \int_{r_w}^R r V^j(r) dr + N^j \int_{r_w}^R r U(r) dr \quad \text{или}$$

$$N^j = \left(q^j - \int_{r_w}^R r V^j(r) dr \right) \left(\int_{r_w}^R r U(r) dr \right)^{-1}. \quad (11)$$

Таким образом, для решения задачи (5)–(7) по определению функций $T^j(r)$ и N^j , сначала надо определить функцию $U(r)$ из решения задачи (10). После этого для каждого временного слоя $j = 1, 2, \dots, m$ надо последовательно определить функцию $V^j(r)$ из решения задачи (9), N^j по формуле (11) и, наконец, $T^j(r)$ по формуле (8). Решения задач (9) и (10) можно найти методом конечных разностей.

Список использованных источников

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988.
2. Вахитов Г. Г., Кузнецов О. Л., Симкин Э. М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М.: Недра, 1978.
3. Кузнецов О. Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. - М: Недра, 1983.
4. Печков А.А., Шубин А.В. Результаты работ по повышению продуктивности скважин методом акустического воздействия// Геоинформатика, 1998, № 3, 16 – 23.
5. Измайлова Г. Р., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Математическое моделирование совместного воздействия высокочастотного электромагнитного и акустического полей на нефтяной пласт // Нефтегазовое дело: Электрон. науч. журн. 2014. № 4.С. 127–152. URL: http://ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p127-152_IzmaylovaGR_ru_en.pdf.
6. Измайлова Г. Р., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного и акустического воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя// Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Физика. 2015. Т. 10, вып. 3. С. 89–96.
7. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Численные методы решения обратных задач математической физики. М.: Издательство ЛКИ, 2009.
8. Гамзаев Х.М. Численное решение комбинированной обратной задачи для обобщенного уравнения Бюргерса// Сибирский журнал чистой и прикладной математики. 2015. №4. С. 35-42.

УДК 622.276.66

Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов

Усть - Харампурского месторождения

З.А. Гарифуллина

(Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском
канд. экон. наук, доцент каф. ГСЭН.)

А.Л. Салимов

(Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском,
ст. гр. БГР 13-11)

Аннотация: В статье описывается методика проведения гидроразрыва на пластах с повышенной глинистостью Усть - Харампурского месторождения эксплуатирующийся компанией ООО «РН-Пурнефтегаз».

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, продуктивность, стабилизатор глин, коэффициент пористости, плотность, флюид.

UDK 622.276.66

An integrated approach to hydraulic fracturing treatment design of the clay layers of Ust – Kharampur oil field

Z.A. Garifullina

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

*Associate Professor, Candidate of Economics,
The Chair of Humanities and Socio-Economic Sciences)*

A.L. Salimov

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, st. gr. BGR 13-11)*

Abstract: the article describes the hydraulic fracturing methodology in formations with high clay content on the Ust-Kharampur oil field operated by the "RN-Purneftegaz" company.

Key words: hydraulic fracturing, productivity, clay stabilizer, porosity, density, fluid.

В последние десятилетия доля трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной - Сибири неуклонно увеличивается. Большая часть ранее открытые месторождения с хорошими геолого - промышленными характеристиками истощена и обводнена, поэтому вновь вводимые в разработку залежи приурочены к низкопроницаемым и неоднородным пластам [1, 2, 3].

Часто в условиях низкопроницаемых коллекторов основной задачей является повышение дебита нефти пробуренных скважин с применением гидравлического разрыва пласта. ГРП представляет собой нагнетание в скважину жидкости гидроразрыва с расходом и давлением достаточным для создания трещины [4, 5]. При этом проппант служит специальным расклинивающим агентом, поддерживающим трещину в раскрытом состоянии и обеспечивающим хорошую гидродинамическую связь между пластом и скважиной.

Нередко сервисные компании при выполнении ГРП придерживаются определенных типовых технологий обработки без детального учета индивидуальных особенностей объекта. Такая практика зачастую приводит к различным осложнениям или неудачам проведения, особенно в участках с повышенной глинистостью и водонефтяных зонах [6, 7, 8]. Причинами этому могут служить:

1. Несовместимость закачиваемой и пластовой воды, вследствие чего образуется солеотложение;
2. Засорение пласта жидкостями ГРП на водной основе;
3. Набухание глин на границе трещина-пласт из-за высокой глинистости и т.д.

Во избежание осложнений различного вида следует сначала провести мини-ГРП [9, 10, 11]. Интервал между мини-ГРП и основной работой может составлять от 2 часов до нескольких суток, т.к. зависит от объема работ и необходимости точной оценки пластового давления.

На исследованном нами месторождении, разрабатываемое компанией ОАО «РН-Пурнефтегаз», было выявлено постепенное уменьшение продуктивности ПЗП и ухудшение фильтрационно - емкостных свойств пласта. Проводились операции по ГРП на скважинах 213, 225, 184, 174, 142 и др., однако было выявлено, что в северной части и на краевых зонах залежи, из-за высокой глинистости коллектора, не достигается ожидаемого прироста по жидкости. Пласт БП₁₄ характеризуется в плане – меридиональным полосообразным простиранением песчаных тел, их замещением к западу морскими глинистыми осадками (линия глинизации), а к востоку выклинивание пластов; в разрезе – это типичные клиноформные тела с увеличением общей мощности пласта до максимальных значений на западе.

Таблица 1 – Распределение ГРП по неуспешности

Год	Распределение ГРП по факторам неуспешности				Всего
	техническая	Недостижение запускных параметров по жидкости	Недостижение запускных параметров по обводнению	Годовой прирост по жидкости	
2009	2	2	4	3	11
2010	6	4	-	5	15
2011	4	5	5	3	17
2012	1	3	6	-	10
2013	3	3	2	-	8
Количество	16	17	17	11	61
Процент от общего числа неуспешных, %	26	28	28	18	100

Таблица 2 – Таблица изменения дебитов скважин до и после проведения гидравлического разрыва пласта по пяти скважинам Усть-Харампурского месторождения.

	Номер скважины	Средний дебит нефти т/сут		
		До ГРП	После ГРП	Отклонение
1	213	3,6	24,8	+21,2
2	225	5,9	18,7	+12,8
3	184	5,0	28,7	+23,7
4	174	3,0	11,9	+8,9
5	142	0,0	17,0	+17,0
	Всего	17,5	101,1	+83,6

Основной проблемой не успешности проведения гидроразрыва является увеличения глин в размерах это обусловлено тем, что после реализации операции ГРП вода растворяет минералы, содержащиеся в глине [12, 13]. Также есть вероятность образования отложений солей, в частности, если в процессах ГРП используется подтоварная вода, то растворённые соли могут выпадать в осадок. При выборе жидкости гидроразрыва следует убедиться в его совместимостью с породой и пластовым флюидом, низким потерям на трение, простотой и безопасностью приготовления в полевых условиях, экономической эффективности, экологической безопасности и т.п.

На Усть - Балыкском месторождении пласта БС₁₀ разрабатываемом компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз» также выявлена зона с повышенной глинистостью. По своей структуре пласт БС₁₀ характеризуются высокой глинистостью, плохой и средней сортировкой обломочного материала, большим содержанием алевролитовых фракций и повышенной общей карбонатностью [14, 15, 16]. При проведении ГРП на Усть-Балыкском месторождении применялся контролер раствора «SUPER-BORE-TROL» на калиевой основе, который стабилизирует сланцы и улучшает параметры раствора, а также контролирует сползание и набухание глинистых сланцев.

В нашем случае для того, чтобы предотвратить набухание и миграцию глин следует использовать специально подобранные для Пласта БП₁₄ стабилизаторы глин. Они взаимодействуют с реакционными центрами глин и не дают возможности молекулам воды вступить в контакт с этими центрами. Стандартный метод – добавка 2 % хлорида калия, однако на исследованных нами объектах испытание скважин на приток и оценка времени капиллярного всасывания показали, что необходима добавка 4 % хлорида калия. Возможно использование современного стабилизатора «LEMA CS-1» имеющая нейтральное значение pH, что обуславливает универсальность и легкость обработки продуктом приготовленного бурового раствора [17, 18, 19]. Органический состав продукта, делает его совместимым со всеми типами биополимеров, применяемых в составах буровых растворов не оказывая влияния на реологические и фильтрационные свойства [20].

В результате эффективность операций ГРП на глинистых залежах может быть существенно повышена за счет использования технологии контроля высоты трещин при ГРП и использование стабилизатора глин «LEMA CS-1».

Список использованных источников

1. 1 Сохошкин С.К., Ещеркин Е.А. Комплексный подход к моделированию процесса образования трещины ГРП // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 2007. – С. 73-153.
2. 2.Галкин В.И., Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта / С.А. Иванов, К.Г. Скачек, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИОЭНГ", 2009. – № 10. – С. 42–45.
3. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.
4. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.
5. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.
6. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.
7. Нафикова, Р.А. Формирование компетенций при изучении специальных дисциплин [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 25.
8. Нафикова, Р.А. Разделение стойких нефтяных эмульсий с использованием микро-волн [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 144-150.
9. Нафикова, Р.А. «Старение» промысловых нефтешламов при длительном хранении в открытых амбарах и критерии его оценки [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 153-156.
10. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.
11. Нафикова, Р.А. Разработка и результаты применения технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов СВЧ [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 149-152.
12. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубл. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
13. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой час-

тоты [Текст] / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтярь // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 52-55.

14. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

15. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

16. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

17. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтярь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.

18. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

19. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

20. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 532.133

Моделирование термического воздействия на нефтяной пласт через горизонтальную скважину

Гиззатуллина А.А.

(Бирский филиал Башкирского государственного университета, Бирск)

Аннотация. Представлена математическая модель и построены численные решения задачи о нагревании пласта с высоковязкой нефтью через одну горизонтальную скважину.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, нагревание нефтяного пласта, фильтрация нефти.

UDC 532.133

Modeling the thermal impact on an oil reservoir through a horizontal well

Gizzatullina A.A.

(Birk branch of Bashkir State University, Birk)

Abstract. The mathematical model is constructed and numerical solutions of the problem of the heating of the reservoir with high-viscosity oil through one horizontal well and the possibility of further operation until the limit of profitable production of oil.

Keywords: heavy oil, heating oil reservoir, filter the oil.

В настоящее время перспективами развития нефтяной отрасли является разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Интерес к таким месторождениям связан с постоянным ростом цен на углеводородное сырье, постепенным истощением запасов традиционной легкой нефти, а также развитием технологий разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья.

Будущее в разработке месторождений высоковязкой нефти неразрывно связано с применением тепловых методов воздействия, в основе которых лежит уменьшение вязкости нефти, улучшающее ее подвижность и скорость продвижения к скважине. Наиболее эффективной показала себя технология освоения месторождения горизонтальными скважинами [1,2].

Рассмотрим процесс нагревания нефтяного пласта через горизонтальную скважину. Запишем уравнения неразрывности и притока тепла для нефтяного пласта ($r_c < r < \infty$) в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial m\rho_l}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r m\rho_l v) &= 0, \\ \rho c \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_l m c_l v \frac{\partial T}{\partial r} &= \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \end{aligned} \quad (2)$$

где r – радиальная координата, отсчитываемая от центра скважины, r_c – радиус скважины, λ – теплопроводность, ρc – удельная теплоемкость пласта, m – пористость, T – температура пласта, v – скорость нефти, ρ_l и c_l – плотность и теплоемкость нефти.

Для определения скорости фильтрации нефти запишем закон Дарси [4]

$$m v = - \frac{k}{\mu(T)} \frac{\partial p}{\partial r}. \quad (3)$$

Здесь k – проницаемость пористой среды, p – давление.

Уравнение состояния для нефти примем в линейном приближении [1, 4]

$$\rho_l = \rho_{l0} \left(1 - \alpha^{(T)} (T - T_0) + \alpha^{(p)} (p - p_0) \right). \quad (4)$$

Здесь нижний индекс 0 соответствует начальным значениям параметров нефти, $\alpha^{(T)}$ и $\alpha^{(p)}$ – коэффициенты термического расширения и сжимаемости нефти.

Из уравнений (2) с учетом (3) и (4) получим уравнения для давления и температуры

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\alpha^{(T)}}{\alpha^{(p)}} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{k}{m \alpha^{(p)} r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r}{\mu(T)} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \\ \frac{\partial T}{\partial t} &= \frac{k \rho_l c_l}{\mu(T) \rho c} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\aleph}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right). \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь $\aleph = \lambda / (\rho c)$ – температуропроводность пласта. Полученная система уравнений (5) позволяет моделировать динамику давления и температуры в нефтяном пласте и тем самым описать процесс добычи высоковязкой нефти.

Рассмотрим этап нагревания нефтяного пласта ($t < t_1$) через горизонтальную закрытую скважину без отбора нефти. Пусть на границе скважины ($r = r_c$) градиент давления равен нулю ($\partial p / \partial r = 0$) и поддерживается постоянная температура T_e , а вдали от скважины ($r \rightarrow \infty$) давление и температура пласта равны начальным значениям p_0 , T_0 . Данное условие означает, что за представляющее интерес в данной задаче время область, в которой реализуются фильтрационные и температурные перепады, значительно меньше толщины нефтяного пласта. В начальный момент времени ($t = 0$) давление и температура равны p_0 , T_0 [3].

Система уравнений (5) с заданными граничными условиями решена методом конечных разностей с использованием явной схемы. Условие устойчивости разностной схемы определялось из условия Куранта [5]. При выполнении численных расчетов приняты следующие значения параметров: $p_0 = 0.5 \text{ МПа}$, $T_e = 200^\circ \text{C}$, $r_c = 0.05 \text{ м}$, $\lambda = 1.28 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$, $\rho_l = 980 \text{ кг/м}^3$, $c_l = 1400 \text{ Дж/(К} \cdot \text{кг)}$, $\rho c = 2.5 \cdot 10^6 \text{ Дж/(К} \cdot \text{м}^3)$, $\aleph = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $\alpha^{(T)} = 10^{-5} \text{ К}^{-1}$, $\alpha^{(p)} = 5 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, $k = 10^{-12} \text{ м}^2$, $m = 0.3$.

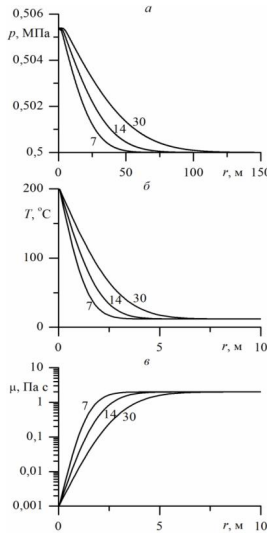


Рис. 1. Распределение давления (а), температуры (б) и вязкости (в) по координате r в различные моменты времени прогрева $t_1 = 7, 14$ и 30 суток.

На рис. 1 представлены поля давления (а), температуры (б) и вязкости (в) нефтяного пласта в различные моменты времени нагрева $t_1 = 7, 14, 30$ суток. Видно, что на этом этапе появляется прогретая область порядка нескольких метров вблизи границы нагрева, что приводит к увеличению давления нефтяного пласта, максимальное значение которого достигается в приграничной зоне. Причем увеличение давления вследствие термического расширения нефти является незначительным. По мере нагревания пласта происходит снижение вязкости нефти вблизи границы скважины. Выбор времени прогрева пласта t_1 может быть определен в зависимости от толщины нефтенасыщенного слоя.

Для массового расхода нефти из скважины запишем уравнение

$$q = 2\pi r_c h_c \rho_l \frac{k}{\mu(T)} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_c} \quad (6)$$

При выполнении численных расчетов для теплофизических параметров нефтяного пласта приняты величины $\rho_l = 980 \text{ кг/м}^3$, $\aleph = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $\alpha^{(T)} = 10^{-5} \text{ К}^{-1}$, $\alpha^{(p)} = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, $k = 10^{-12} \text{ м}^2$, $m = 0.3$, давление скважины $p_c = 0.3 \text{ МПа}$, начальное давление $p_0 = 0.5 \text{ МПа}$, температура $T_0 = 12^\circ \text{C}$, время прогрева пласта $t_* = 30 \text{ сут}$. На рис.2 представлена зависимость массового расхода q от времени t .

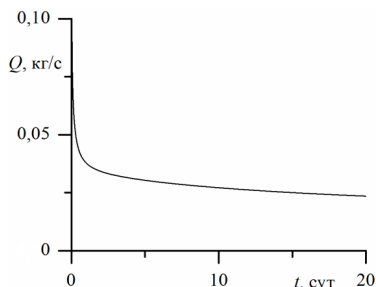


Рис. 2. Зависимость массового расхода q от времени t .

В заключение следует отметить, что предложенный способ направлен на повышение эффективности разработки нефтяного пласта с высоковязкой нефтью за счет обеспечения равномерного прогрева разрабатываемой зоны месторождения. Необходимым условием для выбора наиболее рациональной технологии важное значение имеет более детальное изучение физико-химических свойств нефти, породы и других природных факторов данного месторождения.

Список использованных источников

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 422 с.
2. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 344 с.
3. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. М.: Недра, 1969. 256 с.
4. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. М.: Наука, 1987. Ч. 1. 464 с. Ч. 2. 360 с.
5. Позднышев Г.Н. Особенности подготовки тяжелых высоковязких нефтей / Г.Н. Позднышев, Р.И. Мажуров, Ю.В. Сидурин // Обзор., информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело»; Вып. 9 (58), — М, 1983. — 36 с.

УДК 622.276.6

Ретроспективный анализ особенностей работы скважин, имеющих забойные давления ниже оптимальных в условиях тульского и верейского горизонтов месторождений НГДУ «Ямашнефть»

Гимазова Л.Я., Ефарова А.А.

(Альметьевский государственный нефтяной институт, магистратура, 2 курс)

Аннотация: В статье приводится статистическая обработка данных скважин тульского и верейского горизонтов месторождений НГДУ «Ямашнефть» с забойными давлениями выше и ниже давления насыщения. За базу данных выбраны ремонты скважин в период с 2005-2015 г. В результате обработки дается оценка влияния забойного давления на коэффициент продуктивности и межремонтный период скважин.

Ключевые слова: забойное давление, давление насыщения, межремонтный период скважин, эксплуатационные отказы, ремонты.

UDC 622.276.6

Retrospective analysis of the features of wells with bottom-hole pressure less than optimal of the tula and verei horizons of the deposit of NGDU «Yamashneft»

Gimazova L. Y., Efarova A.A.

(Almetyevsk state oil institute, magistracy, 2 course)

Annotation: The article presents statistical processing of the wells of the tula and verei horizons of the deposits of NGDU "Yamashneft" with bottom-hole pressures above and below the saturation pressure. For the database, well repairs were selected in the period from 2005-2015. As a result of the treatment, the influence of bottomhole pressure on the productivity coefficient and the inter-repair period of wells is estimated.

Keywords: bottomhole pressure, saturation pressure, inter-repair period of wells, operational failures, repairs.

В настоящее время накоплен большой фактический материал [1], свидетельствующий о том, что снижение забойного давления в добывающей скважине ниже давления насыщения не может быть ограниченным [2].

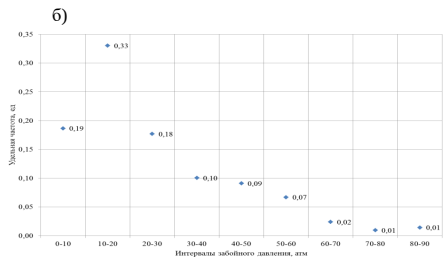
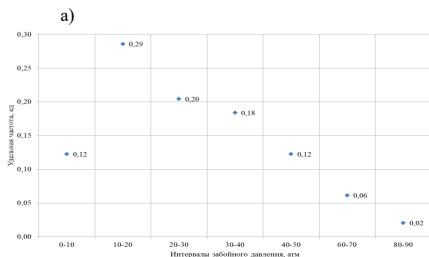
Для девонских отложений Урало-Поволжья допустимо временное снижение забойного давления до $0,75 P_{нас}$ [3].

Авторами в работе проанализированы особенности работы скважин тульского и верейского горизонтов месторождений НГДУ «Ямашнефть» в период с 2005 по 2015 г. с целью определения возникновения ремонтов при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения

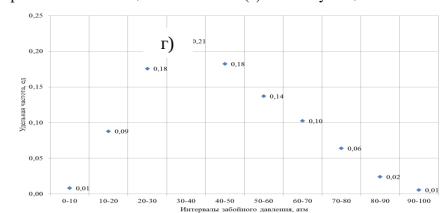
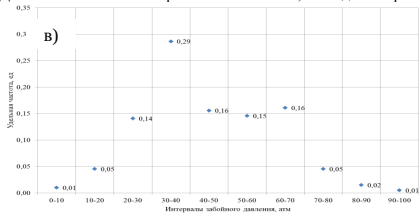
Кроме того, выполнено разделение ремонтов скважин по каждому рассматриваемому горизонту на 2 группы. К первой группе отнесены ремонты, связанные с эксплуатационными отказами оборудования, и вторая группа: ремонты по причине возникающих осложнений в процессе эксплуатации, в виде различных отложений. (В работе приняты следующие величины давления насыщения: для тульского горизонта – 27 атм, для верейского горизонта – 24 атм).

Анализ удельной частоты ремонтов скважин верейского горизонта, вышедших в ремонт по анализируемым причинам ремонтов в зависимости от интервалов забойного давления (рисунок 1) показал, что в интервале давлений 10-20 атм, а также на скважинах эксплуатирующихся в пределах отложений тульского горизонта в интервале давлений 30-40 атм удельная частота ремонтов выше по сравнению с остальными интервалами забойного давления, данный диапазон давлений для скважин рассматриваемых горизонтов можно отнести к области давлений близким по значению к давлению насыщения.

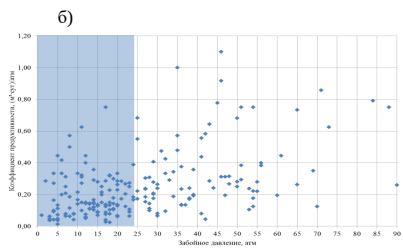
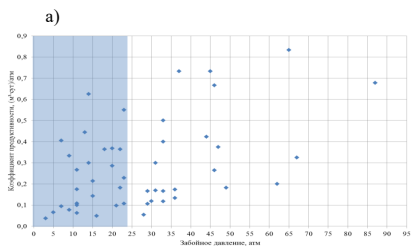
Рассматривая графики зависимостей коэффициента продуктивности от забойного давления (рисунок 2) наблюдается увеличение общего тренда коэффициентов продуктивности по мере приближения к области высоких давлений. Ввиду хаотичного расположения точек нет возможности оценить полного влияния забойного давления на коэффициенты



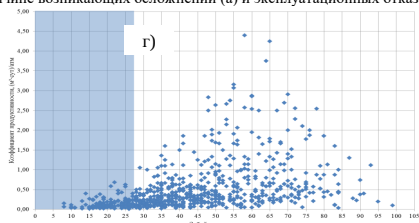
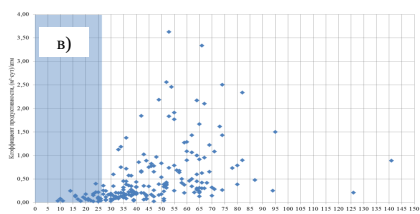
Данные по скважинам верейских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (а) и эксплуатационных отказов (б)



Данные по скважинам тульских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (в) и эксплуатационных отказов (г)
Рисунок 1 – Частота возникновения ремонтов в зависимости от интервалов забойного давления



Данные по скважинам верейских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (а) и эксплуатационных отказов (б)



Данные по скважинам тульских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (в) и эксплуатационных отказов (г)

Рисунок 2 – Влияние забойного давления на коэффициенты продуктивности

продуктивности, поэтому теория о том, что снижение забойных давлений ведет к уменьшению или к увеличению коэффициентов продуктивности на данном примере не доказана.

Из приведенных в данной работе зависимостей нельзя дать точную оценку является ли выход скважин в ремонт по причине возникающих осложнений и нагрузок на оборудование следствием снижения забойного давления ниже давления насыщения. Важно отметить, что в рассмотренных скважинах низкие забойные давления являются следствием малодебитности [4] скважин и низких коэффициентов продуктивности.

Таким образом, на сегодняшний день актуальным является решение вопросов о проблемах, которые могут возникнуть при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения [5]. Эксперименты, которые проводятся в настоящее время в скважинах, с высокими коэффициентами продуктивности позволят дать наиболее точную оценку влияния анализируемых параметров, т.к. в данном случае низкие забойные давления не являются следствием малодебитности скважин

Список использованных источников

1. Сагдиев, Р.Ф. Особенности установления режима работы добывающей скважины при эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения [Текст]/ Р.Ф. Сагдиев// Автореферат на соискание ученой степени к.т.н. – Москва. – 2003. – 173 с.
2. Вахитов, Г.Г. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст]/ Г.Г. Вахитов, В.П. Максимов, Р.Т. Булгаков, А.В. Валиханов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.М. Аметов// М.: Недра. – 1952. – с. 211
3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]/ И.Т. Мищенко// М.: Российский государственный университет нефти и газа И.М. Губкина. – 2015. – 448 с.
4. Хисамутдинов, Н.И. К оценке величины фактического давления насыщения нефти в пласте и на забое скважин по характеристике физико-химических свойств газонефтяной смеси [Текст]/ Н.И. Хисамутдинов, Р.Г. Сарваретдинов, Д. К. Сагитов// Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 9. – с. 9
5. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождения. Теория и практика [Текст]/ В. Д. Лысенко// М.: Недра. – 1991. – с.367

Оптимизация процесса заводнения с применением стратегии реактивного управления при помощи скважин с высокотехнологичными компоновками

Гулиев Р.З., Тананыхин Д.С.

(Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург)

Аннотация: В работе рассматривается моделирование процесса заводнения при разработке нефтяных месторождений при помощи скважин с высокотехнологичными компоновками. Написан программный код на языке программирования JavaScript для реализации реактивной стратегии управления устройствами контроля притока. Программный код встроен в гидродинамический симулятор «Техсхема 15». Создана секторная гидродинамическая модель разработки нефтяного месторождения в гидродинамическом симуляторе «Техсхема 15». Проведен расчет на модели при обычном заканчивании, а также при работе программного кода.

Ключевые слова: высокотехнологичное заканчивание, скважины с высокотехнологичными компоновками, умная скважина, заводнение, устройство контроля притока, гидродинамическое моделирование.

Water flood optimization with smart wells using reactive management strategy

Guliev R.Z., Tananykhin D.S.

(Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg)

Abstract: The paper deals with reservoir simulation of the intellectualization process of water flooding in the oil fields development. Programme code was written using the JavaScript programming language to implement reactive inflow control device management strategy. The code is built into the reservoir simulator "TecScheme 15". Hydrodynamic model of oil field development was

created. The calculation model was performed in conventional completions, as well as the program code.

Key words: smart well, inflow control valves, high technology completion, water flood, reservoir simulation.

Разработка нефтяных месторождения с применением процесса заводнения достаточно изучена, но, тем не менее, остается много важных вопросов в этом аспекте нефтедобычи. Особое место среди них занимают вопросы процесса заводнения с применением скважин с высокотехнологичными компоновками, или, как принято в зарубежной терминологии, SmartWell [1,2].

1. Построение секторной гидродинамической модели разработки при обычном заканчивании

Секторная модель представляет собой часть пласта размерностью $20 \times 20 \times 15$ ячеек ($1000 \text{ м} \times 1000 \text{ м} \times 15 \text{ м}$). Отметка кровли – 1000 м, подошвы – 1015 м.

Начальный куб пористости: два пропластка пористостью 0,2, между ними – пропласток с нулевой пористостью.

Начальный куб нефтенасыщенности: два пропластка нефтенасыщенностью 0,7, между ними – пропласток с нулевой нефтенасыщенностью.

Начальный куб проницаемости: проницаемость изменяется в пределах от 0 до $0,5 \text{ мкм}^2$. Пласт изотропен.

Начальный куб давления: давление меняется в пределах от 10,004 до 10,105 МПа.

Начальные условия:

– Начальное давление – 10 МПа;

– Опорная глубина – 1000 м.

Базовый вариант:

Добыча ведется заводнением нагнетательной скважиной с характеристиками:

1) Забойное давление – 20 МПа;

2) Коэффициент эксплуатации – 1;

3) Перфорация – по всей мощности пласта.

Добывающая скважина:

1) Забойной давление – 5 МПа;

2) Коэффициент эксплуатации – 1;

Моделирование производилось при помощи модели нелетучей нефти или модели Маскета-Мереса [3].

120 шагов по 1 месяцу, в итоге – 120 месяцев или 10 лет.

Результаты моделирования разработки для обычного заканчивания:

1) Накопленная добыча нефти, тыс. т – 270,068;

2) Накопленная добыча воды, тыс. т – 1787,035;

3) Конечный КИН, доли ед. – 0,531.

2. Реализация реактивной стратегии

Программный код для реализации реактивной стратегии написан на языке программирования JavaScript в виде скрипта для гидродинамического симулятора «Техсхема 15» [4-5].

Реализуется следующая последовательность:

Заданы две критических обводнённости – 0,2 и 0,95.

При превышении первой критической обводнённости закрывается «худшее» соединение. Это повторяется до тех пор, пока не останется одно соединение и его обводнённость также не превысит критическое значение. Тогда открываются все соединения, происходит «переход» на вторую критическую обводнённость и весь вышеописанный процесс повторяется.

Дополнительно задана максимальная обводнённость 0,98 при которой все скважины отключаются.

Моделирование проводилось при тех же условиях, что и для обычного заканчивания.

Результаты моделирования разработки при реактивной стратегии управления:

- 1) Накопленная добыча нефти, тыс. т – 274,973;
- 2) Накопленная добыча воды, тыс. т – 1355,873;
- 3) Конечный КИН, доли ед. – 0,54.

Как видим, прирост накопленной добычи составил 4,095 тыс. т, прирост конечного КИН – 0,069%, уменьшение накопленной добычи воды - 431,162 тыс. т.

Значительный эффект – улучшение профиля обводненности добывающей скважины.

Сравнение с вариантом разработки с обычным заканчиванием приведено на рисунке

1.

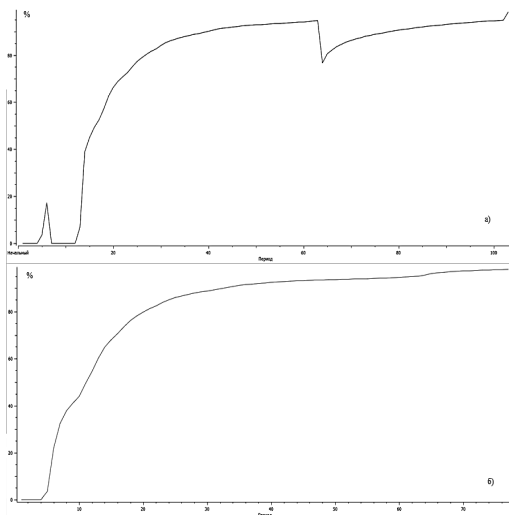


Рисунок 1 – Сравнение результатов моделирования: а) весовая обводненность при реактивной стратегии управления высокотехнологичным заканчиванием; б) весовая обводненность при обычном заканчивании.

Вывод: реактивная стратегия управления скважиной с высокотехнологичной компоновкой приводит к улучшению технологических показателей за счет более раннего отбора тех же объемов нефти, что и для базового варианта, и более позднего отбора тех же объемов воды.

Список использованных источников

1. А.А. Хруленко, А.Б. Золотухин. Моделирование и оптимизация работы высокотехнологичных скважинных компоновок с учетом надежности их функционирования // Труды нефти и газа имени И.М. Губкина – 2011. – №3 (264). –С. 78-94.
2. D.R. Brouwer. Dynamic water flood optimization with smart wells using optimal control theory // Delft. – Delft University of Technology. – 2004. –С. 257.
3. Х. Азиз, Э. Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем // Москва–Ижевск. – Институт компьютерных исследований. – 2004. –С. 476.
4. ОАО «Сургутнефтегаз», Тюменское отделение СургутНИПИнефть. Учебный курс «Гидродинамическое моделирование с использованием программного комплекса «Техсхема» // Тюмень. – 2012. – С.176.
5. Д. Фрейдин. JavaScript. Подробное руководство // Москва. – Символ-Плюс. – 2004. – С. 955.

Об одной граничной обратной задаче разработки пласта при газовом режиме

Гусейнзаде С.О., к.ф.-м.н., доцент

(Азербайджанский Государственный

Университет Нефти и Промышленности)

Аннотация. Рассматривается процесс разработки пласта в газовом режиме, описываемый нелинейным уравнением параболического типа. Условие на внешней границе пласта считается неизвестным. Предложен метод определения полей давления в процессе разработки пласта на основании информации, полученной из скважины.

Ключевые слова: газовое месторождение, газовый режим, граничная обратная задача, дискретный аналог.

532.546 UDC: 519.6

About one boundary value inverse problem of development formation in gas mode

Guseynzade S. O., candidate of ph-m.s., associate Professor

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

Abstract. The process of development of formation in the gas mode is described by nonlinear equation of parabolic type. The condition on the outer boundary of the reservoir is unknown. The proposed method for the determination of pressure fields in the process of reservoir development on the basis of information obtained from wells.

Keywords: gas field, the gas regime, the boundary inverse problem, the discrete analogue.

Для создания эффективного проекта разработки газового месторождения необходимо иметь математическую модель процесса движения газового объема в пористой среде. При построении математической модели движения газового объема в пористой среде используются основным уравнением теории изотермической фильтрации, которое выводится на основе фундаментального закона сохранения массы [1–3]. А в качестве уравнения движения используется классический закон фильтрации – закон Дарси. Для однозначного решения полученного уравнения задаются начальное и граничные условия. Начальное условие описывает состояние пласта в начальный момент времени, граничные условия задаются на скважине и внешней границе пласта относительно давления или объемного расхода газа.

Однако следует отметить, что давление и расход газа на внешней границе пласта не доступны к непосредственным измерениям и не могут регулироваться. Поэтому сформулировать граничное условие, соответствующее взаимодействию пласта с окружающей областью не представляется возможным. Основными источниками информации о процессах, происходящих в пласте, являются эксплуатационные скважины, где давление и расход газа доступны к непосредственным измерениям. В связи с этим возникает необходимость в определении полей давления в процессе разработки пласта только на основании информации, полученной из скважин.

Предположим, что рассматривается процесс разработки газового пласта цилиндрической формы с радиусом R при газовом режиме. В центре пласта расположена совершенная скважина радиусом r_w . Пласт считается недеформируемым, кровля и подошва пласта непроницаемы. Предполагая приток газа к скважине осесимметричным, математическую модель данного процесса можно представить в виде

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sigma(P) \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad D = \{(r, t): r_w < r < R, 0 < t \leq T\} \quad (1)$$

где $\sigma(P) = \frac{k}{\mu m} P$, $P(r, t)$ – давление, μ – вязкость газа, k – абсолютная проницаемость

пласта, m – коэффициент пористости.

Пусть для уравнения (1) известны начальное условие

$$P(r, 0) = f(r) \quad (2)$$

и граничное условие

$$2\pi H \left. \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_w} = Q. \quad (3)$$

Ввиду того, что давление или расход газа не доступны для непосредственного измерения на границе пласта, необходимо задавать дополнительное условие. Предположим, что на скважине наряду с расходом газа одновременно задается и давление на забое. Тогда, взамен условия на внешней границе пласта будем иметь дополнительное условие при $r = r_w$

$$P(r_w, 0) = \psi(r). \quad (4)$$

Таким образом, задача о нахождении распределения давления в процессе разработки пласта сводится к решению уравнения (1) при выполнении условий (2)–(4). Задача (1)–(4) относится к классу граничных обратных задач [4–6].

Для численного решения поставленной задачи (1)–(4) сначала построим ее дискретный аналог. С этой целью введем в области $\bar{D}$ равномерную сетку

$$\overline{\omega_{h\tau}} = \left\{ (r_i, t_j) : r_i = r_w + ih, i = \overline{0, N}, h = \frac{R - r_w}{N}, r_0 = r_w, r_N = R; t_j = j\tau, j = \overline{0, M}, \tau = \frac{T}{M} \right\}$$

и дискретный аналог задачи (1)–(4) на сетке $\overline{\omega_{h\tau}}$ запишем в следующем виде

$$r_i \frac{P_i^{j+1} - P_i^j}{\tau} = \frac{1}{h} \left[r_{i+1/2} \sigma \left(P_{i+1/2}^j \right) \frac{P_{i+1}^{j+1} - P_i^{j+1}}{h} - r_{i-1/2} \sigma \left(P_{i-1/2}^j \right) \frac{P_i^{j+1} - P_{i-1}^{j+1}}{h} \right],$$

$$i = \overline{1, N-1}, j = \overline{0, M-1}.$$

$$P_i^0 = f_i, \quad i = \overline{0, N},$$

$$\frac{P_1^{j+1} - P_0^{j+1}}{h} = Q_0, \quad j = \overline{0, M-1}, \quad Q_0 = \frac{Q\mu}{2\pi H k r_w},$$

$$P_0^{j+1} = \psi^{j+1}, \quad j = \overline{0, M-1}.$$

Преобразовав полученную систему разностных уравнений, будем иметь

$$a_i P_{i-1}^{j+1} - c_i P_i^{j+1} + b_i P_{i+1}^{j+1} = -d_i^j, \quad i = \overline{1, N-1}, j = \overline{0, M-1} \quad (5)$$

$$P_i^0 = f_i, \quad i = \overline{0, N}, \quad (6)$$

$$P_0^{j+1} = P_1^{j+1} - h Q_0, \quad (7)$$

$$P_0^{j+1} = \psi^{j+1}, \quad (8)$$

$$\text{где } a_i = \frac{r_{i-1/2} \cdot \sigma \left(P_{i-1/2}^j \right)}{h^2}; \quad b_i = \frac{r_{i+1/2} \cdot \sigma \left(P_{i+1/2}^j \right)}{h^2}; \quad c_i = a_i + b_i + \frac{r_i}{\tau}; \quad d_i = -\frac{P_i^j \cdot r_i}{\tau}.$$

Для численного решения системы уравнений используем подход, предложенный в [5,6]. Предположим, что решение системы (5)–(8) при каждом фиксированном значении j , $j = \overline{0, M-1}$ представляется в виде

$$P_i^{j+1} = \gamma_{i+1} P_{i+1}^{j+1} + \delta_{i+1}, \quad i = \overline{0, 1, 2, \dots, N-1} \quad (9)$$

где γ_{i+1} и δ_{i+1} неопределенные коэффициенты.

Аналогичное выражение запишем для P_i^{j+1}

$$P_{i-1}^{j+1} = \gamma_i P_i^{j+1} + \delta_i.$$

Подставив выражения P_i^{j+1}, P_{i-1}^{j+1} в уравнении (5) и учитывая условие (7), получим формулы для нахождения неизвестных коэффициентов γ_i и δ_i

$$\gamma_1 = 1, \quad \delta_1 = -hQ_0.$$

$$\gamma_{i+1} = \frac{b_i}{c_i - \gamma_i a_i}, \quad \delta_{i+1} = \frac{a_i \delta_i + d_i}{c_i - \gamma_i a_i}, \quad i = \overline{1, N-1},$$

После нахождения коэффициентов γ_i и δ_i для всех $i = 1, 2, \dots, N$, определим граничное значение P_N^{j+1} . Для этого найдем зависимость между P_0^{j+1} и P_N^{j+1} в явном виде. Соотношение (9) запишем при $i = 0$

$$P_0^{j+1} = \gamma_1 P_1^{j+1} + \delta_1.$$

Подставив сюда выражение P_1^{j+1} , т.е. $P_1^{j+1} = \gamma_2 P_2^{j+1} + \delta_2$, получим

$$P_0^{j+1} = \gamma_1 (\gamma_2 P_2^{j+1} + \delta_2) + \delta_1.$$

Проводя последовательно аналогичные действия для $P_2^{j+1}, \dots, P_{N-1}^{j+1}$, получим формулу, в которой P_0^{j+1} выражается через P_N^{j+1}

$$P_0^{j+1} = P_N^{j+1} \prod_{i=1}^N \gamma_i + \sum_{i=2}^N \delta_i \prod_{k=1}^{i-1} \gamma_k + \delta_1.$$

Из последнего выражения можно определить значение P_N^{j+1}

$$P_N^{j+1} = \frac{P_0^{j+1} - \sum_{i=2}^N \delta_i \cdot \prod_{k=1}^{i-1} \gamma_k - \delta_1}{\prod_{i=1}^N \gamma_i}. \quad (10)$$

Определив P_N^{j+1} по формуле (10), можно последовательно найти $P_{N-1}^{j+1}, P_{N-2}^{j+1}, \dots, P_1^{j+1}$ по рекуррентной формуле (9). При переходе на следующий временной слой описанная процедура вычислений снова повторяется.

Список использованных источников

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.:Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006.
4. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Численные методы решения обратных задач математической физики. М.: Изд-во ЛКИ, 2009.
5. Гамзаев Х.М. Численный метод решения обратной задачи поршневого вытеснения нефти из пласта водой// Инженерно-физический журнал, 2012, том 85, №5, с. 925–930.
6. Гамзаев Х.М. Численный метод решения обратной задачи упруговодонапорного режима разработки нефтяного пласта// Вычислительная механика сплошных сред, 2012, том 5, №4, с. 392–396. УДК 622.276

Состояние фонда скважин на Малобалыкском нефтегазовом месторождении

А.Ю. Гуторов, Л.Р. Баязитова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В статье приведена структура фонда скважин Малобалыкского нефтегазового

месторождения. Рассмотрена динамика разработки данного месторождения. Указано, что 67% скважин характеризуется средними по величине дебитами жидкости. Установлено, что в условиях снижения дебита и роста обводненности требуется проведение мероприятий для повышения добычи нефти.

Ключевые слова: фонд скважин, дебит, обводненность, стадия разработки, месторождение.

UDC 622.276

Well stock status at Malobalyk oil and gas field
A.Yu. Gutorov, L.R. Bayazitova
(Branch of "Ufa State Petroleum Technological University"
in the City of Oktyabrsky)

Abstract: The article deals with the structure of well stocks at Malobalyk oil and gas field. The dynamics of the field development is characterized. It is pointed out that 67% of the wells are characterized by medium-size fluid flow rate. It is specified that under flow rate decrease and water cut growth conditions interventions are required to increase oil production.

Keywords: well stock, flowrate, water cut, development stage, production field.

Малобалькское нефтегазовое месторождение, эксплуатируемое с 1984 года, относится к ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз». На месторождении выделено пять нефтеносных объектов разработки, три из которых в настоящее время разрабатываются, а именно АС₄₋₆, АС₇, и Ач.

В настоящее время Малобалькское месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующейся значительным снижением добычи нефти и прогрессирующим обводнением продукции [1].

На месторождении пробурено 1437 скважин, в котором 914 скважин числится в эксплуатационном добывающем фонде и 367 скважин в эксплуатационном нагнетательном фонде. Оставшаяся часть скважин (19 %) находится в бездействующем фонде, куда относятся скважины, которые экономически нецелесообразно обеспечивать вследствие добычи значительного количества попутно добываемой воды. На рисунке 1 приведено состояние пробуренного фонда скважин [2].

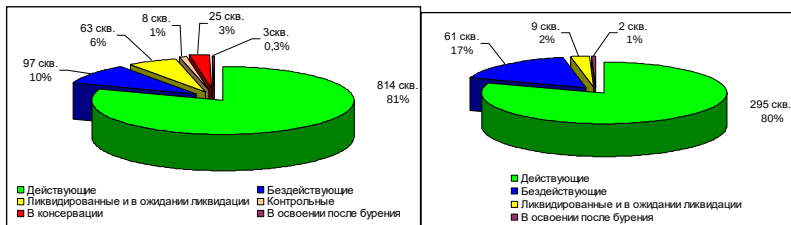


Рисунок 1 – Состояние пробуренного фонда добывающих и нагнетательных скважин в целом по месторождению на 01.01.2010 г.

Скважины Малобалькского месторождения можно классифицировать по дебиту: 1) менее 25 т/сут – 10 % скважин; 2) от 25 до 100 т/сут – 67 % скважин; 3) от 100-200 т/сут – 17 % скважин; 4) от 200 т/сут – 6 % скважин [3].

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2010 г. приведена в таблице 1.

По состоянию на 01.01.2010 г. с начала разработки из пластов месторождения отобрано 81020 тыс.т. нефти [4]. Основная добыча нефти по месторождению ведется из пластов ачимовской пачки, из которых отобрано 69% от накопленной добычи нефти, при доле балансовых запасов категории ВС₁ 86 %. Пласты объекта АС₄₋₆, содержащие 13 % балансовых запасов категории ВС₁ месторождения, обеспечили 30 % накопленной добычи нефти по месторождению. Графики разработки Малобалькского месторождения представлены на рисунке 2.

Таблица 1 - Структура фонда скважин по месторождению в целом (по состоянию на 01.01.2010г.)

Наименование	Характеристика скважин	Количество скважин				
		АС ₄₋₆	АС ₇₋₈	Ач ₁₋₃	ЮС ₂	всего по месторождению
Фонд добывающих скважин	Пробурено	219	0	791	0	1010
	Возвращены с других горизонтов	57	9	0	1	0
	Всего	276	9	791	1	1010
	в т. ч. действующие:	186(7*)	7(5*)	627(2*)	1	814
	из них: фонтанные	34(2*)	1(1*)	14(1*)	0	47
	ЭЦН	152(5*)	6(4*)	613(1*)	1	767
	ШГН	0	0	0	0	0
	газифт	0	0	0	0	0
	Бездействующие	40(1*)	1(1*)	57	0	97
	В освоении после бурения	2	0	1	0	3
	В консервации	18(1*)	1	7(1*)	0	25
	Наблюдательные	3	0	5	0	8
	Переведены под нагнетание	0	0	0	0	0
	Переведены на другие горизонты	9	0	49	0	0
Фонд нагнетательных скважин	В ожидании ликвидации	11	0	22	0	33
	В ликвидации	7	0	23	0	30
	Пробурено	95	0	272	0	367
	Приобщено	3	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	0	0	0	0	0
	Всего	98	0	272	0	367
	в т. ч. под закачкой	61(3*)	0	237(3*)	0	295
	Бездействующие	30	0	31	0	61
	В освоении после бурения	2	0	0	0	2
	В консервации	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	Наблюдательные	0	0	0	0	0
	В отработке на нефть	0	0	0	0	0
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	3	0	4	0	7
	В ликвидации	2	0	0	0	2
	Пробурено водозаборных скважин					60

* - СОВМЕСТНЫЕ СКВАЖИНЫ

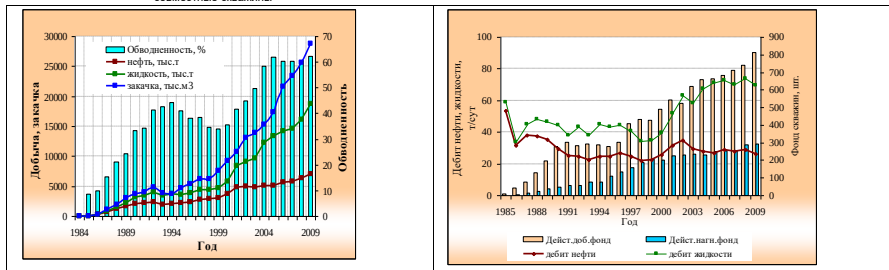


Рисунок 2 – Графики разработки Малобалыкского месторождения

На основе графика разработки месторождения следует сделать вывод [5]: обводнённость непрерывно растёт, приближая месторождение к завершающей стадии. Дебит неуклонно снижается, в связи с чем для поддержания пластового давления увеличивают количество нагнетательных скважин [6], в результате чего кривая закачка воды идет стремительно вверх [7,8].

Таким образом, в этой ситуации замедлить темп падения добычи нефти возможно, увеличив фонд скважин и осуществив дальнейшее развитие системы воздействия следующими способами:

- путем освоения новых эксплуатационных скважин и под закачку воды [9];
- выполнения изоляционных работ [10];
- активацией форсированного отбора жидкости из обводненных скважин [11].

На этой стадии с учетом большой изученности и проведения детальных исследований так же внедряются более эффективные геолого-технические мероприятия, к примеру, гидро-

разрыв пласта, увеличивающий поверхность фильтрации и резку боковых стволов, позволяющих обойти области обводнения и вовлечь недренируемые ранее зоны залежей нефти [12,13].

Список использованных источников

1. Геологический отчёт ООО «Юганскнефтегаз» за 2010 г. [Текст] / ООО «Юганскнефтегаз» – Нефтеюганск; 2010. – 310 с.
2. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.Р. Баязитова, Л.И. Хаердинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-339
3. Арсланова, Л.З., Гуторов, А.Ю., Гареев, А.М. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 17-22.
4. Арсланова, Л.З., Гуторов, А.Ю., Гареев, А.М. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
5. Шараев, В.А., Гуторов, А.Ю. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // Каротажник. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.
6. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 35-42.
7. Гуторов, А.Ю., Петрова, Л.В. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23-27.
8. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст] : монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.
9. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.
10. Гуторов, А.Ю. Возможности применения термоимплюзионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 4. – С. 8-11.
11. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] : монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.
12. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов соляно-кислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.
13. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаро- воздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 24 с.

УДК 622.276.5

Прогнозирование применения щелочь-полимер-пав (ALKALINE-SURFACTANT-POLIMER) в условиях терригенной толщи девона Югомашевского месторождения
А.Р. Давлетшин (МГР-14-16-01), Р.Х. Усманов (МГР-14-16-01), Р.А. Майский
(к.т.н., доцент)

(ФГБОУ ВПО “Уфимский государственный нефтяной технический университет”)

Аннотация. В статье рассматриваются перспективы применения наиболее успешных на сегодняшний день методов химического увеличения нефтеотдачи (МУН). В основу прогноза выбрана ASP технология, наиболее широко применяемая в Китае, Канаде и Соединенных Штатах Америки. Авторами рассматриваются наиболее весомые факторы, оказывающие на внедрение данной технологии и влияющие на процессы нефтеизвлечения.

Ключевые слова: ASP технология, терригенная толща девона, химические МУН, расчет параметров разработки.

UDC 622.276.5

Forecasting effort of application asp flooding under the devonian period conditions in the Ugomashevskoe oilfield

A.R. Davletshin (MGR-14-16-01), R.K. Usmanov (MGP-14-16-01), R.A. Mayskii (PhD, assistant professor)

(FSBEI HPE Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The article discusses the prospects of applying the most successful to date, chemical methods of enhanced oil recovery (EOR). The basis of the forecast is selected the ASP technology, the most widely used in China, Canada and the United States of America. The authors consider the most significant factors that affect the adoption of the technology and affect oil recovery processes.

Keywords: ASP flooding, Devonian period, enhanced oil recovery, calculation of parameters of development

Югомашевское месторождение расположено в Башкортостане и является одним из многих подобных месторождений в регионе. Ожидаемый коэффициент извлечения нефти на Югомашевском месторождении вполне сравним с другими месторождения Волго-Уральской провинции разрабатываемыми методами заводнения. Применение данного метода в условиях терригенной толщи девона (ТТД) означает, что 60-70 % геологических запасов остается неизвлеченными, в связи с чем очевидна необходимость увеличения нефтеизвлечения. На сегодняшний день существуют множество МУН технологий, хорошо зарекомендовавшие себя в промышленности и готовые к применению, однако проблема заключается в том, что каждое месторождение, пласт, нефть, как правило, имеют свои собственные уникальные характеристики, особенности и сложности в управлении заводнением, являющиеся следствием неполного извлечения нефти.

Одним из наиболее успешных и известных химических методов МУН является ASP заводнение, в процессе которого используется смесь щелочных веществ, поверхностно-активных веществ и полимеров. Методика ASP была разработана в начале 1980-х годов в Научно-исследовательском центре Беллейр (Bellaire Research centre) компании Shell в Хьюстоне на базе предыдущего опыта, полученного в результате различных полевых испытаний химических методов МУН.[1] Новаторское решение, заключающееся в сочетании двух технологий – заводнение ПАВ и щелочью. Применение в условиях ТТД заключается в снижении межфазного поверхностного натяжения между нефтью и водой. Для эффективной мобилизации нефти величина ИФТ должна быть снижена на 4 порядка, прилб. до значения 10^{-3} дин/см². Роль щелочных веществ заключается в снижении адсорбции ПАВ, что уменьшает расход химических материалов. В кислых сортах сырой нефти щелочные вещества также преобразуют нефтяные кислоты в омыляющие вещества, понижая таким образом межфазное натяжение, но в сырой нефти Югомашевского месторождения общее кислотное число является достаточно низким, так что омыление играет лишь незначительную роль в заводнении с применением ASP заводнения. Полимеры добавляются для увеличения ее вязкости. Это стабилизирует фронт заводнения ASP, улучшает охват и влияет на характеристики вытеснения.

Базовым для вариантов стали месторождения Daqing, Shengli и Karamay где ASP технология показала значимую эффективность.[4]

Свойства	Месторождение			
	Daqing	Shengli	Karamay	Югомашевское (ТТД)
Проницаемость,мД	72	1520	157	120
Пористость,д.ед.	0,25	0,32	0,18	0,17
Вязкость нефти,сПз	10	46	13,2	1,6
Эффективная нефтенасыщенная толщина,м	14,7	15,9	19	2,5
Обводненность продукции к началу реализации ASP %	90	96	99	-
Минерализация воды, г/л	170	210	130	220-
Текущая обводненность продукции, %	50	83	79	34
Прирост КИН от ASP тех-ии	0,21	0,155	0,25	-

Прогнозные расчеты параметров разработки месторождения были основаны на различных факторах влияющих на характеристики вытеснения:

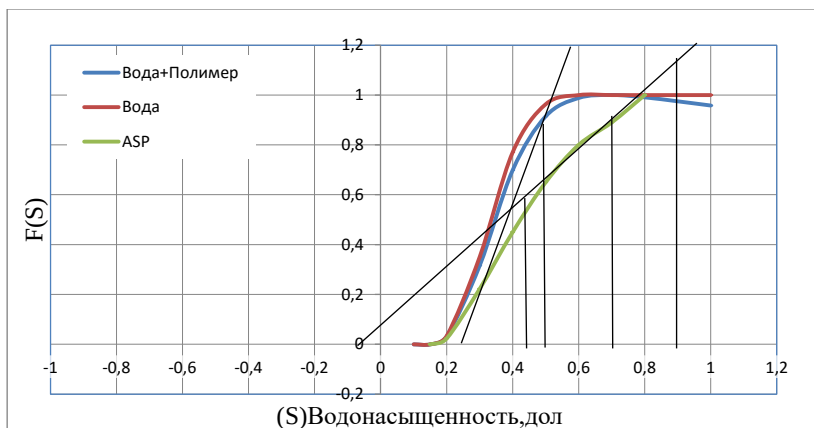
- лабораторные исследования ПАВ ,применение которых возможно при значительной минерализации вод, позволили выбрать оптимальную концентрацию реагента для значительного увеличения коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$)

- оценка эффективности позволила учесть влияние полимер(раствор)-нефть систем на характеристики вытеснения,что указывает на улучшение соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего реагента

- применение подсистемы ПАВ-щелочь позволило рассчитать уменьшенный коэффициент адсорбции ПАВ

Подборка параметров, выполненных методами математической статистики,[9] таких как: коэффициент вытеснения, степень загущения воды при добавлении полимера,адсорбция ПАВ была представлена на основании лабораторных исследований реагентов, показавших наибольшую эффективность в условиях терригенной толщи девона Волго-Уральской провинции.

Учет различных физико-химических факторов позволил перейти к модифицированным характеристикам вытеснения и рассчитать параметры разработки месторождения.



Комплексное влияние химических реагентов, использующихся в ASP технологии, позволяет добиться значительного увеличения коэффициента извлечения нефти. По результатам прогноза можно судить о повышении коэффициента извлечения нефти на 10-20% (абсо-

лютные). Разброс прогнозируемых параметров обусловлен разнообразными возможными комбинациями химических реагентов, применения которых возможно в условиях терригенной толщи девона Югомашевского месторождения.

Список использованных источников

1. Харм Дайк (Harm Dijk) Проект компании "Салым" (Salym) по химическим методам повышения нефтеотдачи (проект EOR) – успех может быть достигнут только интеграцией. (SPE 136328) - 2010 г.- С.1-2.
2. Мазор Л. Методы органического анализа. // М:Недра 1986г .С.503-505.
3. V.M. Karpan West Salym ASP Pilot: Project Front-End Engineering (SPE 169157) - 2014 г.- С.2-3.
4. Шарипова Н.Д. Анализ зарубежного и российского опыта по применению ASP технологий. Томск: ТПУ-2016 г, С.1-10.
5. Магадова Л.А. Методические основы проведения лабораторных исследований составов для ASP-заводнения. Территория Нефтегаз/№6-2013 г. С. 3-4
6. Lake, L.W. Enhanced Oil Recovery - Prentice-Hall, 1989 С. 34-35
7. Ding D. Textbook of Methodic 2014 г. С. 25-26.
8. Желтов Ю.П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений. //М: Недра, 1985 г. С. 230-242
9. Зинатшина А.В. ,Майский Р.А. Оценка параметров экспериментального моделирования вытеснения нефти с использованием критериев подобия, УГНТУ, Материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых “Актуальные проблемы науки и техники - 2015”. Министерство образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет". 2015 г.
10. Круглова З.М., Майский Р.А., Филиппов В.Н. Применение математического моделирования при исследовании геологических объектов, “Информационные технологии. проблемы и решения” УГНТУ, 2016 г.

УДК 622.276

Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

А.М. Дагирманов

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. В статье проанализированы геолого-технические условия разработки Уренгойского месторождения. Обоснован выбор оптимального способа механизированной добычи нефтегазоконденсата. Описаны технологии поддержания низких забойных давлений и выноса жидкости из скважины.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, электроцентробежный насос, газлифт, механизированная добыча, эффективность.

UDC 622.27

THE RATIONALE FOR CHOOSING OF THE OPTIMAL METHOD OF LIFTING FLUID IN WELLS OF URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

A.M. Dagirmanov

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University»)

Annotation. The article analyzes the geological-and-technical conditions for the development of the Urengoy field. The selection of the optimal method for mechanized oil and gas condensate extracting is substantiated. Techniques for maintaining low bottomhole pressures and removing fluid from a well are described.

Keywords: oil and gas condensate field, electric centrifugal pump, gas lift, artificial lift, efficiency. На Уренгойском месторождении, где имеются достаточные запасы компримированного газа давлением до 4.0-7.0 МПа, рациональным можно считать применение газлифтной технологии с непрерывной подачей газа извне для обеспечения в башмаке лифта скорости ГЖС 4.0-

5.0 м/с. Однако, возможные объемы дополнительной подачи газа не безграничны и должны быть экономически обоснованы.

Установка в лифте механических диспергаторов диафрагм предотвращает сток вниз по лифту жидкости и, тем самым, предупреждает образование жидкостных пробок.

Периодическая продувка ствола газлифтных скважин для выноса воды с забоя затруднена из-за низкого пластового давления и давления компримированного газа. При давлении газа 4.0-7.0 МПа практически невозможно продуть скважину через башмак лифта. Требуются дополнительные продувочные муфты или клапаны.

Для ввода газа в лифт под давлением 7.0 МПа на глубине 2700-2900 м через рабочий клапан требуется пять пусковых клапанов. Нижние пусковые клапаны устанавливаются менее чем через 150 м. Первый клапан следует устанавливать на глубине под статическим уровнем на 100-150 м.

Естественно, при указанном количестве клапанов трудно обеспечить оптимальный режим газлифтного подъемника. Из опыта всегда один – три пусковых клапана остаются открытыми, что повышает удельный расход газа. Фактически во многих скважинах установлены пусковые муфты с калиброванными отверстиями.

Если НКТ оборудовано пусковыми отверстиями, то закачиваемый через верхние отверстия газ расходует неэффективно (не снижает давление на забое).

Обязательно в скважину над интервалом перфорации следует устанавливать пакер и обратный клапан, препятствующий поглощению жидкости в остановленной скважине и при выводе скважины на режим, проведении промывочных работ и т.д.

Положительным фактором для эксплуатации газлифтных скважин на месторождении является практически неограниченные объемы газа, которые можно использовать при повторном выводе на режим скважин. В этих условиях допустимо на отдельных скважинах применение пусковых муфт с калиброванными отверстиями.

Ряд авторов для сокращения удельного расхода газа в газлифтных скважинах с низким пластовым давлением и предупреждения образования столба жидкости на забое предлагают применять технологии газлифтной эксплуатации с применением «летающего поршня» при открытом в систему сбора устье. Рекомендуемая величина удельных расходов на уровне 200 м³ на 1000 м глубины лифта. Например, в скважине Уренгойского месторождения с дебитом 10 м³/сут дебит газа должен быть 6000 м³/сут. Таким образом, потребность газа при технологии «летающий поршень» в отдельных скважинах может быть в 3.0-3.5 раза меньше, чем при непрерывном газлифте. Скважина оборудуется лифтом из 73 мм НКТ с механическим пакером, поршнем, верхним и нижним амортизаторами, обратным клапаном, клапаном освоения и клапаном-отсекателем. Клапан-отсекатель срабатывает от веса столба жидкости в лифте. Устье скважины открыто в систему сбора, а в затрубье подается компримированный газ под рабочим высоким давлением. При высоком газовом факторе подобная установка возможна и на низкодебитных фонтанных скважинах (гидропакерный автоматический поршень).

Теоретически технологии позволяют при подаче в затрубье газа извне обеспечивать забойное давление менее 2.0 МПа при атмосферном давлении на устье, что весьма важно для месторождения с падающим пластовым давлением.

Положительным качеством технологии «летающий поршень» и ей подобных является то, что скважины работают с открытой устьевой задвижкой лифта, т.е. на устье давление на уровне 2.0 МПа.

При движении поршня вверх срывается слой воды и АСПО с внутренней поверхности труб.

Аналогичная эффективность работы лифта без «летающего поршня», но с клапаном-отсекателем и лифта с «камерой замещения». Определенные скважинные компоновки с «камерой замещения» являются единственным способом эксплуатации нефтяных скважин при очень низких забойных давлениях, вплоть до предела истощения пластовой энергии.

В настоящее время технологии в отечественной практике не применяются, оборудо-

вание заводами не изготавливается.

После ремонта, когда ствол заполнен жидкостью глушения, можно скважины вывести на режим пенными системами. Пусковые клапаны потребуются впоследствии для повторного пуска скважины после временной остановки их по техническим, организационным и другим причинам.

После длительных простоев выводить на рабочий режим газлифтные скважины при низких рабочих давлениях подаваемого в скважину газа (менее 7.0 МПа) и высоких устьевых давлениях (более 2.0 МПа), позволит спущенный в скважину УЭЦН. Насос поднимает жидкость со статического уровня до устья. Затем подачей через затрубье газа на прием насоса или в НКТ жидкость в лифте разгазируется. Давление на забое снижается и начнется приток жидкости с газом из пласта. При высоком дебите прорывного газа насос отключится, а скважина перейдет на стационарный газлифтный режим. Естественно, предлагаемый процесс вывода скважины на режим не технологичен, оборудование дорогостоящее. Нарботка на отказ УЭЦН ожидается весьма низкой. Целесообразность применения технологии необходимо подтвердить промысловыми испытаниями.

Теоретическими расчетами и опытом эксплуатации УЭЦН скважин Уренгойского месторождения сделаны выводы:

- УЭЦН забойное давление на уровне 5.0 МПа в скважинах при пластовом давлении менее 15.0 МПа достигается при спуске их на глубину 2600 м и газовом факторе по жидкости менее $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (на забое $1.0 \text{ м}^3/\text{м}^3$). По большей части фонда скважин месторождения газовый фактор превышает кратно указанную величину;
- при меньших глубинах и больших значениях газового фактора рабочие депрессии на пласт будут выше, а текущие дебиты меньше. Забойные давления определяются по графикам;
- дебит скважины по жидкости не должен быть ниже $20 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- на принятой глубине спуска отечественного насоса давление при глушении скважин не должно превышать 25.0 МПа, а насосных агрегатов зарубежных фирм – 35 МПа (применение последних не рентабельно);
- интенсивность искривления ствола скважин в интервале спуска агрегата не должна превышать 2° на 10 м, а в интервале установки $3'$ на 10 м.

Скважины с газовым фактором $80\text{--}120 \text{ м}^3/\text{м}^3$ эксплуатируются по технологии «насос-фонтан». В скважину спускается низконапорный насос со специальным клапаном над насосом. Насос позволяет оперативно скважине выходить на фонтанный режим. После чего он отключается, а скважина фонтанирует по лифту.

Другие способы насосной эксплуатации в условиях проектируемых залежей не могут применяться по следующим причинам:

- УШГН – ограниченная глубина спуска насоса, технически не возможно в скважинах с прорывным газом обеспечить низкие забойные давления;
- УЭВН – имеют низкие напоры до 1500 м (потребный напор 2500 м);
- гидроприводные насосы – требуется переобустройство месторождения;
- УЭДН – имеют низкие напоры, допустимое газосодержание на приеме насоса 10%.

Список использованных источников

- 1 Гиматулинов, Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебник / Ш.К. Гиматулинов. – М.: Недра, 1988. – 304 с.
 - 2 Мищенко, И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа [Текст] / И.Т. Мищенко – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
 - 3 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст] / И.Т. Мищенко – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
 - 4 Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст] / В.И. Щуров – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 510 с.
 - 5 Юрчук, А.М. Расчеты при добыче нефти [Текст] / А.М. Юрчук – М.: Недра, 1974. – 320 с.
- УДК 658:622.276

Выявление последствий для нефтяных компаний в условиях ограничения добычи нефти

Даутова Ильзря Анасовна, магистрант 2 курса
Закирова Чулпан Сабировна, к.э.н., доцент кафедры ЭиУП
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Аннотация. В условиях сокращения добычи нефти, нефтегазодобывающим предприятиям важно разработать обоснованные решения по снижению объема добычи. Данные решения должны быть приняты не только с учетом геологических или экономических параметров, а комплексно. В работе проведен анализ возможных последствий сокращения добычи нефти для нефтяных компаний, а также выявлены критерии для принятия решений по сокращению.

Ключевые слова: сокращение добычи нефти, ОПЕК, экономические, геологические, социальные последствия, критерии, управленческие решения.

UDC: 658:622.276

Revision of the sequence for oil companies under the conditions of limiting oil production

Dautova Ilzrya Anasovna, Master of 2 course
Zakirova Chulpan Sabirovna, Ph.D. of Economic Sciences, Docent
(Almetyevsky State Oil Institute)

Annotation. In conditions of a reduction in oil production, it is important for oil and gas producers to develop sound solutions for the volume of production. These solutions should be resolved not only taking into account geological or economic parameters, but in a complex manner. The work presents analytical materials on financial performance for oil companies, and also analyzes the criteria for making decisions on reduction.

Key words: reduction of oil production, OPEC, economic, geological, social consequences, criteria, management decisions.

ОПЕК добывает около 40 процентов всей добываемой в мире нефти. Картелю принадлежит 80% мировых запасов нефти. 30 ноября на переговорах в Вене страны-члены ОПЕК договорились о сокращении добычи нефти. 10 декабря к сделке ОПЕК присоединились еще 11 других производителей нефти, включая Россию.

Рассмотрим динамику добычи нефти и изменение цен на нефть. Как показал анализ, за последние 2 года наблюдается рост добычи нефти (рисунок 1). В 2015 году мировая добыча нефти росла на 2 млн. баррелей в сутки (б/с), при этом цены на нефть упали в 2 раза.

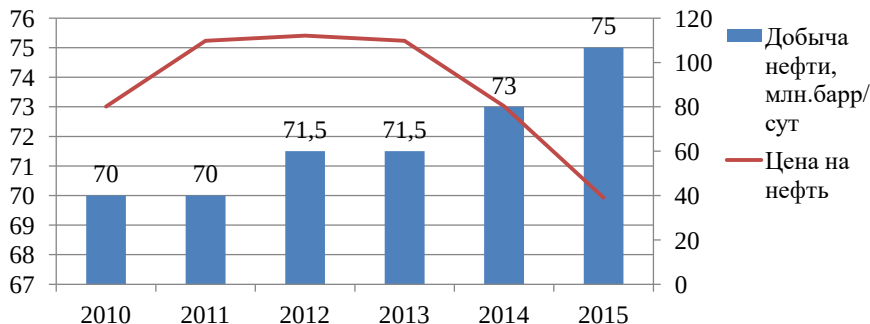


Рисунок 1 – Динамика мировой добычи нефти и цены на нефть, млн.барр/сут.

Большая часть прироста приходится на ОПЕК (рисунок 2), а также увеличилась добыча за пределами картеля, в частности в России, Бразилии, Канаде и Казахстане.

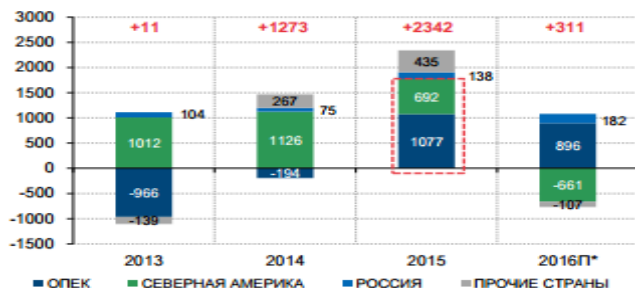


Рисунок 2 - Динамика мировой добычи нефти по регионам тыс.барр/сут.

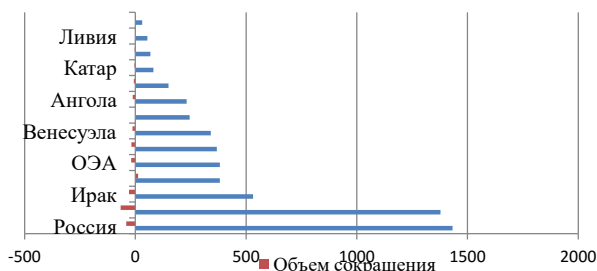


Рисунок 3 - Объем сокращения добычи нефти в разрезе стран ОПЕК и России, тыс.т/сут.

На рисунке 3 представлены объемы сокращения добычи нефти странами ОПЕК и России. Наибольший объем сокращения принадлежит Саудовской Аравии – 0,48 млн.барр/сут., при общем сокращении добычи странами ОПЕК на 1,2 млн.барр/сут. Согласно соглашению, Россия сократит добычу нефти на 300 тыс.барр/сут.

Соглашение о сокращении добычи нефти является первым директивным документом в истории России. Снижение будет производится пропорционально по компаниям с текущего уровня добычи (общее сокращение примерно 11, 2 млн барр/сут.). В соответствии с договором сокращение добычи нефти будет производится только на 7 крупнейших компаниях (86% от всей добычи в стране), малым нефтяным компаниям сокращение не коснется (рисунок 4).

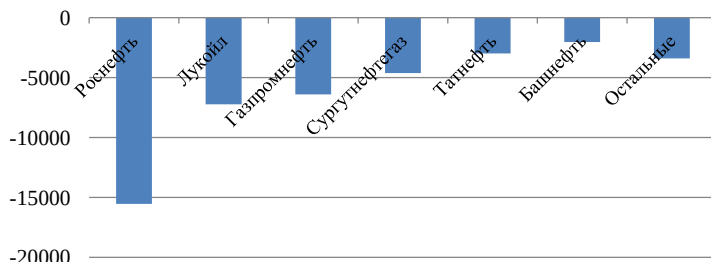


Рисунок 4 - Объем сокращения добычи нефти в разрезе российских нефтяных компаний, тыс.т/сут

Окончательное решение по сокращению добычи нефти должно быть основано не только на экономических параметрах, необходимо также учитывать и геологических, и социальные параметры. Так, сокращение добычи нефти может привести к потерям 11% мировых запасов (рисунок 5).

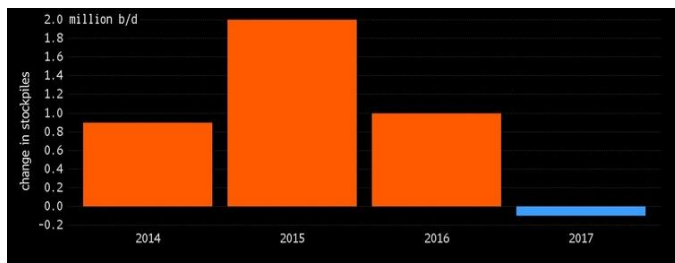


Рисунок 5 – Прогнозируемые мировые запасы нефти при сокращении добычи, млн.барр/сут.

При этом экономические последствия для страны зависят от динамики цен на нефть (таблица 1), для предприятий от выбранного сценария сокращения добычи. Социальными последствиями можно считать сокращение рабочих мест.

Таблица 1 – Изменение доходов бюджета при разных ценах на нефть, дол/барр.

Показатель	35-45	50-55	55-60	60-70
Доходы, трлн.руб.	- 3,5	- 1,8	- 0,5	+0,7

Наиболее целесообразным считается сокращение неэффективного фонда скважин. При этом необдуманная остановка скважины, даже выгодное с точки зрения экономики может привести к необратимым геологическим последствиям. На основе этого были разработаны критерии для принятия управленческих решений по сокращению добычи нефти:

1. Не нарушить принципы разработки месторождений - на поздних стадиях разработки не деформировать систему разработки эксплуатируемых объектов, не допустить консервации трудно извлекаемых остаточных запасов, нарушения динамики работы скважин на участке.

2. Не допустить существенного ухудшения экономических показателей - в качестве критериев выбраны: ИД, точка безубыточности, рентабельность.

Итак, в работе предложены критерии для формирования обоснованных, взвешенных управленческих решений при условиях сокращения добычи нефти.

Список использованных источников

1. Борхович, Ю.С., Волгин, В.А., Дьяченко, О.И., Пасенчик, В.Э., Темников, А.Н. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности [Текст] / Ю.С. Борхович, В.А. Волгин, О.И. Дьяченко, В.Э. Пасенчик, А.Н. Темников // Нефтепромышленное дело -2011 -№5.- С.40-47
2. Гамилова, Д.А., Буренина, И.В. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации [Текст]/ Д.А. Гамилова, И.В. Буренина // Нефтегазовое дело – 2007 - №1 – С.137-149.
3. Даутова, И.А., Закирова, Ч.С. Анализ влияния принятия управленческих решений на повышение эффективности эксплуатации скважин [Текст]/ И.А. Даутова, Ч.С. Закирова // Вестник магистратуры – 2016 - №5-4 – С.75-79.
4. Даутова, И.А., Закирова, Ч.С. Экономическая целесообразность ввода в эксплуатацию бездействующего фонда нефтяных скважин [Текст]/ И.А. Даутова, Ч.С. Закирова

//Экономика и предпринимательство – 2016 - №4/2 – С. 73-75.

5. Журавлев, В.В., Галимов, А.Н. Разработка практических решений по повышению эффективности эксплуатации обводненного фонда скважин [Текст]/ В.В.Журавлев, А.Н. Галимов/Территория Нефтегаз- 2013 – №10 – С. 53-56.

УДК 622.276

Повышение нефтеотдачи за счет поражения пласта взвешенными частицами при заводнении на примере разработки многопластового карбонатного месторождения с высокой неоднородностью

Демидов Андрей Викторович

(ПАО «Газпром», заместитель начальника отдела)

Аннотация. Применение заводнения на многопластовых месторождениях, включающих гидродинамические пласты с сильной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), не всегда позволяет обеспечить высокие технологические показатели разработки. Основная причина – формирование перетоков жидкости между пластами и, как результат, значительный объем запасов низкопроницаемого пласта остается не вовлеченным в процесс разработки. Межпластовые перетоки жидкости возникают преимущественно в призабойных зонах скважин из-за разницы давлений между пластами. Поэтому в данной работе рассматривается способ повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) для многопластовых месторождений, за счет использования одновременно-раздельной закачки воды с содержанием взвешенных частиц.

Ключевые слова: заводнение, поражение пласта, снижение приемистости, моделирование разработки месторождений, взвешенные механические частицы, многопластовые залежи

УДК 622.276

Enhanced recovery due to formation damage by fine particles containing in injected water. case study of the multi-layered highly heterogeneous carbonate field development

Demidov Andrey Victorovich

(PJSC «Gazprom», deputy head of division)

Abstract: Waterflooding of the multi-layered connected reservoirs characterized by high heterogeneity of flowing and storage capacities might be associated with poor field development efficiency. Low permeable layer reserves might not be drained and produced due to connection between layers and high heterogeneity of their properties. Main reason for that is occurrence of fluid cross flows between reservoirs in the wellbore areas due to pressure gradients. This article describes the technique of enhanced recovery for multi-layered reservoirs based on commingled water injection containing fine particles.

Keywords: waterflooding, formation damage, injectivity decline, field development modeling, suspended fine particles, multi layered reservoirs

Введение

В настоящее время нефтегазовые компании все чаще сталкиваются с задачами разработки трудноизвлекаемых запасов ввиду истощения существующих месторождений и необходимостью поддержания высоких уровней добычи для обеспечения растущих потребностей мировой экономики. Многопластовые залежи, включающие гидродинамически связанные пласты со значительно отличающимися ФЕС, также могут быть отнесены к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. При одновременном вскрытии и разработке таких пластов из-за сильной разницы в ФЕС между ними возникает градиент давлений и, как следствие, формируются межпластовые перетоки жидкости. На естественном режиме переток жидкости происходит из низкопроницаемых в высокопроницаемые части залежи, что объясняется более быстрым истощением давления в высокопроницаемом пласте по сравнению с низкопроницаемым ввиду различия их ФЕС. При этом обводнение высокопроницаемого пласта приведет к блокированию невыработанных запасов низкопроницаемого пласта областями с высокой водонасыщенностью, например, как на Оренбургском месторождении

[3]. Аналогичная ситуация может возникнуть и в случае применения заводнения при разработке рассматриваемых многопластовых залежей (Рис. 1).

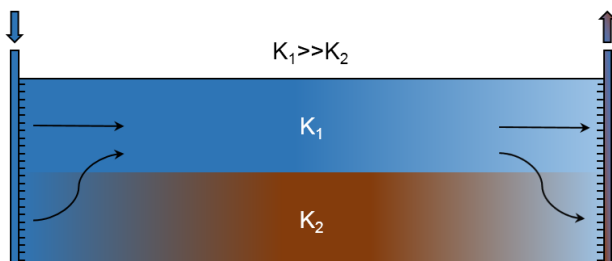


Рисунок 1 - Выработка запасов гидродинамически связанных интервалов, значительно отличающихся по проницаемости, где K – проницаемость пласта [2]

Как показано на рисунке 1, прорыв воды к забою добывающей скважины происходит по высокопроницаемому пласту и формируется переток жидкости в низкопроницаемый пласт, в то время как в районе нагнетательной скважины наблюдается переток воды из низко- в высокопроницаемый пласт. Таким образом, низкая эффективность разработки рассматриваемых многопластовых месторождений объясняется блокировкой запасов низкопроницаемого пласта областями с высокой водонасыщенностью [5]. В связи с этим, для повышения коэффициента извлечения нефти необходимо уменьшить объемы межпластовых перетоков жидкости или исключить их совсем, то есть обеспечить раздельную разработку пластов.

Снижение объемов перетоков жидкости может быть обеспечено за счет использования одновременно-раздельной закачки воды с содержанием взвешенных частиц [2]. Суть способа заключается в снижении проницаемости на границе между пластами и избирательном воздействии взвешенных частиц, содержащихся в нагнетаемой воде, на поровое пространство пластов с различными ФЕС. Динамика снижения проницаемости при фильтрации воды с содержанием взвешенных частиц, оцениваемая в процессе лабораторных исследований на образцах керна, может отличаться в зависимости от свойств взвешенных частиц (концентрации и размеров) [6]. При блокировании устьев поровых каналов крупными частицами происходит значительное снижение проницаемости (Рис.2), в то время как накопление взвешенных частиц непосредственно в порах пласта характеризуется более плавным изменением фильтрационных свойств (Рис.3). Разная динамика снижения проницаемости за счет воздействия взвешенных частиц подтверждается результатами исследований отечественных и зарубежных специалистов [4, 7].

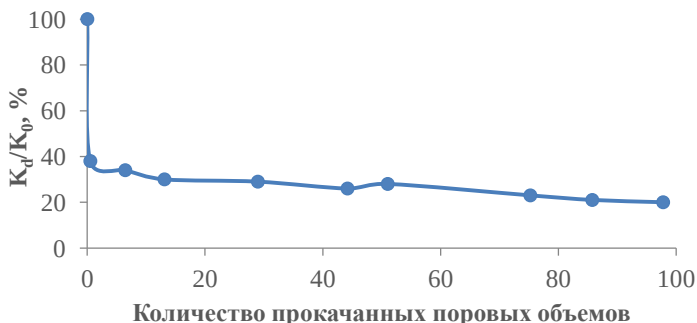


Рисунок 2 - Изменение проницаемости относительно начальной для образца с начальной проницаемостью $8.8 \cdot 10^{-3}$ мкм² при размере частиц 10 мкм (K_d/K_0 –отношение текущей проницаемости образца керна к начальной) [1]

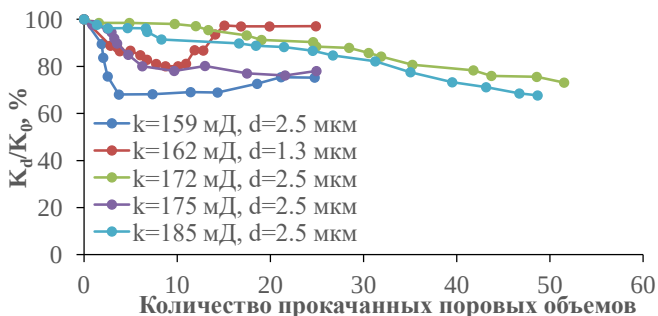


Рисунок 3 - Изменение проницаемости относительно начальной при прокачке через образец керна воды с содержанием взвешенных частиц (K_d/K_0 –отношение текущей проницаемости образца керна к начальной) [8]

Нагнетание воды с содержанием взвешенных частиц с целью снижения перетоков жидкости между пластами с различными ФЕС может быть реализовано в несколько стадий в соответствии с предлагаемым в работе [2] способом. Применение данного способа позволяет сформировать зону разобщения на границе между пластами за счет закупоривания фильтрационных каналов низкопроницаемого пласта. Реализация предлагаемого способа возможна с использованием компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и предусматривает нагнетание воды с содержанием взвешенных частиц в высокопроницаемый пласт с целью повышения фильтрационных сопротивлений на границе между пластами. Оценка эффективности предлагаемого способа повышения нефтеотдачи выполнена на примере многопластового карбонатного месторождения, расположенного на Ближнем Востоке с использованием трехмерного гидродинамического моделирования. Залежь относится к пластовому типу и эффективные нефтенасыщенные толщины месторождения в среднем достигают 86м., включая 60-75м. низкопроницаемых коллекторов, залегающих под интервалом высокопроницаемых коллекторов толщиной 10-20м. Сравнение ФЕС пластов приведено в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение ФЕС пластов

Параметр	Высокопроницаемый пласт	Низкопроницаемый пласт
Пористость, д.ед.	0,21	0,193
Проницаемость, мкм ²	0,66	0,018
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,73	0,57

Разработка месторождения осуществляется с применением внутрискважинного оборудования для ОРЭ с нагнетанием подготовленной воды в оба пласта. Прогнозируемый КИН по месторождению на конец разработки составляет 28,2%, при этом только 6,5% добычи обеспечивается за счет выработки запасов низкопроницаемых частей залежи, хотя в них содержится более 50% начальных геологических запасов нефти. С целью оценки возможности повышения выработки запасов низкопроницаемого пласта смоделирована технология по разобщению пластов за счет нагнетания воды с содержанием взвешенных частиц в высокопроницаемый пласт. Реализация технологии начинается на третьей стадии разработки при достижении обводненности добываемой продукции 85%. Сравнение результатов расчетов при-

Сравнение выработки запасов по вариантам.

Объект	Геологические запасы, млн.м3 (2011г.)	Геологические запасы, млн.м3 (2071г.)	Накопленная добыча нефти, млн.м3	КИН, %
	Базовый вариант разработки			
Месторождение	797,71	573,03	224,68	28,2
Высокопроницаемый пласт	359,35	187,44	171,91	47,8
Низкопроницаемый пласт	438,36	385,59	52,77	12,0
	Применение технологии разобщения пластов			
Месторождение	797,71	566,29	231,42	29,0
Высокопроницаемый пласт	359,35	186,63	172,72	48,1
Низкопроницаемый пласт	438,36	379,65	58,70	13,4

Расчеты, выполненные с применением трехмерной гидродинамической модели, показали, что реализация технологии по разобщению пластов позволяет обеспечить дополнительную добычу нефти (около 6 млн.м3) из низкопроницаемых частей залежи за счет снижения объемов перетоков жидкости.

Заключение

Нагнетание воды с содержанием взвешенных частиц позволяет обеспечить формирование дополнительных фильтрационных сопротивлений на границе между пластами и создать условия для более эффективного использования компоновок ОРЭ. Выполненные расчеты показали возможность увеличения КИН низкопроницаемых частей залежи и, как следствие, повышение эффективности разработки многопластового месторождения в целом. Предлагаемая технология может быть реализована в широком диапазоне пластовых давлений и температур, а также не требует значительных затрат при применении.

Список использованных источников:

1. Демидов А.В. Моделирование поражения пласта взвешенными частицами при заводнении / А.В. Демидов, П.В. Пятибратов // Территория Нефтегаз. – 2016. – №11.
2. Демидов А.В. Повышение эффективности выработки запасов гидродинамически связанных пластов на основе одновременно-раздельной закачки воды с содержанием взвешенных частиц / А.В. Демидов, П.В. Пятибратов // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – №9.
3. Закиров С.Н. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе / Закиров С.Н., Рощина И.В., Индрупский И.М., Рошин, А.А // – М.: Издательско-полиграфическая компания ООО «Контент-пресс», 2011– 248с.
4. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. - М.: Недра, 1987. – 152 с.
5. Чирков М.В. Кинетика поражения пласта и ее влияние на показатели разработки месторождений. - Институт проблем Нефти и Газа, 2009. – с. 42-60.
6. Bennion, D.B. Injection water quality – a key factor to successful waterflooding / D.B. Bennion, D.W. Bennion, F.B. Thomas, R.F. Bietz // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1998.
7. Khilar, K.C. Water Sensitivity of Sandstones / K.C. Khilar, H.S. Fogler // SPE. – 1983. – №2.
8. Pautz J.F. Relating Water Quality and Formation Permeability to Loss of Injectivity / Pautz J.F., Crocker M.E., Walton C.G. // SPE 18888. - 1989.

**Оценка и моделирование гидродинамических процессов в системе «скважина-пласт»
при волновом воздействии**

Дубинский Геннадий Семенович

(Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г.Уфа)

Тугеленова Олимпиада Шахмуратовна

(Атырауский институт нефти и газа, г. Атырау, Республика Казахстан)

Куангалиев Зинон Ахметович

(Атырауский институт нефти и газа, г. Атырау, Республика Казахстан)

Аннотация. В статье сделана оценка возможностей волновых технологий. Выполнено моделирование процесса волнового воздействия на призабойную зону продуктивного пласта. Определена перспективность волновых технологий для интенсификации работы скважин за счет очистки призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: волновое воздействие, моделирование, призабойная зона пласта, интенсификация, скважина.

UDC 622.276.6

**Evaluation and modeling of hydrodynamic processes in the system "well-reservoir" under
wave action**

Gennady Dubinsky S.

(Institute for strategic studies of the Republic of Bashkortostan, Ufa)

Tulegenova Olympiada Sh.

(Atyrau Institute of oil and gas, Atyrau, Republic of Kazakhstan)

Kuangaliev Zinon A.

(Atyrau Institute of oil and gas, Atyrau, Republic of Kazakhstan)

Abstract. The article made assessment of the possibilities of wave technologies. Performed process simulation of wave impact on bottom-hole zone of the productive stratum. Perspectivity of wave technologies for the intensification of the wells due to treatment of bottom-hole formation zone was Identified.

Key words: wave impact, bottom-hole formation zone, intensification, well.

Основным процессом в разработке нефтяных месторождений является вытеснение нефти водой. Возникающие при этом явления смачивания на контакте вода-нефть определяются взаимодействиями связанными с электрическими явлениями и имеют наноразмерный масштаб. А углеводородные системы (нефть, конденсат, природный газ) сами по себе являются наносистемами. Наносистемы образуются и при конденсации и диспергации исходных тел [1]. К самоорганизованным наноструктурам, например, относят прямые и обратные мицеллы ПАВ. Образующиеся в нефтегазовых пластах самоорганизующиеся наноструктуры могут иметь масштаб от наноуровня до макроуровня [2].

Наноразмерные компоненты выступают в качестве основных в фундаментальных процессах геологии, где очень важна проблема различия свойств двумерного состояния вещества (поверхности раздела) и объемного состояния. Известно, что минеральный состав пород-коллекторов нефти и газа очень разнообразен. В терригенных нефтяных и газовых коллекторах значительную долю (до 20-50%) могут составлять глинистые минералы. Они представляют собой гидратированные алюмосиликаты, обычно с частичным замещением алюминия железом и магнием. Глинистые частицы имеют характерный размер в диапазоне от нескольких миллимикрон (нанометров) до нескольких микрон [1]. Вариации характеристик горных пород связаны как с уменьшением размеров структурных элементов, так и проявлением квантово-механических эффектов, волновой природой процессов переноса и главенствующим влиянием поверхности раздела. В свете этого важной задачей является создание и оптимизация нанотехнологий для интенсификации притока нефти и газа в скважину и нефтеотдачи залежей в целом.

Пространственно-временные геологические структуры являются зонами генерации

нефти и газа или транзитными зонами (коровые волноводы), в которых происходит процесс миграции и скопления углеводородов. Можно выделить механизмы аккумуляции энергии в геологической среде [3]: 1) особенности химического потенциала, представленные в молекулярных спектрах ТГц - диапазона частот; 2) заземленные неравновесные состояния, которые при снятии сдерживающих факторов могут проявиться в динамике геосреды; 3) элементы структуры среды - резонаторы.

Продуктивность (приемистость) добывающих (нагнетательных) скважин прямо зависит от свойств коллектора в призабойной зоне пласта (ПЗП) при деформационных процессах пород за счет упругих свойств коллектора и степени повреждения его. При вскрытии нефтегазового пласта в ПЗП происходит изменение структуры порового пространства за счет упругих сил, за счет физико-химического нановзаимодействия глинистых минералов с фильтратом бурового раствора, в результате электрокинетических явлений [4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]. В зависимости от плотности горной породы и ее упругих свойств в призабойной зоне коллектор может уплотняться или разрыхляться [4, 5, 6, 10, 12]. В ПЗП добывающих скважин изменение состояния порового пространства может происходить также при прорыве закачиваемых вод, менее минерализованных чем пластовая вода.

Исследования показали, что нефть является «ассоциативной наножидкостью», по своей природе являющейся объектом нанотехнологий. Поэтому, и традиционные технологии для разработки нефтегазовых месторождений могут по фактически стать «нанотехнологиями», в том смысле, что они должны быть оптимизированы или спроектированы заново с учетом наноструктуры нефти [15] и наноявлений в продуктивных пластах.

Таким образом, очевидна потребность в более подробном изучении процессов и явлений в призабойной зоне для того, чтобы корректно развивать существующие технологии интенсификации притока нефти и газа в скважину и увеличения нефтеотдачи пластов. Инновационным и перспективным представляется направление развития «нанотехнологий» в нефтедобыче с применением волновых процессов [16, 17, 18, 19, 20], также волновые технологии могут использоваться и для интенсификации углеводородов из нетрадиционных коллекторов [21, 22]. Для корректного подбора технологии, реагентов и оборудования уже существует ряд методик [14, 18, 23, 24, 25].

Для уточнения некоторых особенностей процессов в ПЗП при воздействии на нее волновым полем (импульсами давления) было проведено моделирование.

На рисунке 1 показаны зависимости безразмерного дебита $Q = Q_c / 2\pi c \cdot (p_{nl} - p_c)$ от безразмерного времени $\tau = \chi t / R_c^2$ для различных значений параметра скин-фактора S при действии излучателя импульсов давления на ПЗП по гармоническому закону $p_d = p^* \cdot \sin \omega t$ по двум безразмерным частотам $\bar{\omega} = \omega R_c / \sqrt{\chi}$ и значению $\bar{p}^* = 0,16 / \ln \xi$ отнесенному к разности $(p_{nl} - p_c)$. В расчетах принято $\xi = R_k / R_c = 50$. Как видно, изменение дебита по времени здесь носит гармонический характер и с ростом скин-фактора S дебит существенно уменьшается.

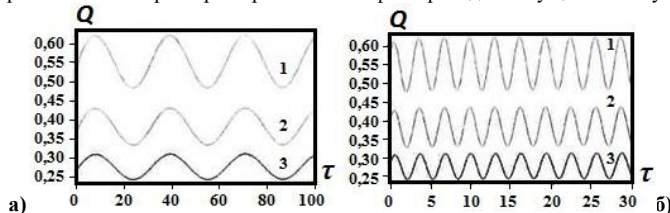


Рисунок 3 – Графики зависимости безразмерного дебита скважины Q от безразмерного времени τ при $\bar{\omega} = 0,2$ (а), $\bar{\omega} = 2$ (б) для $\xi = 50$ и разных величин скин-фактора S : 1 – $S = 0,2$; 2 – $S = 1,0$; 3 – $S = 2$.

Были произведены расчеты дебита с учетом скин - эффекта S , вычисленным по теоретической модели. На рисунке 2 показаны кривые изменения дебита от безразмерной частоты

$\bar{\omega} = R_c \sqrt{\omega/k}$ при различных значениях отношения $\beta = R_l/R_c$ и для двух значений параметра $\alpha = k_c/k_n$ было выявлено, что этот параметр по-разному влияет на дебит в интервалах $\bar{\omega} < 1$ и $\bar{\omega} > 1$. При $\alpha = 4$ и $\bar{\omega} < 1$ все кривые имеют максимум вблизи точки $\bar{\omega}=0,5$, при $\alpha = 8$ и $\bar{\omega} < 1$ все кривые имеют максимум вблизи точки $\bar{\omega}=0,3$. При $\bar{\omega} > 1$ линии зависимости $Q_d - \bar{\omega}$ с ростом $\bar{\omega}$ асимптотически стремятся к некоторой постоянной величине.

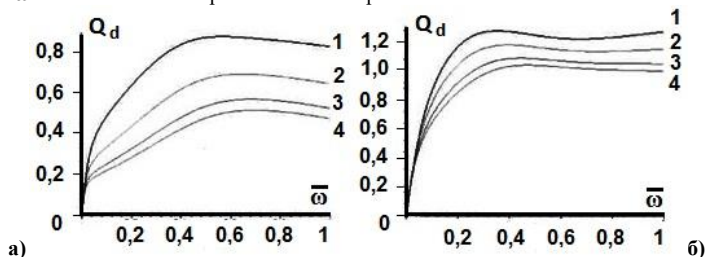


Рисунок 2 – Кривые зависимости относительного дебита скважины (отнесенного к πr^*) от частоты импульсного воздействия $\bar{\omega}$ при различных значениях приведенного радиуса $\beta = R_l/R_c$ и относительной проницаемости $\alpha = k_c/k_n$. 1 – $\beta = 5$; 2 – $\beta = 10$; 3 – $\beta = 20$; 4 – $\beta = 30$; а) $\alpha = 4$, б) $\alpha = 8$

Влияние свойств породы на величину дебита проявляется через механические параметры скелета. Увеличение жесткости скелета приводит к улучшению притока жидкости в скважину. В процессе работы скважины коллекторские свойства ПЗП ухудшаются за счет колматации порового пространства частичками цементирующего материала, глины, механическими примесями, фильтрами различных технологических жидкостей, асфальто-парафиносмолистыми отложениями. При этом образованные структуры обладают в основном небольшой прочностью. В продуктивном пласте могут образовываться целики нефти (неподвижные остаточные запасы) [26, 27, 28]. В результате создания значительных колебательных нагрузок во время волнового и, в частности акустического, воздействия на контактах частиц создаются напряжения, превышающие предел прочности этих структур, что приводит к их разрушению и удалению их из прискважинной зоны пласта при вызове притока из пласта (пуске скважины).

Новый способ импульсно-волновой обработки [29], был опробован и показал положительный результат [18, 19].

Выводы

- Важнейшим фактором для успешной интенсификации притока с использованием волновых технологий является принятая модель ПЗП, учитывающая неоднородность пласта по проницаемости и ее изменчивости при действии волновых процессов.
- На эффективность волновых технологий существенно влияет сжимаемость скелета пористой среды. Установлено, что пластичность скелета породы отрицательно влияет на эффективность. Учет деформируемости скелета породы приводит к возникновению резонансных явлений в породе при волновых воздействиях.
- Эффективность метода определяется характерной частотой $\omega = 2\pi k / R_c$. При действии излучателя с частотой кратной к величине ω дебит скважины увеличивается. При значениях частоты ω меньше чем ω , изменение дебита по времени носит периодический характер,

Список использованных источников

1. Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа // М.: Компания Спутник+, 2008. – 149 с.
2. Сумм Б.Д., Иванова Н.И. Коллоидно-химические аспекты нанохимии - от Фарадея до Пригожина // Вестник МГУ, сер. Химия, 2001, т. 42, № 5, с. 300-305.

3. Дмитриевский А.Н., Володин И.А. Энергетика и нелинейная динамика земли // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности (теоретические и прикладные аспекты), Тезисы докладов Всероссийской конференции 24-26 апреля 2007 г., Москва, ГЕОС, 2007,82-84.
4. Ахметов Р.Т. Филтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев.// Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Ч.1. – 94 с.
5. Ганиев Р.Р. и др. Анализ некоторых факторов, влияющих на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов / Ганиев Р.Р., Султанов В.Г., Дубинский Г.С., Шамаев Г.А. // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. ВНИИОЭНГ. М.,1998. №11. С.34 –36.
6. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта // М., Недра, 1971. –310с.
7. Дубинский Г.С. и др. О снижении набухания глинистой составляющей коллекторов при контакте с фильтратом бурового раствора и жидкостью перфорации / Дубинский Г.С., Блинов С.А., Овсюков А.В., Конесев Г.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. ВНИИОЭНГ. М.,1999. №3. С. 32 – 34.
8. Ганиев Р.Р. и др. О влиянии глубины зумпфа на качество вскрытия продуктивного пласта / Ганиев Р.Р., Султанов В.Г., Дубинский Г.С., Шамаев Г.А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. ВНИИОЭНГ. М.,1999. №4. С.28 – 30.
9. Дубинский Г.С. и др. Влияние применяемых технологических жидкостей на качество вскрытия продуктивного пласта / Дубинский Г.С., Султанов В.Г., Конесев Г.В. // Проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана. Сборник тезисов докладов научно-практической конференции. /БашНИПИнефть. - Уфа, 1999. С. 77 – 78.
10. Дубинский Г.С., Давлетов Р.Ш. О необходимости планирования дополнительных мероприятий при освоении скважин из бурения / // Методы увеличения нефтеотдачи трудно-извлекаемых запасов. Проблемы и решения. Выпуск 4. Уфа: Изд. «Монография»,2003. С.160-165.
11. Дубинский Г.С., Блинов С.А. О необходимости учета электрокинетических явлений при вскрытии продуктивного пласта / // Экспозиция нефть газ. Изд. Экспозиция Нефть Газ. Н.Челны. Вып.№5/Н (73) октябрь 2008. С. 46-48.
12. Дубинский Г.С. О влиянии электрокинетических явлений на процессы в призабойной зоне скважины при первичном и вторичном вскрытии продуктивного пласта // II Международная научно-техническая конференция «Повышение качества строительства скважин»: Сборник научных трудов – Уфа: Нефтегазовое дело» (НГД). 2010. С.174-177.
13. Дубинский Г.С. Влияние технологии вскрытия продуктивного пласта на динамику обводнения продукции скважин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Сборник научных трудов. Вып. 1(16). – Уфа: ООО «Монография», 2012.- с. 85-90.
14. Дубинский Г.С., Андреев В.Е. Учет факторов влияющих на качество вскрытия продуктивного пласта в метотехнологии освоения скважин // II Международная научно-техническая конференция «Повышение качества строительства скважин»: Сборник научных трудов – Уфа: «Нефтегазовое дело» (НГД). 2010. С.191-194.
15. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений // Учебное пособие РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007, ч. 1 - 58с., ч.2 - 54с., ч.3 - 58с.
16. Р. Ф. Ганиев и др. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности. /Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. // СПб.: ООО «Недра». - 2008. – 214 с.
17. Dubinsky G.S. About the response of fractal structures of fluid-saturated reservoir rocks under wave impact on them // The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the

- 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee & Associates. New York 2015. P.51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06. http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf
18. Дубинский Г.С. Об использовании волновых технологий для интенсификации добычи нефти / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Мияссаров А.Ш. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала (г. Октябрьский, 25 марта 2016 г.). Изд-во: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа) – 2016. – С. 186-193.
 19. Дубинский Г.С. и др. Об использовании волновых технологий при освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Мияссаров А.Ш. // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: Материалы международной молодежной научной конференции. (г. Уфа, 01-02 апреля 2016 г.) / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2016 г. – С. 9-12.
 20. Хисамов Р.С. и др. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий / Хисамов Р.С., Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мияссаров А.Ш.// Нефтяное хозяйство. 2015. - № 4. – С. 52-55.
 21. Акчурин Х.И. и др. Интенсификация притока из метаноугольных пластов методом импульсов давления / Акчурин Х.И., Дубинский Г.С., Сторонский Н.М., Хоминец З.Д. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 2(7). – Уфа: ООО «Монография». – 2013. – с. 292-303.
 22. Акчурин Х.И. и др. Технологии интенсификация добычи газа из метаноугольных пластов / Акчурин Х.И., Дубинский Г.С., Сторонский Н.М., Хоминец З.Д. // Нефтегазовые технологии и новые материалы . Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 2(7). – Уфа: ООО «Монография», 2013.- с.283-292.
 23. Дубинский Г.С. Обоснование использования геологических особенностей залежей углеводородов при волновом воздействии // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала (г. Октябрьский, 25 марта 2016 г.). Изд-во: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа) – 2016. – С. 193-203.
 24. Дубинский Г.С. и др. Планирование технологий стимуляции скважин и увеличения нефтеотдачи с использованием волновых процессов и резонанса в продуктивных пластах / Дубинский Г.С., Чибисов А.В., Ганиев О.Р., Устенко И.Г., Аверьянов А.П.// Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 5(10). – Уфа: ООО «Монография», 2016. – С. 186-196.
 25. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Метотехнологический подход как научная методология решения проблем в нефтегазодобыче // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Сборник научных трудов. Вып. 1(16). – Уфа: ООО «Монография», 2012.- с. 36-44.
 26. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов //Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.
 27. Канзафаров Ф.Я. и др. О механизме образования остаточной нефти в коллекторах Западно-Сибирских месторождений и ее извлечении / Канзафаров Ф.Я., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. ГУП «ИПТЭР» №2(100) 2015 – с. 9-17.
 28. Канзафаров Ф.Я. и др. Анализ изменений характеристик нефти в процессе разработки месторождения и их влияние на выбор методов повышения эффективности эксплуатации пластов и наземных коммуникаций / Канзафаров Ф.Я., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. ГУП «ИПТЭР» №2(100) 2015 – с. 25-32.

29. Дубинский Г.С. и др. Способ импульсно-волновых обработок продуктивного пласта и устройство для его осуществления / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Миясаров А.Ш. // Патент на изобретение РФ № 2566343 E21B 43/25, E21B 28/00. Опубликовано 27.10.2015. Бюл. 30.

УДК 622.276.6

К вопросу влияния величины забойного давления на продуктивность скважин башкирского яруса

Ефарова А.А., Гимазова Л.Я.

(Альметьевский государственный нефтяной институт, магистранты кафедры РИЭНГМ)

Аннотация: В данной статье проводится анализ скважин, с забойным давлением ниже давления насыщения. Рассматривается влияние забойного давления на возникновение эксплуатационных отказов и степень изменения коэффициента продуктивности со снижением забойного давления.

Ключевые слова: Забойное давление, межремонтный период, давление насыщения, эксплуатационные отказы, коэффициент продуктивности

UDC 622.276

To the question of the influence of the magnificant of bottom pressure on the productivity of the wells of the bashkir tier

Efarova A.A., Gimazova L.Y.

(Almetyevsk State Oil Institute, masters department of development)

Annotation: This article analyzes wells with bottom hole pressure below saturation pressure. The influence of bottom hole pressure on the occurrence of operational failures and the degree of change in the productivity coefficient with a decrease in bottom hole pressure.

Key words: Bottom hole, overhaul period, saturation pressure, operational failure, coefficient of productivity.

Снижение забойного давления скважин ниже давления насыщения принято считать одним из способов интенсификации разработки нефтяных месторождений [1]. Прогнозирование динамики продуктивности добывающих скважин в сложных геолого-физических условиях является одной из важных задач при установлении режимов работы скважин. Однако, в процессе эксплуатации, бурения и последующего освоения происходит снижение продуктивности скважин, вследствие уменьшения забойного давления ниже давления насыщения [2]. В работе Лысенко В.Д. [3] отмечается, что снижение забойного давления ниже давления насыщения ведет к катастрофическому снижению коэффициентов продуктивности по нефти. Многие исследователи и производственники поддерживают и доказывают целесообразность снижения давления в пласте и на забое добывающих скважин существенно ниже давления насыщения в малообводненных скважинах [4]. Однако, эксперименты по снижению забойных давлений ниже давления насыщения показали возможность роста дебита скважин с помощью увеличения депрессии на пласт.

С целью оценки влияния забойных давлений на изменения параметров эксплуатации авторами в данной работе на примере одного из НГДУ ПАО «Татнефть» рассматриваются ремонты, выполненные на скважинах в пределах отложенных башкирского яруса за 10 лет. Рассматриваемый фонд скважин представлен достаточно низкими забойными давлениями (40 % скважин находится в области забойных давлений ниже давления насыщения и 30 % в области близкой к давлению насыщения.) Отмечается, что для башкирского яруса рассматриваемого объекта $P_{\text{нас}}=22$ атм. По теоретическим данным эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями приводит к возникновению осложнений и различного рода эксплуатационных отказов, которые в дальнейшем влияют на эффективность добычи. Однако, статистическая обработка данных не выявила увеличения количества ремонтов в области низких забойных давлений. Фактически, эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями допустима.

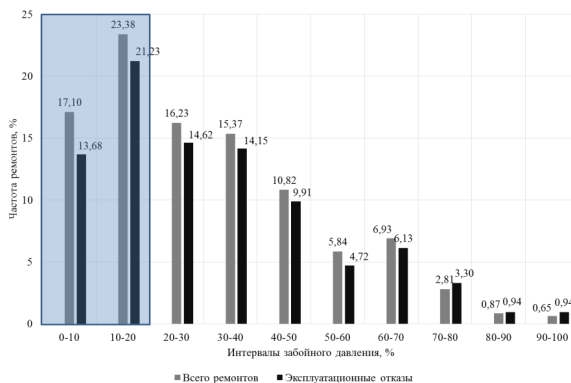


Рисунок 1 – Распределение и влияние величины забойного давления на скважины, вышедшие в ремонт в пределах отложений башкирского яруса

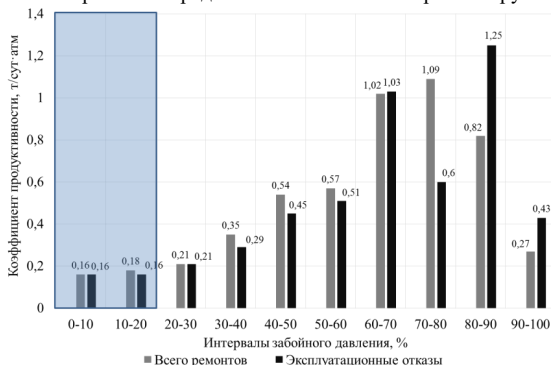


Рисунок 2- Влияние величины забойного давления на изменение коэффициента продуктивности

Низкие забойные давления обусловлены малыми дебитами скважин и как следствие низкими коэффициентами продуктивности. Однако, наблюдается, что снижение коэффициента продуктивности возможно и в области повышенных забойных давлений. Обработка данных не выявила снижения коэффициента продуктивности с ростом эксплуатационных отказов по причине снижения забойного давления. Изменение коэффициента продуктивности с ростом забойного давления незначительное. При эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения и равным ему существует возможность достижения значений коэффициентов продуктивности близким к значениям при эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения (рисунок 2).

Снижение забойного давления ниже давления насыщения влечет за собой увеличение глубины спуска насоса и снижение темпов откачки, что уменьшает в дальнейшем нагрузку на оборудование, что позволяет сократить количество частоты ремонтов и увеличить МРП.

Таким образом, по добывающим скважинам необходимо устанавливать рациональные дебиты нефти и рациональные забойные давления; при этом обязательно надо учитывать закономерности снижения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения. В качестве рациональной величины забойного давления добывающих скважин следует принимать величину давления насыщения нефти газом

1. Вахитов, Г.Г. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст] / Максимов В.П., Булгаков Р.Т., Валиханов А.В., Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Мамед-Заде А.М., Азизов М.Г. // М., Недра, 1982. – С.229.

2. Мордвинов, В.А. Управление продуктивностью скважин [Текст] / Поплыгин В.В. // Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. ун-та, 2011. – С.136.

3. Лысенко, В.Д. Проблемы эффективности разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2007. – №1. – С.4-9.

4. Нечаева, Е.В. Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на эффективность выработки запасов [Текст] / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук специальности 25.00.17. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Москва – 2010 – С. 115.

5. Назарова, Л.Н. Влияние технологических режимов эксплуатации скважин на степень выработки запасов [Текст] / Нечаева Е.В. // Нефтяное хозяйство. -2013. - №8. – С.96.

УДК 622.276.6

Анализ успешности технологий интенсификации притока флюида из пласта на Тарасовском месторождении

Евгений Романович Ефимов

(Центр нефтегазовых технологий и новых материалов ГАНУ Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Уфа)

Карина Ренатовна Исламова

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)

Аннотация. В статье освещены основные проблемы связанные с интенсификацией притока. Сделана оценка успешности некоторых технологий интенсификации притока. Предложены перспективные методы восстановления продуктивности скважин.

Ключевые слова: пласт, приток, обработка призабойной зоны пласта.

UDC 622.276.6

Analysis of success of technologies of an intensification of the fluid influx from the formation in Tarasovskoe deposit

Eugene R. Efimov

(Center of oil and gas technologies and new materials GANU Institute of strategic studies of the Republic of Bashkortostan, Ufa)

Karina R. Islamova

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa)

Abstract. In article the main problems associated with the intensification of inflow. The success of certain technologies stimulation was evaluated. Advanced methods of restoring the productivity of wells is proposed.

Keywords: the reservoir, inflow, processing bottom-hole formation zone .

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья таково, что большая часть остаточных запасов нефти и газа находится в залежах находящихся на третьей и четвертой стадии разработки, характеризующиеся снижением продуктивности скважин, значительным ростом обводненности. Анализ открытых источников показывает, что эта проблема большинства месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья, к примеру: Самотлорского, Комсомольского, Тарасовского, Барсуковского, Сергеевского, Арланского, Туймазинского и т.д. Особенно осложнились проблемы с массовым проведением ГРП на месторождениях, которые часто в процессе эксплуатации скважин сопровождается загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП) сложным по составу кольматантом и ростом преждевременной обводненности. Несмотря на разнообразие применяемых методов воздействия на ПЗП и технологий по ограничению водопритокров [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13] число скважин с этими проблемами увеличивается гораздо быстрее. Существующие методы восстановления продуктивности скважин в процессе эксплуатации и после

ГРП, а также связанные с преждевременным обводнением часто оказываются малоэффективными, при этом успешность работ составляет не более 60 %, что связано со сложностью решения поставленных задач и несоответствием выбора скважин и технологий работ. Применяемые методы ограничения водопитока и воздействия на ПЗП не всегда учитывают комплексный механизм повреждения пласта и изменений состояния ПЗП в различных геолого-физических условиях.

Актуальным является поиск методов обработки призабойной зоны пласта (ОПЗП), характеризующихся высокой эффективностью и простотой исполнения. При этом различная химическая природа колюматантов ПЗП, сложный состав, неравномерность их распределения по толщине и глубине пласта, а также литологическая неоднородность коллекторов, особенно в скважинах после ГРП требуют тщательного подбора нескольких эффективных технологий или их комплекса.

При различном характере причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта вокруг скважин и преждевременном обводнении скважин, решение существующих проблем по восстановлению их продуктивности и ограничению водопитовых возможно в результате новых подходов к совершенствованию существующих, разработки новых комплексных технологий интенсификации добычи нефти (ИДН) и ограничений водопитовых (ОВП).

Промысловая практика показывает, что основа понижения продуктивности скважин закладывается еще при вскрытии продуктивного пласта скважиной и далее продуктивность уменьшается в процессе эксплуатации [4, 7, 9, 10, 14, 15, 16]. Обусловлено это и низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов, и загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП) различными колюматантами. В процессе эксплуатации скважин проявляются следующие группы факторов, уменьшающие дебиты нефтяных и газовых скважин:

- факторы меняющие режим эксплуатации всего месторождения;
- факторы меняющие фильтрационно-емкостные характеристики ПЗП.

На Тарасовском месторождении (Западная Сибирь) применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Для интенсификации добычи нефти из продуктивных пластов Тарасовского месторождения используют гидравлический разрыв пласта (ГРП), ОПЗ кислотными композициями (СКО, ГКО, ТК-2, ТК-3). Так на Тарасовском месторождении в 2005-2013 гг. проведено 231 обработка (ОПЗ) кислотными составами, в том числе 205 ОПЗ (89 %) - на пласте БП₁₄, 18 ОПЗ - на пласте БП₁₀₋₁₁.

Например, высокий удельный технологический эффект обработок в 2011 г. был обусловлен высокой эффективностью обработки скважины №272, по которой дополнительно добыто 12,7 тыс. т нефти (76 % от всей дополнительной добычи обработок 2011 г.) и эффект продолжался два года, что указывает на правильный выбор скважины-кандидата и корректный дизайн СКО.

Успешность ОПЗП в скважинах на пласте БП₁₄ составила 70 %, при среднем удельном технологическом эффекте 400 т нефти на 1 скважино-обработку, а по положительно отреагировавшим скважинам – 571 т нефти на скважино-обработку. Успешность ОПЗП на пласте БП₁₀₋₁₁ составила 61 %, при среднем удельном технологическом эффекте 472 т нефти на 1 скважино-обработку, по положительно отреагировавшим скважинам – 776 т на скважино-обработку. Практически все ОПЗП проводились в комплексе другими геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) – сменой насоса, оптимизацией насосного оборудования и т.п.

В 2012-2013 г.г. было проведено 27 ОПЗП, в том числе 20 на пласте БП₁₄. Успешность работ несколько меньше, чем за весь период (63 %), удельный технологический эффект – 429 т на скважино-обработку. Одной из наиболее эффективных оказалась обработка скважины № 690 (дополнительно добыто 3,3 тыс. т нефти) и эффект продолжился до 2014 г.

Всего за 2005-2013 гг. на Тарасовском месторождении за счет ОПЗП дополнительно было добыто 102,5 тыс. т нефти, при среднем удельном технологическом эффекте 400 т на 1 скважино-обработку. Средний прирост дебита жидкости составил 8,5 т/сут, но в 62 % случаев после ОПЗП наблюдался рост обводненности продукции. После ОПЗП происходил крат-

ковременный прирост дебита жидкости на 20÷60 %, обводненность при этом увеличивалась в среднем на 15 % и оставалась затем на этом уровне с тенденцией к дальнейшему повышению.

85 % всей дополнительной добычи нефти на объекте БП14 при ОПЗП дают соляно-кислотные обработки. Наибольший эффект в первые месяцы после проведения мероприятия создается при обработке скважин методом гивпано-кислотной обработки (ГКО), однако в этом случае отмечается наибольший темп снижения дополнительной добычи нефти в дальнейшем. Средняя продолжительность эффекта от ОПЗП составляет 5,4 мес.

На объекте БП14 Тарасовского месторождения интенсификация отборов, выполненная во время продолжающегося эффекта от ОПЗ, приводит к повышению обводненности скважин, снижению продолжительности эффекта от обработки призабойной зоны, относительно-го прироста накопленной добычи нефти к базовой, с одновременным увеличением удельной накопленной добычи нефти, отнесенной к одной среднестатистической скважине.

При анализе литературных источников [4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19] и сравнении с вышеизложенными результатами ОПЗ можно заключить, что комплексирование методов интенсификации притока и сочетание их с технологиями ОВП повышает общую эффективность работ и обеспечивает наибольшую дополнительную добычу нефти. Эффективность технологии ГОК подтверждается и авторами работ [4, 8].

Как ранее было отмечено, что загрязнения ПЗП начинаются в процессе строительства скважин и продолжатся в процессе эксплуатации по причине попадания в нее различных механических примесей, осадков из растворов глушения (и др.) и продуктов коррозии оборудования. Кроме того, в скважине накапливаются асфальтено-смолистые и парафиновые (АСПО), солевые отложения, другие забойные осадки. Всё это ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта, снижению проницаемости и продуктивности скважины. Для борьбы с этими негативными процессами, с целью повышения продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири применяются различные методы интенсификации добычи нефти, а традиционные щадящие методы малоэффективны. Главной задачей ОПЗП является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет растворения, разрушения и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, а также улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов по всей перфорированной толщине пласта. Между тем различная химическая природа коагулянтов ПЗП, разный состав, неравномерность их распределения по толщине и глубине пласта, а также литологическая неоднородность пород продуктивной толщи требуют тщательного анализа, увязки с историей эксплуатации скважин для принятия обоснованного решения о выборе нескольких технологий или их комплекса [21, 22, 23, 24, 26]. Необходимость применения нового комплексного подхода к планированию ОПЗП вызвана геолого-техническими и экономическими причинами.

Таким образом, можно сделать вывод об успешности комплексных ОПЗП на Тарасовском месторождении и рекомендовать дополнительно комплексирование с волновыми технологиями.

Список использованных источников

1. Андреев В.Е. и др. Применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях низкопроницаемых высокотемпературных пластов / Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П., Чибисов А.В., Султанов Ш.Х., Попов С.В. // Нефтесервис. 2010. № 4. С. 66-68.
2. Андреев В.Е. и др. Анализ возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах высоковязкой нефти Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И., Хузин Р.Р. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 1 (91). С. 22-31.
3. Андреев В.Е. и др. Планирование и обоснование технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей // Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Пташко О.А., Котенев

- Ю.А., Мияссаров А.Ш., Хузин Р.Р., Хузин Н.И. // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Сборник научных трудов. Вып. 1(16). – Уфа: ООО «Монография», 2012. – С. 91-93.
4. Андреев В.Е. и др. Метотехнология ограничения водопритоков и увеличения нефтеотдачи / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Котенев Ю.А., Куликов А.Н., Мухаметшин В.Ш. // Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 216 с.
 5. Апасов Т.К. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов, Д.М. Сахипов, Г.Т. Апасов, Р.Т. Апасов // Известия высших учебных заведений. Сер. Нефть и газ. – 2011, № 1. – Тюмень, ТюмГНГУ, – С. 331.
 6. Дубинский Г.С. и др. Технологии водоизоляционных работ в терригенных коллекторах / Г.С. Дубинский, Х.И. Акчурин, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев // Технологии водоизоляционных работ в терригенных коллекторах / СПб.: Недра, 2011. – 178 с.
 7. Дубинский Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопритока // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 4(9). – Уфа: ООО «Монография», 2015.- с.138-146.
 8. Куликов А.Н. и др. Совершенствование методов ограничения водопритоков и увеличения нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами / Куликов А.Н., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мухаметшин В.Ш. // Учеб. пособие. – Уфа: РИЦ УГНТУ. – 2014. – 234 с.
 9. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок с целью повышения эффективности контроля и регулирования процесса воздействия в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса [Текст]: учебное пособие / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 114 с.
 10. Мухаметшин, В.В. Прогноз эффективности СКО в терригенных коллекторах месторождений Котальского региона [Текст] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 141-143.
 11. Хузин Н.И. и др. Стимулирование работы скважин методом гидроразрыва пласта и волновым воздействием / Хузин Н.И., Бухарметов В.Ю., Дубинский Г.С. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 4(9). – Уфа: ООО «Монография», 2015.- с.236-242.
 12. Хузин Р.Р. и др. Выбор технологий увеличения дебита нефти и ограничения водопритока в терригенных отложениях залежей Южно-Татарского свода / Хузин Р.Р., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Котенев Ю.А.// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. ГУП "ИПТЭР". - 2011. - № 2(84). - С. 5-14.
 13. Яскин С.А. и др. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136.
 14. Ганиев Р.Р. и др. Анализ некоторых факторов, влияющих на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов / Ганиев Р.Р., Султанов В.Г., Дубинский Г.С., Шамаев Г.А. // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. ВНИИОЭНГ. М.,1998. №11. С.34 –36.
 15. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.
 16. Дубинский Г.С. и др. Алгоритм геолого-технологического обоснования применения адресных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Мияссаров А.Ш., Хузин Р.Р., Хузин Н.И. // В сборнике: Нефтегазовые техно-

- логии и новые материалы. Проблемы и решения Сборник научных трудов. Уфа, 2013. С. 253-262.
17. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Метотехнологический подход как научная методология решения проблем в нефтегазодобыче // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Сборник научных трудов. Вып. 1(16). – Уфа: ООО «Монография», 2012.- с. 36-44.
 18. Апасов Г.Т., Сахипов Д.М. Влияние природной и искусственной трещиноватости коллекторов на результаты применения методов повышения нефтеотдачи // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. Наука и ТЭК, № 1, январь 2012 г. – С.20.
 19. Мухаметшин, В.В. Экспресс-метод обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок (СКО) [Текст] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 144-149.
 20. Санников В.А., Стрешинский И.А., Демьяненко Н.А. Внедрение реагентно-импульсных методов воздействия на призабойную зону пласта с целью освоения скважин и интенсификации добычи нефти /Нефтепромысловое дело, №6. – 1999. – С. 49-53.
 21. Апасов Т.К. Разработка и совершенствование технологий интенсификации добычи нефти на месторождениях с полимиктовыми глинистыми коллекторами [текст]: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИнефть, 2004.
 22. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Андреев В.Е. Котенев Ю.А. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности. – СПб.: ООО «Недра», 2008. – 214 с.
 23. Дубинский Г.С. Об использовании волновых технологий для интенсификации добычи нефти / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Мияссаров А.Ш. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала (г. Октябрьский, 25 марта 2016 г.). Изд-во: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа) – 2016. – С. 186-193.
 24. Дубинский Г.С. Обоснование использования геологических особенностей залежей углеводородов при волновом воздействии // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала (г. Октябрьский, 25 марта 2016 г.). Изд-во: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа) – 2016. – С. 193-203.
 25. Дубинский Г.С. и др. Об использовании волновых технологий при освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Мияссаров А.Ш. // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: Материалы международной молодежной научной конференции. (г. Уфа, 01-02 апреля 2016 г.) / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2016 г. – С. 9-12.

УДК 621.6

Оптимальные способы и методы снижения вязкости нефти

Игтисамова Галия Рашитовна

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Игтисамова Римма Хазиевна

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Шерстобитов Денис Алексеевич

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент 4-ого курса)

Гаркин Антон Сергеевич

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент 4-ого курса)

Аннотация: пропускная способность и экономическая эффективность пласта зависят от

свойств добываемой нефти. Основным препятствием для обеспечения необходимой скорости перекачивания является вязкость. Снижение вязкости перекачиваемой нефти уменьшает гидравлическое сопротивление трубопроводной сети, что уменьшает энергозатраты на перекачку.

Ключевые слова: вязкость, интенсификация нефти, градиент, кристаллизация, неньютоновская жидкость.

UDC 621.6

THE BEST WAYS AND METHODS TO REDUCE OIL VISCOSITY

Igtisamova Galia Rashitovna

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

Igtisamova Rimma Hazievna

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

Sherstobitov Denis Alekseevich

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student 4th year)

Garkin Anton Sergeevich

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student 4th year)

Abstract: throughput and cost-effectiveness of formation depends on the properties of the produced oil.. The main obstacle to ensure adequate pumping speed is the viscosity. Reduced viscosity pumped oil reduces the flow resistance of the pipeline network, which reduces the energy consumption for pumping.

Keywords: viscosity, intensification of oil, gradient, crystallization, non-Newtonian fluid.

Нефтегазовая отрасль России представляет высокомеханизированное производство. Методы и оборудование, которые применяются для бурения скважин, добычи пластовой жидкости и газа, сбора и подготовки, определяет научно-технический прогресс в данной отрасли.

Производительность нефтяных и газовых скважин зависит от проницаемости пород, образующих продуктивный пласт. Чем выше проницаемость пород в зоне действия скважины, тем больше производительность.

Проницаемость пород одного и того же пласта может резко изменяться в различных его зонах или участках. Иногда при общей хорошей проницаемости пород пласта отдельные скважины вскрывают зоны с пониженной проницаемостью, в результате чего ухудшается приток нефти и газа к ним. Естественная проницаемость пород под влиянием тех или иных причин также может с течением времени ухудшаться.

Рассмотрим следующие способы воздействия на нефть для уменьшения ее вязкости:

1. Применение веществ-эмульгаторов для создания эмульсий газожидкостной смеси;
2. Термическое воздействие.
3. Воздействие электромагнитными излучениями;
4. Воздействие ультразвуковыми колебаниями на газожидкостную смесь;

Процесс применения веществ-эмульгаторов для создания эмульсий газожидкостной смеси заключается в изменении кристаллизации в нефтях, содержащих большое количество парафина. Изменяется непосредственно вязкость нефти и напряжение сдвига. При данном методе образуются смешанные кристаллы депрессор-парафин, что мешает объединению части в пространственную сетку.

Отличительной особенностью электромагнитного воздействия от других тепловых методов является возникновение в толще залежи значительных источников тепла. Вследствие диэлектрических потерь в среде энергия электромагнитных волн преобразуется в тепловую энергию, в результате чего происходит возрастание температуры и уменьшение вязкости нефти.

В свою очередь, термическое воздействие, являющееся одним из основных способов снижения вязкости нефти, производят с помощью:

А) обогрева нефтепровода путем воздействия электричества.

Б) котлов, которые выделяют тепло вследствие сжигания нефти, природного газа, а также угля;

В) насосов, перекачивающих нефть на станциях, которые также выделяют тепло;

Неньютоновской жидкостью называют жидкость, при течении которой её вязкость зависит от градиента скорости, воздействия внешней нагрузки. Вследствие этого проявляются вязкоупругие свойства. Как мы знаем, при возрастании градиента воздействия нагрузок вязкость среды будет уменьшаться. Так как нефть добывается в разных регионах с разными климатическими условиями, наиболее проблемным является крайний Север потому, что нефть при перекачке по трубопроводу быстро застывает и приобретает более вязкую структуру. При этом нефть ведет себя как упругое тело - деформируется под воздействием напряжений. Перепад давления, которое создается перекачивающим насосом расходуется на статическую деформацию застывшей нефти. В таких условиях становится невозможным использование стандартной перекачки - насосы не могут справиться с загустевшей нефтью, поскольку сильно возрастают вязкие потери при движении желеобразной массы по трубе. Этот способ, в отличие от применяемых в настоящее время, различных видов разогрева трубопровода, намного экономичнее и существенно менее трудоемок, так как позволяет существенно уменьшить вязкость нефти на десятках и сотнях метров длины трубопровода вследствие высокой скорости распространения ультразвуковых колебаний.

Список использованных источников

1. Амелин И.Д., Андриасов Р.С. и др. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1978.- 356 с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990.
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений.-М.: Недра, 2006. – 340 с.
4. Коноплев Ю.П, Тюнькин Б.А. Новый способ термощахтной разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 2001, № 3. – С. 59 - 60.
5. Малкин А.Я., Исаев А.И. Реология. Концепции, методы, приложения Изд-во: Профессия, 2007. — 560 с.
6. Сидоров Н.А. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М.:Недра,1982.- 376с.
7. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти.- М.:Недра,1983.- 511с.
8. Шайдуллина, Р.М. Сущность экономической социализации студенческой молодежи в современных условиях [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Вестник Челябинского государственного педагогического университета. — 2012. - №1. — С. 231-242.
9. Игтисамова, Г.Р. Некоторые концепции и модели профессионального образования на Западе и в России [Текст]/ Г.Р.Игтисамова// Вестник Майкопского государственного технологического университета.- 2012. -№ 1.- С. 120-125.

УДК 622.76

Вычисление процесса обезвоживания нефтей

Игтисамова Галия Рашитовна

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Игтисамова Римма Хазиевна

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Гаркин Антон Сергеевич

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент 4-ого курса)

Шерстобитов Денис Алексеевич

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент 4-ого курса)

Кареев Максим Игоревич

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент 4-ого курса)

Аннотация: целью данной статьи является создание метода расчета процесса обезвоживания

нефти в разных типах дегидраторов при условии, что дисперсный состав водонефтяной эмульсии характеризуется ее кривой седиментации.

Ключевые слова: обезвоживание нефти, дегидрат, нефтяная эмульсия, водонефтяная эмульсия, трассерная техника.

UDC 622.76

Calculation of processes of dehydration of oil

Igtisamova Galia Rashitovna

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

Igtisamova Rimma Hazievna

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

Garkin Anton Sergeevich

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student 4th year)

Sherstobitov Denis Alekseevich (FGBOU VO UGNTU in October, student 4th year)

Kareev Maxim Igorevich

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student 4th year)

Abstract: The purpose of this article is creation the method of calculation of processes of dehydration of oil in different types of dehydrators, provided that the disperse composition of oil-water emulsion is characterized by its curve of sedimentation.

Keywords: oil dehydration, dehydrate, oil emulsion, oil-water emulsion, tracer technique.

Процесс отделения нефти от воды при ее добычи и подготовки к транспортированию называется обезвоживание нефти [5,3].

В основе процесса обезвоживания лежит разрушение нефтяной эмульсии, которая образуется при смешении с пресной водой нефти, эмульсия далее подвергается расслаиванию. Гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или малосмешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул) диаметром, превышающим 0,1 мкм, называется эмульсией [3,1]. Для обезвоживания нефти используют следующие технологические процессы: гравитационный отстой нефти; горячий отстой нефти; подогрев эмульсии; введение в неё деэмульгатора; применение электрического поля [4,1].

Водонефтяную эмульсию на входе в дегидратор будем характеризовать функцией распределения капель по объемам nV . Рассмотрим узкую фракцию капель в интервале объемов $V, V + \Delta V$, суммарное содержание воды в котором $Vn\Delta V$. Долю воды, прошедшей через дегидратор и оставшейся в нефти, обозначим через $L(V)$ и назовем функцией передачи дегидратора [3].

Суммируя по всем объемам капель всю воду, прошедшую через дегидратор с нефтью, получим следующее равенство для нахождения остаточной обводненности нефти [2].

$$\varphi_{\text{вых}} = \int_0^{\infty} L(V) V n(V) dV. \quad (1)$$

В данной статье не рассматривается методика определения функций передач, а рассматриваются только данные о конкретной функции передачи L , которую будем использовать в дальнейших расчетах. Эта функция рассчитана авторами по результатам обследования дегидратора при помощи трассерной техники [2] и соответствует аппарату с распределительными устройствами, рассчитанными по методике ВНИИСПТнефти. Зависимость этой функции от безразмерной переменной $x = v_k(V)/v_{\text{ср}}$, ($v_k(V)$ - скорость осаждения капли объемом V , $v_{\text{ср}}$ - средняя скорость движения нефти в зоне отстоя дегидратора) представлена на рис. 1.

Функцию распределения капель по размерам $n(V)$ будем определять по нормированной кривой седиментации эмульсии $Q^*(t) = Q(t)/Q(\infty)$, показанную на рис. 2. Используя методику определения функции $n(V)$, изложенную в работе [3], и аппроксимируя $L(x)$ кусочно-

линейной функцией, как это показано на рис. 1, интеграл в правой части формулы (1) можно вычислить аналитически, а результат записать в виде:

$$\varphi_{\text{вых}} = \varphi_{\text{вх}} \sum_{i=1}^n a_i [Q^*(t_i) - Q^*(t_{i-1})], \quad (2)$$

$$a_i = \frac{x_i L(x_{i-1}) - x_{i-1} L(x_i)}{x_i - x_{i-1}}.$$

Коэффициенты a_i соответствуют длинам отрезков оси $L(x)$, отсекаемых от нее продолжением соответствующих прямых на -ом участке аппроксимации (см. рис. 1).

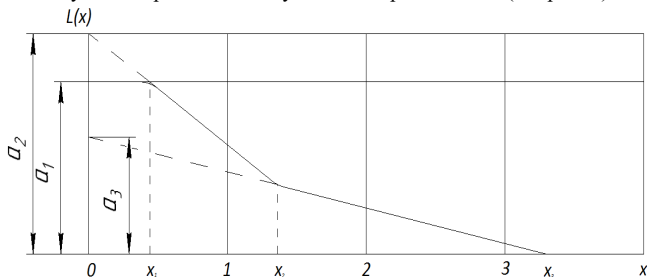


Рисунок 1 - Зависимость функции передачи отстойника $L(x)$ от относительной скорости потока x

Значения t_i вычисляются по формуле:

$$t_i = t^* \frac{\beta}{x_i}, \quad t^* = H/\vartheta_{\text{оср}}, \quad (3)$$

где H - высота слоя эмульсии, в котором происходит осаждение капель при снятии кривой седиментации $Q(t)$; $\vartheta_{\text{оср}}$ - нормировочная средняя скорость движения нефти в зоне отстоя; ее численное значение не влияет на конечный результат вычислений, она вводится только для получения более удобных для последующей трактовки размерностей сомножителей формулы (3). Величина β определяется равенством:

$$\beta = \frac{\vartheta_{\text{оср}} \vartheta_{\text{к}}(V)}{\vartheta_{\text{ср}} \vartheta_{\text{к}}(V)}, \quad (4)$$

где $\vartheta_{\text{к}}(V)$ - скорость осаждения капли объемом V в процессе снятия кривой седиментации.

Равенство (2) позволяет не только вычислить обводненность нефти на выходе дегидратора, но и проанализировать чувствительность качества обезвоживания к изменению таких технологических параметров, как нагрузка на аппарат и температура ведения процесса, или же подобрать необходимые значения этих параметров.

Список литературы

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти / П.Г. Баннов. - М.: ЦНИИТЭ, 2000. - 224 с.
2. Байков Н.М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н.М. Байков, Г.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров - М.: Недра, 1981. - 160с.
3. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефтей / В.И. Логинов - М.: Химия, 1979. - 200 с.
4. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов / А.К. Мановян - М.: Химия, 2001. - 568 с.
5. Филимонова Е.И. основы технологии переработки нефти: Учебное пособие / Е.И. Филимонова. Ярославль: издательство ЯГТУ, 2010. - 171 с.
6. Шайдуллина, Р.М. Применение кейс-технологий при изучении экономических дисци-

плин в техническом вузе[Текст] / Р.М. Шайдуллина // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т.10. - №3. – С. 209-214.

7. Игтисамова Г.Р., Игтисамова Р.Х. Профессиональная социализация студента в условиях инновационного общества.[текст]/Игтисамова Г.Р., Игтисамова Р.Х.// European Social Science Journal.-2012.-№4(20).-С. 110-114.

Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов

Идрисова Алина Талгатовна

Руководитель:

доцент, к.т.н.

Альмухаметова Эльвира Маратовна

(Уфимский Государственный нефтяной технический университет)

Аннотация: В ходе возведения скважин заканчивание является одним из основных и технически непростых действий. От качества исполнения этой стадии в разведочных скважинах во многом зависит анализ перспективности новейших месторождений, а в эксплуатационных – дебит. В особенности актуальна эта проблема для «давних» нефтедобывающих регионов.

Ключевые слова: заканчивание, буровой аствор, нефтеотдача, ОПД.

Drilling-in quality increase

Idrisova Alina Talgatovna

Supervisor:

Associate professor

Ph.D. in Engineering Science

Al'muhametova Elvira Maratovna

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

Abstract: During well construction completion is one of the main and technically challenging operation. The analysis of the newest wells perspectivity depends on the quality of the exploration hole performing. Particularly this is an immediate problem for old oil-producing regions.

Key words: completion, drilling aftel, oil recovery, OPD.

При освоении нефтяных месторождений основным курсом работ по увеличению качества заканчивания скважин является поиск решения проблем сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов в призабойной зоне. В сегодняшний период, используется методика вскрытия продуктивных пластов при репрессии, из-за отрицательного влияния буровых растворов на призабойную зону продуктивного пласта, не приводящая к получению потенциальных дебитов скважин и ведущая к понижению конечной величины коэффициента нефтеотдачи пластов. Многие месторождения Урало-Поволжья, Западной Сибири и других нефтяных районов оно составляет менее 50%.[1] По этой причине необходимо отыскать наиболее совершенные технологические процессы заканчивания скважин. [2] Анализ условий проблемы показывает, что бурение при отрицательном перепаде давления в системе «скважинапласт» (ОПД) является важнейшей технологией первичного вскрытия, сохраняющая естественные фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта при последовательном росте скорости бурения.[3] Имеющийся опыт работ в представленной сфере, мы не можем считать полным решением проблемы, так как методы проектирования не разработаны полностью и достижения в промысловых условиях заданной величины депрессии на продуктивный пласт.[4]

Существенным моментом в технологии заканчивания скважин является исключение попадания флюидов пласта в окружающую среду.[5] Решить данную проблему при существующей технологии заканчивания скважин сложно, так как бурение основного ствола и продуктивного пласта производится с промывкой одним и тем же буровым раствором со сбором шлама в один шламовый амбар.[6]

В последние годы в зарубежной практике строительства скважин все более обшир-

ное распространение приобретает применение технологии бурения в условиях депрессии в системе «скважина-пласт».[7]

Отечественные нефтяные фирмы так же демонстрируют интерес в данном методе бурения.[8] Это совершается в связи с постоянно повышающимися стремлениями к сокращению нарушений коллекторских свойств пласта, увеличению механической скорости проходки и предупреждению поглощений при бурении скважин в истощенных слоях.[9] Пятьдесятые годы двадцатого столетия - период разработки технологии и оборудования для бурения с продуктовой естественным газом при бурении семи газовых скважин на Такта- Кугуль- тикском, Петровско-Благодарненском и Расшеватовском газовых месторождениях Ставро- польского края. [10] Далее аналогичные работы, связанные с бурением на депрессию и рав- новесие давлений в системе «скважина-пласт» продолжались и в прочих регионах России, а также на Украине и в Средней Азии.[11]

На настоящем этапе исследований выделяют два центральных курса в технологии вскрытия продуктивных пластов:

- технология вскрытия на репрессии, происходящий в момент того, когда буровой раствор проявляет избыточное давление на продуктивный пласт:[12]

- технология вскрытия на ОПД, когда опускается проникновение бурового раствора и его компонентов в ПЗП.[13]

Одновременно ряд ученых выделяют отрицательное воздействие бурового раствора на продуктивный пласт и оно разнородно, так по данным Аминая В.А., Бабаляна Г.А., Ва- силева П.С., Гиматулинова Ш.К., Жигача К.Ф. и Пауса К.Ф., Котяхова Ф.И., Овнатанова Г.Т., Гетлина К. и других отечественных и зарубежных исследователей, отмечают:

- к набуханию глинистых минералов породы под воздействием фильтрата бурового раствора:[14]

- закупорке времен крепкими частичками бурового раствора, осадками из фильтратов или из самих пластовых жидкостей при явлениях флокуляции, или провиантами химиче- ских взаимодействий частей раствора элементами пласта:[15]

- уменьшению фазовой проницаемости для нефти при внедрении в призабойную площадь водной фазы раствора:[16]

В ходе работы мы пришли к тому, что технологию бурения на ОПД рационально применять при вскрытии продуктивных пластов, характеризующихся следующими параметрами:

- пласты истощенные, с низким пластовым давлением, сложенные устойчивыми горными породами:[17]

- высокопроницаемые (1 мкм^2) цементированные изоморфные песчаники и карбо- наты:[18]

- макротрещиноватые пласты (при размерах трещин, превышающих 100мкм, пред- ставленные устойчивыми горными породами);

Установлено, что применение технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД позволяет повысить дебиты скважин в 1,9 - 6,6 раза по сравнению с базовыми скважинами, пробуренными в идентичных условиях. Годовой экономический эффект от внедрения техно- логи вскрытия продуктивных пластов на ОПД по 1 средней скважине составляет 222,7 млн руб.[19]

Список использованных источников:

1. Альмухаметова Э.М., применение нестационарного заводнения в условно однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью[текст]/Владимиров И.В., Варисова Р.Р./нефтепромысловое дело. 2016. № 6. с. 18-22.
2. Альмухаметова э.м., борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения[текст]/Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф./проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). с. 14-21.
3. Альмухаметова Э.М., эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях бав-

- линского месторождения[текст]/Хасанова А.И., Габдрахманов Н.Х.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). с. 7-13.
4. Альмухаметова Э.М., эффективность применения греющего кабеля в условиях ванкорского месторождения[текст]/Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф., Габзалилова А.Х., Петрова Л.В., Гарифуллина З.А.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). с. 9-17.
 5. Альмухаметова Э.М., анализ рентабельности вовлечения в разработку западно-сарутаюского месторождения[текст]/Гизетдинов И.А., Фаррахов И.И., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (106). с. 28-34.
 6. Альмухаметова Э.М., расчет экономической эффективности внедрения твердого ингибитора[текст]/Камалеева А.Ф.// проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (106). с. 35-41.
 7. Альмухаметова Э.М., расчет экономической эффективности внедрения твердого ингибитора[текст]/Камалеева А.Ф.// проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (106). с. 35-41.
 8. Альмухаметова Э.М., оптимальные периоды работы/простоя скважин при нестационарном заводнении высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости[текст]/Владимиров И.В.//нефтегазовое дело. 2016. №14-2. с. 38-41.
 9. Альмухаметова Э.М., исследование процессов неизотермического вытеснения высоковязкой нефти из послойно неоднородного по проницаемости коллектора[текст]/Владимиров И.В., Велиев Э.М.//нефтегазовое дело. 2016. № 14-3. с. 55-62.
 10. Владимиров И.В., изменение режима работы добывающей скважины как вариант оптимизации коллектора двойной проницаемости[текст]/Варисова Р.Р., Альмухаметова Э.М.//нефтегазовое дело. 2016. т. 14. № 4. с. 40-44.
 11. Альмухаметова Э.М., эксплуатация скважин в осложненных условиях[текст]/Габдрахманов Н.Х., Габзалилова А.Х.//учебное пособие для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки бакалавриата "нефтегазовое дело" / Уфа, 2015.
 12. Петрова Л.В., теория и практика упругого режима фильтрации[текст]/ Камалеева А.Ф.// современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. с. 239-244.
 13. Петрова Л.В., итоговая аттестация и выпуск бакалавров по направлению нефтегазовое дело[текст]/ петрова Л.В.// современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства тезисы научно-практической конференции с международным участием. ответственный редактор в.к.тян. 2016. с. 26.
 14. Петрова Л.В., применение гидроразрыва пласта на знаменском месторождении[текст]/Петров В.А., Зайнаглина Л.З.// нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы научно-практической конференции с международным участием. под редакцией тян В.К.. 2016. с. 27.
 15. Гареев Л.Р., характеристика текущего состояния разработки Сергинского месторождения[текст]/Петрова Л.В.// современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 :сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. с. 293-300.
 16. Петрова Л.В. интенсификация добычи нефти. пароциклическая обработка скважин. Камалеева А.Ф., [текст] // современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 :сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016.- т.2.- с. 300-306.
 17. Петрова Л.В., мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин [текст]/Гареев Л.Р. // современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 :сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. - т.2.- с. 307-314.

18. Петрова Л.В. ,мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды при разработке Сергинского месторождения[текст]/Гареева Л.Р.// современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016.-т.2.- с. 318-322.

19. Зайнаглина Л.З., организация академической мобильности студентов[текст]/Габдрахимов М.С., Петрова Л.В., Сулейманов Р.И.// актуальные вопросы инженерного образования-2016 :сборник научных трудов международной научно-методической конференции – Уфа: изд-во УГНТУ,2016.-т.2.- с. 46-50.

УДК 622.276.1/4

Оценка эффективности применения одновременно-раздельной добычи и закачки в условиях Альметьевской площади

Исролов Н.К.

(Альметьевский государственный нефтяной институт, студент 4 курса)

Аннотация: Эффективная разработка многопластовых месторождений с существенной литологической неоднородностью достигается путем раздельной их эксплуатации. Перспективным направлением развития систем ОПЭ является технология одновременно-раздельной добычи и закачки. Данное мероприятие направлено на снижение затрат на добычу за счет сокращения объемов бурения и подключения ранее неработающих пластов.

Ключевые слова: технологии добычи нефти, одновременно-раздельная добыча и закачка (ОРДиЗ), технологическая эффективность, многопластовые объекты, оборудование для ОРДиЗ.

UDC 622.276.1/4

Estimation of simultaneous-separate completion and injection efficiency in condition of Almeteyvsk area

Isroilov N.K.

(Almeteyvsk State Oil Institute, fourth-year student)

Annotation: Efficient development of multilayer lithological heterogeneous fields can be reached by separate exploitation. The technology of simultaneous-separate completion and injection is perspective direction for development of dual completion systems. This operation is aimed at reducing production costs by decreasing drilling volumes and covering unexploited layers.

Keywords: oil production technologies, simultaneous-separate completion and injection (SSCI), technological efficiency, multilayer formations, SSCI equipment.

Большая часть месторождений нефти и газа РФ и Республики Татарстан находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется снижением степени нефтеизвлечения, повышением доли трудноизвлекаемых запасов, высокой выработкой начальных извлекаемых запасов, повышением обводненности, что требует оптимизации процесса разработки и эксплуатации данных месторождений [1]. Одним из способов эффективной разработки многопластовых месторождений, скважины которых вскрывают 2 и более пласта, является применение технологии одновременно-раздельной добычи и закачки. Данная технология предполагает раздельный учет, одновременную закачку и добычу из двух отдельных пластов [2]. Так, скважины, которые уже эксплуатируются и в которых вскрыты перспективные продуктивные пласты, содержащие запасы нефти или пласты, которые можно ввести под закачку, с целью ППД, являются основными объектами для внедрения технологии ОРДиЗ. Таким образом, обеспечивается эффективная добыча нефти из пластов, а также процесс заводнения с целью ППД и интенсификации добычи на соседних реагирующих скважинах, при этом сокращаются затраты на дополнительное бурение новой скважины, что является значительным снижением капитальных затрат на разработку пластов [3,4,5].

В работе рассматривается внедрение установок для ОРДиЗ в скважинах Альметьевской площади, которая, как и в целом Ромашкинское месторождение, характеризуется наличием большого числа пластов с различными фильтрационно-емкостными и геологическими

параметрами. На Альметьевской площади Ромашкинского месторождения установкой ОР-ДиЗ оборудовано всего 6 скважин на 01.01.2016г. Для анализа были выбраны 3 скважины, которые эксплуатируются на выведенном режиме без осложнений. На рисунке 1 представлена применяемая на объекте схема оборудования для ОРДиЗ. При эксплуатации установки ОРДиЗ, в которой объекты разбираются пакером 1, продукция верхнего объекта 3 извлекается штанговым насосом 5 по короткой колонне (КК) 6, а закачка воды в нижний объект 2 производится от водовода системы ППД по длинной колонне (ДК) 7. Параллельный якорь 4 предотвращает относительное перемещение колонн НКТ во время работы. Добываемая продукция через двухканальную АУ 8 поступает в линию перекачки.

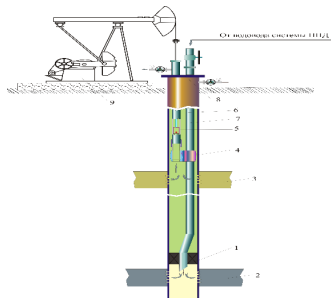


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки для одновременно-раздельной добычи и закачки

1-пакер, 2-нижний объект, 3-верхний объект, 4-параллельный якорь, 5-ШСН, 6-КК, 7-ДК, 8-устьевая арматура, 9-привод СК

Проведен анализ начальных и текущих показателей эксплуатации скважин Альметьевской площади с установками для ОРДиЗ на момент внедрения установки (в скв. №20960 – 22.03.09г., №21010 – 16.08.09г., №21003 – 04.12.14г) и на 01.01.2016г. Закачка проводится в пласты «б₂», «б₃» и «в» пашийского горизонта, а добыча – из пласта Д₀ кыновского горизонта.

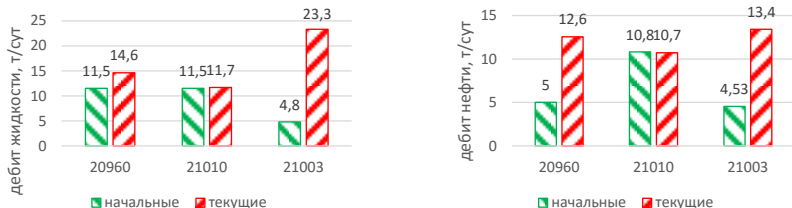


Рисунок 2 – Начальные и текущие показатели скважин Альметьевской площади с УОРДиЗ

За время эксплуатации скважин дебит по жидкости увеличивается, причем по скважине №21003 на наибольшую величину – с 4,8 т/сут до 23,3 т/сут. Дебит по нефти на скважинах №20960 и №21003 увеличивается в 2 и 3 раза соответственно (с 5 т/сут до 12,6 т/сут и с 4,53-13,4 т/сут), а в скважине №21010 сохраняется на прежнем уровне. Отмечается, что за счет подключения ранее не эксплуатируемого пласта (Д₀), происходит процесс вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов нефти, извлечение которых самостоятельной сеткой скважин оказалось бы нерентабельным мероприятием на данном объекте.

Проанализирована динамика закачки в нижние пласты («б₂», «б₃» и «в») за период с

01.04.2009-01.04.2011гг. для скважины №20960, с 01.08.2009-01.08.2011гг. (№21010), с 01.12.2014-01.12.2016гг. (№21003). После подключения к нагнетательной скважине добывающего лифта из вышележащего пласта Д₀, отрицательного воздействия на работу заводняемого пласта не было оказано, что подтверждается стабильной динамикой закачки на протяжении 12 месяцев после внедрения установок для ОРДиЗ.

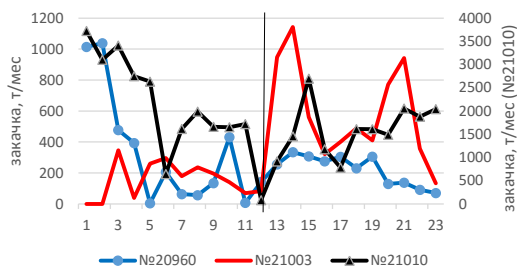


Рисунок 3 – Динамика закачки воды в скважины Альметьевской площади с установками для ОРДиЗ

Таблица 1 – Сравнительная технологическая эффективность внедрения установок для ОРДиЗ в условиях Альметьевской площади

Параметры	№ скважины		
	20960	21003	21010
Фактическая накопленная добыча нефти, т	52563	4627	9412
Расчетная накопленная добыча нефти без применения ОРДиЗ, т	33917	2133	5073
Дополнительная добыча нефти, т	18646	2494	4339

Для анализа технологической эффективности внедрения установок для ОРДиЗ проведен сравнительный расчет по характеристикам вытеснения [6] Б.Ф. Сазонова (таблица 1).

В результате внедрения установок для ОРДиЗ, с целью подключения ранее неработающего вышележащего пласта Д₀, на трех скважинах Альметьевской площади суммарно получено на 01.01.16г. дополнительно 25479 тонн нефти и эффект от внедрения продолжается. Таким образом, внедрение установок для одновременно-раздельной добычи и закачки в условиях Альметьевской площади Ромашкинского месторождения является технологически эффективным мероприятием и рекомендуется для дальнейшего внедрения.

Список использованных источников

1. Нурғалиев, А.А. Анализ эффективности ОРЭ на мелких месторождениях юго-востока Республики Татарстан [Текст] / А.А. Нурғалиев, Л.Т. Хабибуллин // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Том 2. – №3. – С.169-172.
2. Борхович, С.Ю. Оценка эффективности технологии одновременно-раздельной добычи и закачки с применением трехмерных гидродинамических моделей [Текст] / С.Ю. Борхович, С.А. Савинов // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – №2. – Том 10. – С.32.
3. Маликов, М.М. Повышение эффективности эксплуатации скважин по технологии ОРДиЗ в НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» [Текст] / М.М. Маликов, И.А. Нурутдинов // Инженерная практика. – 2016. – №5. – С.46-52.
4. Хисамов, Р.С. Влияние одновременно-раздельной эксплуатации на темпы отбора нефти и нефтеотдачу на примере Ромашкинского нефтяного месторождения [Текст] / Р.С. Хисамов, С.В. Насыбуллина, Ф.М. Латифуллин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №3. – С.50-53.
5. Гарифов, К.М. Развитие технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» [Текст] / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №7. – С.44-47.

6. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст] / Р.Х. Муслимов – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

Исследование влияния термического воздействия на изменение свойств керна и СВН *Ишкулов И.М.*

(Альметьевский государственный нефтяной институт, магистрант)

Аннотация. В статье рассматриваются результаты проведения исследования образцов сверхвязкой нефти, а также нефтенасыщенного керна. Разработана методика исследования влияния термического воздействия на свойства керна и СВН.

По результатам проведенных исследований выявлено, что при термическом воздействии изменяется компонентный состав СВН. Рекомендуется проводить комплексное воздействие растворителей и температуры для более эффективной разработки залежей СВН.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть; хроматография; методика; исследование; керна.

Research of thermal-recovery method and core's properties of extra-viscosity oil *Ishkulov I.M.*

(Almetyevsk State Oil Institute,, Master-student)

Abstract. The article discusses the results of the study of extra-viscous oil samples, as well as oil-saturated core. The method of investigation of the influence of thermal effects on the properties of the core and extra-viscous oil.

The results of the study revealed that the impact of changes in the thermal component composition of extra-viscous oil. It is recommended that the combined effect of solvents and temperatures for more efficient development of extra-viscous oil reservoirs.

Key words: extra-viscous oil; chromatography; method; study; core.

На фоне ухудшения структуры запасов наблюдается снижение среднего дебита нефти, что оказывает решающее влияние на экономические показатели разработки нефтяных месторождений. Перспективным направлением является разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым отнесены залежи СВН. [1]. Основным способом добычи на месторождениях СВН являются парогравитационное дренирование. На месторождениях СВН назрела необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающих более высокий потенциал вытеснения нефти, чем традиционные методы разработки.[2]

Для проведения исследований по разработке технологии добычи СВН с использованием растворителей была разработана методика, которая включает отбор керна, его нагрев, воздействие растворителем и проведение хроматографического и микроскопического анализа. [3]

Для проведения исследований использовался ряд приборов: газожидкостной хроматограф GC 2010 Plus, кроме того проводились микроскопические исследования керна с использованием микроскопа Leica DM 750 и вспомогательных приборов.

Исследование компонентного состава проводилось для алканов от C₁₀ до C₄₀. Результаты микроскопического и хроматографического анализов контрольного образца керна представлены на рисунке 1 и в таблице 1.

Таблица №1

Распределение доли концентрации групп алканов в зависимости от способа воздействия

Группа алканов	Концентрация, %				
	Контрольный образец СВН	Образец СВН, абсорбированной на поверхности зерен керна	Отфильтрованная часть СВН после нагрева	Комплексное воздействие нагревателя и растворителя	Нагрев в условиях отсутствия фильтрации
C ₁₀ -C ₁₉	64,69	58,11	39,29	61,59	56,57
C ₂₀ -C ₂₉	20,82	15,02	37,92	14,09	16,72
C ₃₀ -C ₄₀	14,5	26,87	22,79	26,27	26,72

Средняя концентрация группы алканов от C_{20} до C_{29} – 2,08% и 20,82% от общей концентрации. Максимальная концентрация в данной группе наблюдается у эйкозана (C_{20}) – 3,54%, минимальная – у гептакозана (C_{27}) – 0,85%.

Средняя концентрация группы алканов от C_{30} до C_{40} – 1,32% и 14,5% от общей концентрации. Максимальная концентрация в данной группе наблюдается у гентриаконтана (C_{31}) – 3,54%, минимальная – у тетракоктана (C_{40}) – 0,34%.

На основании полученных результатов выполнен анализ содержания алканов. Среди остальных выделим основные алканы с наибольшей концентрацией: декан (C_{10}) с концентрацией 11,51 %; тридекан (C_{13}) с концентрацией 6,51%; пентадекан (C_{15}) с концентрацией 14,74 %; фитан ($C_{20}H_{42}$) с концентрацией 7,24 %; нонадекан (C_{19}) с концентрацией 4,6%. Средняя концентрация группы алканов от C_{10} до C_{19} равна 5,39% и 64,69% от общей концентрации. Максимальная концентрация в данной группе наблюдается у декана (C_{10}) – 11,51%, минимальная – у ундекана (C_{11}) – 0,99%.

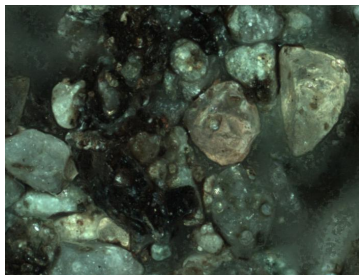


Рисунок 1 – Снимок контрольного образца керна СВН (увеличение $\times 5$)

В целом можно отметить, что в контрольном образце СВН, основная концентрация от общей массы приходится на группу алканов от C_{10} до C_{19} . С возрастанием группы алканов уменьшается их доля в общей концентрации. Это говорит о том, что в контрольном образце СВН наблюдается схожесть распределения концентрации по компонентному составу с нефтями средней вязкости. Аналогично были исследованы образцы нефтенасыщенного керна при различных видах воздействия.

После нагрева и охлаждения концентрация группы УВ C_{10} – C_{19} изменилась в 1,65 раза, или на 25%. Если технология предусматривает одновременное воздействие температуры и растворителя, то компонентный состав выделившегося СВН практически не меняется по сравнению с контрольным образцом, что свидетельствует о перспективности разработки технологий добычи СВН, предусматривающих комплексное воздействие температуры и растворителя.

Далее был проведен анализ группы алканов C_{20} – C_{29} . Наибольшая концентрация по данной группе наблюдается у образца СВН, отфильтрованного после нагрева и охлаждения, и равна 37,92%, увеличение по сравнению с контрольным образцом в 1,82 раза. Это явление объясняется тем, что в процессе нагрева вязкость нефти и она фильтруется. Затем идет образец СВН без воздействия с концентрацией 20,82%. Можно говорить о том, что в процессе нагрева увеличивается доля данной группы алканов в общей концентрации, т.е. происходят процессы, связанные с изменением агрегатного состояния вещества. У образцов, на которые оказывалось термическое воздействие доля в общей концентрации небольшая. У образца СВН, полученного из керна после нагрева и охлаждения она равна 15,02%; у образца СВН после нагрева – 14,09%; у образца СВН, полученного после нагрева и охлаждения в емкости из фольги – 16,72%. Связано это с тем, что в процессе термического воздействия алканы данной группы улетучиваются, если они не адсорбируются на поверхности образца. Условий для их адсорбирования создано не было, поэтому они улетучились и их доля умень-

шилась со сравнениу с начальным образцом.[4]

Алканы группы C_{30} - C_{40} различаются по концентрации в образцах, которые подверглись термическому воздействию и не подвергались термическому воздействию. Так, в образце СВН без воздействия доля от общей части равна 14,5%, а в образцах, которые были подвергнуты термическому воздействию – от 22,79% до 26,87%. Данное явление можно объяснить тем, что в процессе нагрева имеет место фазовое превращение, и более легкие компоненты окисляются, осмоляются и имеют больший молекулярный вес, тем самым изменяя общий состав вещества.

По данным таблицы можно отметить, что независимо от вида нагрева группа более тяжелых компонентов C_{30} - C_{40} в исследованных образцах увеличивается по сравнению с контрольным образцом.

Проведено исследование изменения свойств нефтенасыщенного керна до и после термического воздействия. Выработаны рекомендации по эксплуатации месторождений сверхвязкой нефти. [5]

Результаты работы могут быть внедрены на битумных месторождениях, а также месторождениях сверхвязкой нефти, где добыча нефти осуществляется с помощью тепловых методов.

Список использованных источников

1. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. –М.:ГЕОС, 2015. –343с.
2. Хисамов Р.С. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмизитов, А.Т. Зарипов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. – 335 с.
3. Царев, Н.И. Практическая газовая хроматография [Текст] / Н.И. Царев, В.И. Царев, И.Б. Катраков. – Барнаул.: Издательство Алтайского государственного университета. 2000. -156 с.
4. Хайвер К. Высокоэффективная газовая хроматография [Текст] / К. Хайвер.– 2006. - 134 с.
5. Шаповалова Е.Н. Хроматографические методы анализа [Текст] / Е.Н. Шаповалова, А.В. Пирогов. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова. 2007. -109 с.

Система, сбор и подготовка на Мохниковском месторождении

Киреев А. А.

(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»)

Аннотация. Добыча, сбор, подготовка и транспортировка нефти и попутного (нефтяного) газа и воды на промыслах сопровождаются неизбежными безвозвратными потерями, связанными с уровнем и соответствием применяемой технологии, оборудования и технических средств, условиями сепарации и подготовки нефти, попутного (нефтяного) газа и воды, соблюдением проектных параметров технологических процессов. Под технологическими потерями понимаются безвозвратные потери (уменьшение её массы) зависящие от исходных физико-химических свойств пластовых флюидов и степени совершенства используемых технологических процессов, технических средств и ресурсосберегающих мероприятий при сборе, подготовке и транспортировании нефти и попутного (нефтяного) газа. Целью настоящей работы является определение технологических потерь нефти и анализ методов их снижения применяемых на месторождении.

Ключевые слова: система сбора и подготовки нефти, нефтяное месторождение, сепаратор, резервуар, насос, система поддержания пластового давления

System, collection and preparation at Mochikovsky field

Kireev A.A.

Abstract. The extraction, collection, preparation and transportation of oil and associated petroleum gas and water in the fields are accompanied by unavoidable irreversible losses associated with the level and conformity of the technology, equipment and facilities used, the conditions for the separation and treatment of oil, associated gas and water, Observance of design parameters of technological processes.

Technological losses are irreversible losses (reduction of its mass), which depend on the initial physical and chemical properties of the reservoir fluids and the degree of perfection of the technological processes used, technical means and resource-saving measures in the collection, preparation and transportation of oil and associated gas. The purpose of this work is to determine the technological losses of oil and an analysis of the methods used to reduce oil used in the field.

Key words: oil collection and treatment system, oil field, separator, reservoir, pump, reservoir pressure maintenance system

Пробная эксплуатация Мохтиковского месторождения началась в 1993 году. Лицензия на право пользования недрами (ХМН №01082 НЭ от 20.04.1993г.)

Мохтиковское месторождение обустроено по однотрубной напорной герметизированной системе сбора продукции от скважины до ЦПС. На ЦПС «Мохтиковский» проводится сепарация и обезвоживание нефти до 0,1 – 1,2 %. Для обезвоживания используется отстойник ОГ-100 и технологический резервуар РВС-3000.

С ЦПС «Мохтиковский» нефть откачивается по нефтепроводу протяженностью 14 км на УПСВ «Полуденное», где нефть обезвоживается до 0,01 – 0,5 %. Резервуарный парк УПСВ «Полуденное» включает два РВС-1000 и один РВС-700.

С УПСВ «Полуденное» нефть через коммерческий узел учета откачивается по нефтепроводу протяженностью 35,1 км на УПН «Малореченская» ОАО «Томскнефть» ВНК, где нефть Мохтиковского месторождения совместно с нефтями других месторождений проходит весь технологический цикл подготовки. С УПН «Малореченская» нефть сдается на НПС «Медведево».

Схема транспортировки нефти представлена на рисунке 1.

Произдукция скважин Мохтиковского месторождения поступает на групповые замерные установки для замера дебита. После замера дебита газожидкостная смесь поступает на ЦПС «Мохтиковский». На ЦПС нефть сепарируется в устройствах предварительного отбора газа (УПОГ) и в нефтегазовых сепараторах НГС-50. Выделившийся при сепарации нефти попутный газ подается в газосепараторы, где происходит очистка попутного газа от капельной нефти. Очищенный газ подается в качестве топлива в путевой подогреватель, на ГПЗ ЗАО «Глоботэк» и на факел высокого давления.

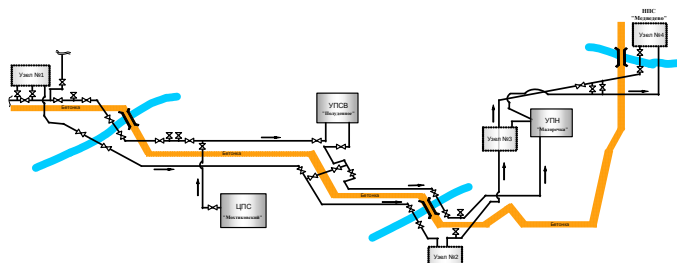


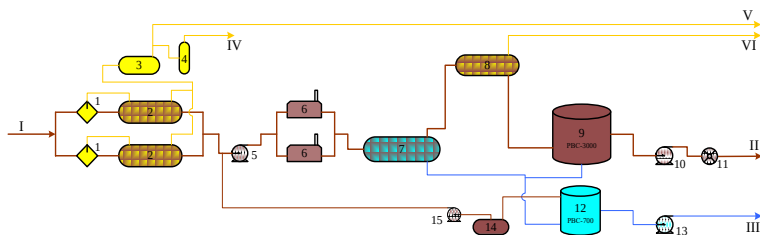
Рисунок 1 – Схема транспортировки нефти Мохтиковского месторождения

Отсепарированная нефть подается в путевые подогреватели ППТ-0,63, где нагревается до температуры 35-40оС. Нагретая нефть проходит отстойник ОГ-100, концевой сепаратор НГС-50 и поступает в резервуар РВС-3000, откуда через оперативный узел учета откачивает-

ся на УПСВ «Полуденное». Газ, выделившийся в сепараторе КСУ, направляется на факел низкого давления.

Вода, выделившаяся из нефти в отстойнике и технологическом резервуаре, собирается и очищается в подземной емкости, откуда направляется на узел налива подтоварной воды. Подтоварная вода с содержанием нефти не более 40 мг/л передается сторонней организации для утилизации.

В 2009 году вода будет очищаться в резервуаре РВС-700 до содержания нефти в воде – 30 мг/л. Уловленная нефть будет собираться в емкость, откуда возвращаться в технологическую линию подготовки нефти. Принципиальная технологическая схема ЦПС «Мохтиковский» с резервуаром очистки воды представлена на рисунке 2.



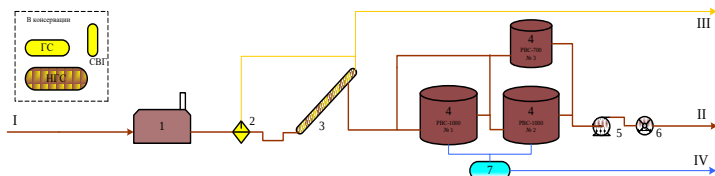
1 - УПОГ; 2 - сепаратор первой ступени.; 3, 4 - газосепаратор; 5 – насос внутренней перекачки; 6 – путевой подогреватель; 7 - отстойник; 8 – сепаратор конечной; 9 – резервуар технологический; 10 - насос откачки нефти; 11 – узел учета нефти; 12 – резервуар очистки воды; 13 – насос откачки подтоварной воды в систему ППД; 14 – емкость уловленной нефти; 15 – насос уловленной нефти.

I – нефть со скважин; II - нефть на УПСВ «Полуденное»; III – вода в систему ППД; IV – газ на подогреватель; V - газ на факел высокого давления; VI - газ на факел низкого давления

Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема ЦПС «Мохтиковский» с резервуаром очистки воды

На УПСВ «Полуденное» нефть поступает в подогреватель ПТ-16, где нагревается до температуры 35-40°C. Нагретая нефть проходит расширительную камеру, УСТН (установка сепарационная трубная наклонная) и поступает в резервуары, откуда через коммерческий узел учета откачивается на УПН «Малореченская» ОАО «Томскнефть» ВНК. Сепарационный узел (нефтегазовый сепаратор и газосепараторы) на УПСВ «Полуденное» находится в консервации.

Принципиальная технологическая схема УПСВ «Полуденное» представлены на рисунке 3.



1 – подогреватель нефти; 2 – расширитель; 3 – установка сепарационная трубная наклонная (УСТН); 4 – резервуар; 5 – насос откачки нефти; 6 – узел учета нефти; 7 – емкость подземная сбора и очистки воды.

В консервации сепарационный узел (НСГ, ГС, СВГ).

I - нефть с ЦПС «Мохтиковский»; II - нефть на Малореценскую УПН ОАО «Томск-нефть» ВНК; III - газ на факел низкого давления; IV - вода на узел налива

Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема УПСВ «Полуденное»

Нефть и нефтепродукты проходят сложный путь транспортировки, хранения и распределения. От скважин до установок нефтеперерабатывающего завода, от завода до потребителя. При этом они подвергаются многочисленным транспортным операциям, которые сопровождаются потерями, составляющими около 9% от годовой добычи нефти.

Список использованных источников

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст]: учебник / Ю.П. Желтов. – М.: ОАО Недр, 1998. – 365 с.
2. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / С.Ф. Мулявин. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2012. - 215 с.
3. Деева Т.А. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях [Текст]: учебник / Т.А. Деева, М.Р. Камартидинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Шевелев. – Томск, 2006. – 286 с

УДК 622.276

Особенности применения винтовых насосов

Горбунова В.А.

Крестовникова А.А.

(Самарский государственный технический университет)

Аннотация. В данной статье рассмотрены особенности применения винтовых насосов. Выявлена и обоснована необходимость применения винтовых насосов для вязкой нефти и большого количества механических примесей. На основе проведенных расчетов был подобран насос для конкретного месторождения.

Ключевые слова. Винтовые насосы, механические примеси, нефть, эксплуатация скважины, асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО).

UDC 622.276

Features of the use of screw pumps

Gorbunova V.A.

Krestovnicova A.A.

(Samara State Technical University)

Annotation. This article deals with the use of screw pumps. The necessity of applying screw pumps for viscous oil and a large number of mechanical impurities is revealed and justified. Based on the calculations performed, a pump was selected for a particular field.

Keywords. Screw pumps, mechanical impurities, oil, well operation, Asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD).

Мехпримеси, селеотложения, высокая вязкость нефти, снижение дебита скважин все больше и больше влияют на работу установок механизированной добычи нефти. В таких случаях ограничено использование УЭЦН, поэтому эксплуатация скважин ведется винтовыми насосами.

Главное преимущество погружных винтовых насосов по сравнению с погружными центробежными состоит в том, что с повышением вязкости до определенных пределов (200 сП) параметры насоса остаются практически неизменными, в то время как параметры центробежного насоса с увеличением вязкости резко снижаются. А при вязкости более 200 сП эксплуатация погружных центробежных насосов становится невозможной [1].

Установки таких погружных винтовых двохвонных электронасосов как УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости температурой 70°C, с содержанием механических примесей не более 0,4 г/л, свободного газа на приеме насоса – не более 50 % по объему [1].

Физико-химические свойства нефти залежи бобриковского горизонта Остролукского

месторождения: при начальных пластовых условиях нефть имеет плотность 784 кг/м^3 , динамическую вязкость $17,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, средний коэффициент объемной упругости $14,7\text{-}10 \text{ МПа}^{-1}$, газосодержание $67,3 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент $1,164$.

Произведем расчет и подбор винтового насоса на скважине №2-бис [3].

Расчет депрессии при установившемся дебите и при линейной фильтрации жидкости определяется по формуле:

$$\Delta h = Q/K \cdot p \cdot g = 80,6 \text{ м.в.ст.}, \text{ где}$$

Дебит скважины $Q = 25 \text{ т/сут}$;

Коэффициент продуктивности скважины $K = 31 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$;

Плотность воды $p = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Потребный напор для получения заданного дебита определим по выражению:

$$H_{\text{св}} = \Delta h + h_{\text{мп}} + (h_{\text{ст}} + h_z + h_c) \cdot p_{\text{ж}} + p_{\text{шт}} = 577,8 + p_{\text{шт}} (\text{м.в.ст.}), \text{ где}$$

Статистический уровень жидкости в скважине $h_{\text{ст}} = 526 \text{ м}$;

Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_z = 2,4 \text{ м}$;

Давление в сепараторе $h_c = 18 \text{ м.в.ст.}$;

Относительная плотность добываемой жидкости $p_{\text{ж}} = 910 \text{ кг/м}^3$;

$h_{\text{мп}}$ - потери напора при движении жидкости, при $Q = 25 \text{ м}^3$ и внутренним диаметром труб 60 мм близки к 0.

Полученным расчетным данным соответствует винтовой насос марки УЭВН5-25-1000, производительность $25 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напором 1000 м . Принимая схему установки без перепуска жидкости, но с установкой дополнительного сопротивления (штуцера), имеем допустимый перепад давления в штуцере $p_{\text{шт}} = 342,2 \text{ м.в.ст.}$

Также необходимо подобрать диаметр НКТ, который дает более высокий К.П.Д., учитывая прочность труб и возможность их размещения в скважине, в нашем случае это НКТ с $d_e = 48 \text{ мм}$.

При использовании винтовых насосов приходится сталкиваться с проблемами снижения производительности, нестабильной работой насоса, заклиниванием УЭВН [2].

Главными причинами является засорение механическими примесями рабочих органов установок, заклинивание рабочих агрегатов установки, снижение производительности УЭВН.

Механические примеси в своем составе имеют высокое содержание сульфидов железа, которое колеблется от 46 до 53%, далее по содержанию преобладают гипс и соли.

Данные промысловых исследований показывают, что сульфиды железа образуются в большей части в призабойной части пласта при наличии железосодержащей воды и сероводорода в результате изменения термобарических условий при движении жидкости [4].

Средняя продолжительность работы насосов составляет 486 суток, максимальная – 623, минимальная – 408 суток.

В целях сокращения количества отказов по причине засорения механическими примесями рабочих органов установок и увеличения срока эксплуатации УЭВН необходимо проведение промывки рабочих органов насосной установки специальными составами, содержащими ПАВ, способными растворять АСПО и вымывать механические примеси (марки «Акватек» 400 с добавлением технологических жидкостей на углеводородной основе) из рабочих органов насоса.

Список используемых источников

1. Жулаев В.П., Султанов Б.З. Винтовые насосные установки для добычи нефти: Учебное пособие. – Уфа: Изд – во УГНТУ, 1997.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самара: Кн. изд., 1996.
3. Мищенко И.Т., Расчеты в добыче нефти, М., Недра, 1989.
4. Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения. М., 1983. 100 с. Обзор, информ. ВНИИОЭНГ. (Сер. Нефтепромысл. дело; Вып. 11(29)).

5. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.

УДК 622.276

Предупреждение замерзания и последствий замерзания устья нагнетательных скважин
Кулешова Л.С

(Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьский)

Хакимова А.И.

(Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьский)

Аннотация. В статье рассмотрена проблема замораживания устья скважин в зимний период эксплуатации. Рассмотрены различные конструкции устьевой арматуры, отмечены их недостатки вследствие их конструктивных особенностей. В работе предложена усовершенствованная конструкция устьевой арматуры, а также рассмотрены способы предотвращения разрыва подводящих трубопроводов к устью скважин.

Ключевые слова: нагнетательная скважина, зимний период, замерзание, конструкция, теплоизоляция, устье скважины, арматура

UDC 622.276

Preventing wellhead of injection wells from freezing and avoiding its consequences
Kuleshova L.S

(Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa State Petroleum Technological University», branch in the city of Oktyabrsky)

Khakimova A.I.

(Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa State Petroleum Technological University», branch in the city of Oktyabrsky)

Abstract. The article presents the problem of wellhead freezing in winter exploitation session. Different constructions of wellhead setup and their disadvantages because of their construction feature are discussed. The authors of the article suggest the improved construction of wellhead setup as well as the ways of preventing fracturing of wellhead inlet lines.

Keywords: injection well, winter session, freezing, construction, thermal insulation, wellhead, wellhead setup

Нефтедобывающая промышленность в зимний период сталкивается с проблемой замораживания промыслового оборудования. Причем данный вопрос столь актуален, что он нашел отражение в большинстве регионов России. Повсеместно каждый год застывают сотни скважин [1]. На сегодняшний день действительно сформировалась потребность в предупреждении замерзания устья нагнетательных скважин.

Благоприятные геолого-физические условия месторождений при заводнении нефтяных залежей обеспечивает нефтеотдачу пластов до 60-65 % и более. При увеличении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов полнота охвата пластов заводнением и конечная нефтеотдача снижаются. В месторождении слон, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых нефтенасыщенных слоях, зонах, участках. Вследствие этого, между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. [2] Обычное заводнение позволяет дополнительно охватить заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенные зоны и участки, способствует таким образом увеличению нефтеотдачи пластов, продлению безводного периода добычи нефти, уменьшению

относительных объемов добываемой воды и т.д.

Одним из более действенных способов достижения указанной цели служит циклическое нестационарное заводнение послыно неоднородных продуктивных пластов. Каждый цикл состоит из двух периодов. В первом периоде происходит отбор жидкости добывающими скважинами (при остановленных нагнетательных), и упругий запас пласта исчерпывается. Во втором периоде вступают в работу нагнетательные скважины (при остановленных добывающих), восполняя закачкой упругий запас. [3] Причем каждый период состоит из двух этапов. Обычный упругий режим, пока волна понижения или повышения пластового давления не достигает границы рассматриваемого элемента, соответствует первому этапу. Когда давление во всем пласте понижается при работе только добывающих скважин или повышается, при работе нагнетательных скважин наблюдается замкнутый упругий режим (второй этап). В результате такого нестационарного изменяющегося по времени воздействия в пластах периодически проходят волны повышения и понижения давления (градиенты гидродинамических давлений). [4] Нестационарное заводнение пластов, создающее знакопеременные перепады давления между зонами (слоями) разной насыщенности (проницаемости), способствует преодолению прерывистого характера проявления капиллярных сил, выравниванию насыщенностей, т.е. повышению охвата заводнением неоднородных пластов.

В период отрицательных температур окружающей среды замерзанию подвержены наземная арматура и водоводы скважин, а также, устья нагнетательных скважин, особенно при закачке минерализованных вод. Кроме того, эксплуатация трубопроводов и скважин в условиях низких температур окружающего грунта сопряжена с многочисленными трудностями, таким как: образование ледяных пробок (для воды), повышение его вязкости (для нефти) и образование гидратных пробок (для газа). Наиболее опасен период пуска, так как в этот период наиболее велики тепловые потери.

При низких температурах, для поддержания скважины в работоспособном состоянии, требуется вспомогательное применение электронагревательных элементов трубопроводов с последующей теплоизоляцией [5], что гарантирует предупреждение замерзания устьевой арматуры при любых режимах (непрерывный, циклический и пр.) работы и остановок скважины в течение неограниченного времени. Данную технологию рекомендуется использовать в малодобитном обводненном фонде нефтедобывающих скважин, что уменьшит их простой в зимнее время электропрогрева, а также позволяет круглогодично использовать циклическую систему заводнения.

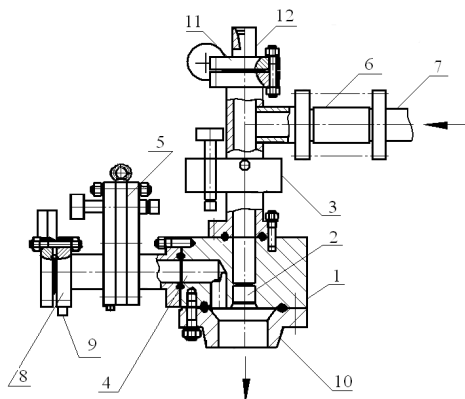
Еще одним из методов, способствующих решению задачи, являются конструктивные изменения в существующей устьевой арматуры нагнетательных скважин.

Надежность работы устьевой арматуры нагнетательной скважины в зимнее время возможно повысить сокращением количества застойных зон без движения воды в технологических каналах и в патрубках устьевой арматуры, а также облегчением установки и снятия арматуры в сборе без ее разборки. Предлагается конструкция [6] устьевой арматуры (рис. 1), включающая трубную головку, переводник и тройник в едином корпусе, в котором выполнены технологические каналы, причем напорная линия присоединена к центральному каналу через механически регулируемый штуцер, а застойные зоны патрубков снабжены пробками на фланцах для удаления воды и замены ее на антифриз [7]. Фланец центрального канала снабжен муфтой с возможностью присоединения подъемного патрубка.

Конструкция теплоизоляции также упрощается [8] и предполагает разработку такой унифицированной конструкции, которая будет пригодна для всей устьевой арматуры нагнетательных скважин. Кроме того, муфта с подъемным патрубком, которые установлены на фланце центрального канала, позволяют снимать и устанавливать арматуру в сборе, а механически регулируемый штуцер позволяет точно регулировать расход закачиваемой воды в скважину.

Предотвратить разрыв трубопровода простаивающей скважины внутренним давлением возможно перепуском избыточной жидкости [9] путем установки для образования канала перфорированной трубки, внутри (в канале) которой располагают компенсирующий

сплошной эластичный элемент в виде резинового шнура. Концы перфорированной трубки закрепляют сваркой. Для изготовления резинового шнура используется эластичный материал, например, резина с модулем упругости (модулем Юнга) $0,2-2 \text{ кг/мм}^2$ [10]. В данном случае эластичный шнур напоминает газ, который так же, как мягкая резина, способен совершать большие обратимые изменения формы, т.е. при всестороннем сжатии эластичный резиновый шнур принимает на себя всю нагрузку от увеличения давления, тем самым разгружая трубопровод. Поэтому в закрытом пространстве трубопровода сохраняется первоначальное давление после полного замерзания воды.



1 – единый корпус (трубная головка, переводник для подвески колонны НКТ); 2 – центральный канал; 3 – концевая задвижка; 4 – выкидной канал; 5 – концевая задвижка выкидного канала; 6 – механически регулируемый штуцер напорной линии; 7 – напорная линия; 8 – патрубок с фланцем; 9 – пробка для слива воды и залива антифриза; 10 – колонный фланец; 11 – фланец центрального канала; 12 – муфта фланца центрального канала

Рисунок 1 – Арматура устьевая для нагнетательных скважин

В отличие от известных способов и устройств, где возможно перемещение измененного объема воды и льда вдоль трубки, в трубопроводе простаивающей скважины такая возможность отсутствует, так как трубопровод обычно бывает полностью заполнен водой и избыточной воде при образовании льда перемещаться некуда [11]. Таким образом, при применении данного способа избыточный объем льда сжимает эластичный резиновый шнур. В результате внутреннее давление в трубопроводе при замерзании в нем воды не разрывает трубопровод.

Список использованных источников

1. Грязнов. Г.С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты. М., Недра, 1969, 168 с.
2. Марамзин А.В. Опыт бурения геолого-разведочных скважин в мерзлых породах. М., Госгеолтехиздат, 1963, 72 с.
3. Kuleshova, L.S. On the aspects of application of liquid thermal insulation for preventing wellhead equipment from freezing [Text] / L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova, R.R. Kadyrov // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 260-264.

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

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

6. Патент №48606(13) на полезную модель Российская Федерация, МПК7 E21В 33/03, Арматура устьевая для нагнетательных скважин. Габдрахманов Р.А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть», опубл. 27.07.2005.

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

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

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

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

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

12. Фаттахов, И.Г. Увеличение извлекаемых запасов нефти нетрадиционными методами на нефтяных месторождениях западной Сибири [Текст] / Т.Ю. Юсифов, Д.И. Ахметшина, А.Р. Сафиуллина, А.И. Хакимова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №2, часть 2. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21847>

13. Хакимова, А.И. Методика формирования исследовательских компетенций у студентов младших курсов технического вуза [Текст] / К.Ф. Габдрахманова, А.И. Хакимова // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – №10. – С. 78-81.

УДК 622.276.1/4

Анализ проблем эксплуатации малodeбитных скважин, оборудованных ШСНУ (на примере НГДУ «Джалильнефть» и НГДУ «Альметьевнефть»)

Курбиева Г.В., Ярмухаметов И.Н.

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Аннотация. Современное состояние развития нефтегазового комплекса России на протяжении последних 10 лет характеризуется не только высокими темпами добычи нефти, но и, к сожалению, ростом фонда малodeбитных скважин. К категории малodeбитных скважин можно отнести скважины, которые по тем или иным причинам характеризуются относительно невысокими объемами добычи нефти (жидкости) за одни сутки. В работе рассмотрены основные причины выхода малodeбитных скважин в ремонт и применяемые методы и средства борьбы с возникающими осложнениями.

Ключевые слова: малodeбитные скважины, износ клапанных узлов, отложения АСПО, на-

сос меньшего типоразмера со стеллитовыми клапанными парами типа “ST”, скользящие скребки-центраторы.

UDC 622.276.1/4

Analysis of exploitation problems of low-yield wells, equipped SRPU (in the case of OGPД «Jalilneft» and «Almetyevneft»)

Kurbieva G.V., Yarmukhametov I.N.

(Almetyevsk state oil institute)

Abstract. The current state of development of Russia's oil and gas complex over the past 10 years is characterized not only by the high rates of oil production, but, unfortunately, by the growth of the fund for low-yield wells. In the category of low-yield wells, it is possible to include wells that for one reason or another are characterized by relatively low volumes of oil (liquid) production per day. The paper considers the main reasons for the emergence of low-yield wells in repairs and the methods and means used to combat emerging complications.

Key words: low-yield wells, wear of valve assemblies, asphaltene, resins and paraffin deposits, pump of a smaller size with stellite valve pairs of type “ST”, sliding scrapers-centralizers.

Целью данной работы является анализ проблем, возникающих при эксплуатации малодебитного фонда скважин, оборудованных ШСНУ. Объектами исследования являются залежь №31 НГДУ «Джалильнефть» и Северо-Альметьевская площадь НГДУ «Альметьевнефть», так как вопросы эксплуатации малодебитных скважин для данных объектов достаточно актуальны: фонд малодебитных скважин залежи №31 составляет 13 единиц или 24% от действующего фонда скважин, а по Северо-Альметьевской площади – 34 единицы или 10% от действующего фонда скважин. При этом фонд малодебитных скважин с каждым годом увеличивается.

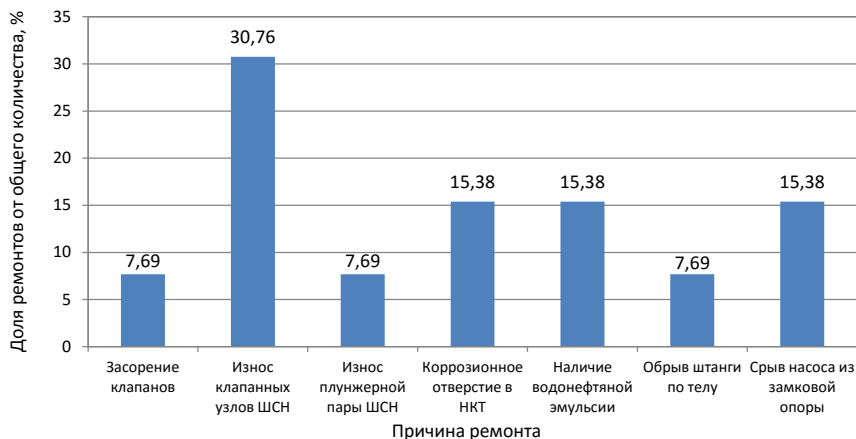


Рисунок 1 – Распределение причин ремонтов малодебитных скважин залежи №31

На рисунке 1 показано распределение причин ремонтов малодебитных скважин залежи №31 Ромашкинского месторождения НГДУ «Джалильнефть». Исходя из этих данных, можно сказать, что основной причиной выхода малодебитных скважин в подземный ремонт является износ клапанных узлов ШСНУ – 4 случая (30,76%). Основной причиной износа и разрушения оборудования является наличие большого количества механических примесей в добываемой продукции.

Распределение причин ремонтов малодебитных скважин Северо-Альметьевской пло-

шадя показано на рисунке 2. Наиболее распространенными причинами ремонтов являются отложение парафина в ГНО (5 случаев, или 33,34% от общего числа ремонтов) и обрыв штанг у скребка (3 случая, или 20%). Возможной причиной обрыва штанг у скребка является интенсивное отложение парафина на стенках НКТ. Преобладание отложений парафина среди всех осложнений связано, в первую очередь, с низкими скоростями откачки пластовых флюидов из малодебитных скважин и малой обводненностью продукции данных скважин.

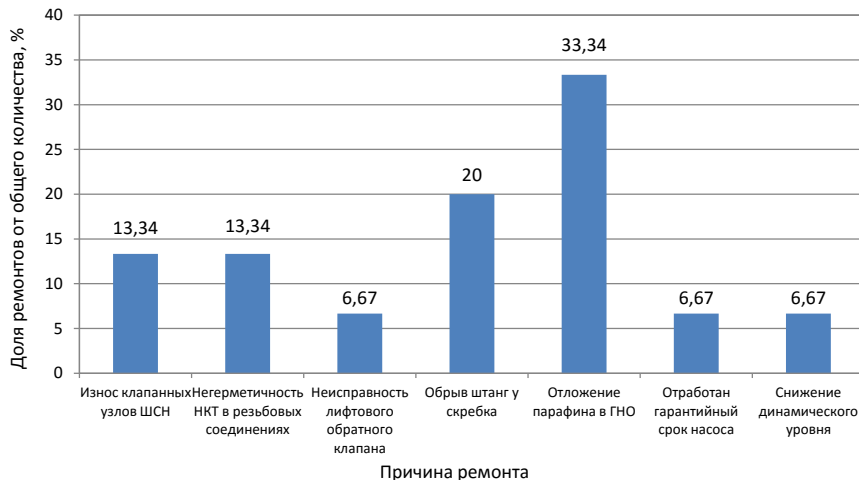


Рисунок 2 – Распределение причин ремонтов малодебитных скважин Северо-Алметьевской площади



Рисунок 3 – Технологическая эффективность применения методов борьбы с износом клапанных узлов ШСН малодебитных скважин залежи №31

Наиболее эффективными методами снижения количества эксплуатационных отказов по причине износа клапанных узлов ШСНУ на залежи №31 являются:

- установка песочного якоря с хвостовиком и шламоуловителем осуществляется с целью сепарации песка от жидкости;
- замена насоса на насос меньшего типоразмера со стеллитовыми клапанными парами типа «ST» осуществляется с целью уменьшения вредного пространства и повышения долговечности работы насоса.

Результаты расчета технологической эффективности методов борьбы с износом клапанных узлов ПНС малodeбитных скважин залежи №31 показывают, что замена насоса на насос меньшего типоразмера со стеллитовыми клапанными парами типа «ST» имеет наибольший технологический эффект, так данное мероприятие способствует получению дополнительной добычи нефти в количестве 7,41 т (3,7 т/скв) (рисунок 3).

Среди всех методов борьбы с отложениями парафина на Северо-Альметьевской площади наибольший прирост дополнительной добычи нефти в количестве 2,114 (1,057 т/скв.) тонн наблюдается при внедрении скользящих скребков-центраторов (рисунок 6).



Рисунок 4 – Технологическая эффективность применения методов предотвращения и удаления отложений парафина в условиях Северо-Альметьевской площади

Список использованных источников

1. Ивановский, В.Н. Вопросы эксплуатации малodeбитных скважин механизированным способом [Текст] / В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2010. – №7. – с. 4.
2. Рабинович, А.И. О границе энергоэффективности УЭЦН и УШГН [Текст] / А.И. Рабинович // Инженерная практика. – 2012. – №10. – с. 10.
3. Салихов, Р.М. Современное состояние механизированного фонда скважин ОАО «Самотлорнефтегаз» [Текст] / Р.М. Салихов // Инженерная практика. – 2013. – №4. – с. 16.
4. Хайновский, Ю.Н. Состояние эксплуатации малodeбитных скважин и применение интеллектуальных СУ УШГН в ОАО «Оренбургнефть» [Текст] / Ю.Н. Хайновский // Инженерная практика. – 2014. – №11. – с. 58.
5. Трулев, А.В. Новое оборудование ОАО «АЛНАС» для скважин с осложненными условиями эксплуатации [Текст] / А.В. Трулев // Инженерная практика. – 2015 г. – №12. – с. 71.

Совершенствование технологии термогравитационного дренирования пласта путем численного моделирования для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения

Меньшикова Ирина Николаевна

(ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»,
ассистент кафедры РЭНГМуПГ, магистрант)

Аннотация. В статье рассмотрены проблемные вопросы применения технологии SAGD в отечественной и мировой практике. Построена гидродинамическая модель участка Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения высоковязкой нефти. В результате расчета технологических показателей выявлено, что приемистость теплоносителя по стволу горизонтальной скважины длиной до 1000 м неравномерна, что обусловлено геологической неоднородностью разреза, осложненного разломами и непродуктивными пропластками, препятствующими эффективному распространению паровой камеры. Для совершенствования технологии SAGD для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения разработана технология, обоснованная численным моделированием, основанная на поэтапном вводе секторов горизонтальных скважин, что способствует равномерному распространению паровой камеры.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, SAGD, дифференцированный SAGD, DSAGD, гидродинамическое моделирование, Ярегское нефтяное месторождение.

Improvement of sagd technology by numerical simulation for conditions Lyael area Yarega field

Menshikova I. N.

(Ukhta State Technical University)

Abstract. Problematic issues of application of SAGD technology in the foreign and domestic practice are considered. Hydrodynamic model of the Yarega oilfield is built. Technological development indicators are calculated. The authors found that the injection of steam on the trunk horizontal well length of 1000 m is uneven. The authors have developed a new technology based on a phased work of horizontal wells sectors. This technology promotes uniform spread of the steam chamber.

Keywords: heavy oil, SAGD, differentiated SAGD, DSAGD, hydrodynamic modeling, Yarega oil-field

В настоящее время потенциальные мировые ресурсы тяжелых нефтей и битумов превышают запасы традиционных нефтей. Причем их удельный вес в структуре углеводородного сырья неуклонно увеличивается.

Одной из наиболее перспективных технологий термического извлечения тяжелых нефтей и природных битумов из горизонтальных скважин является процесс гравитационного дренирования при закачке пара (steam assisted gravity drainage – SAGD).

В ходе данного процесса две горизонтальные скважины, разделенные расстоянием по вертикали (от 5 до 10 м), проходят около подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для закачки пара, который поднимается вверх и создает над скважиной паровую камеру, а нижняя скважина используется для сбора добытой жидкости (пластовой воды, конденсата и нефти). Пар конденсируется на границе камеры, нагревая и увлекая нефть в эксплуатационную скважину.

Этот процесс впервые начал реализовываться на Ярегском месторождении (1968 г) в термошахтной модификации. В современной модификации метод парогравитационного дренирования был разработан Р.М. Батлером в 1978 году [1].

Технология SAGD применяется в большей степени в Канаде; в России применяется в Республике Коми (Ярегское и Усинское месторождение) и Республике Татарстан (Ашальчинское месторождение) [2, 3].

В настоящее время на участке ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения применяется технология встречного SAGD. Разработка Лыаельской площади осложняется наличием разломов, наличием слабопроницаемых пропластков, а также малыми толщинами

на преобладающей части месторождения [3].

Для изучения механизма термогравитационного дренирования пласта на участке Лыаельской площади была построена геолого-фильтрационная модель ее сектора (рисунок 1). Размеры ячейки модели: $10 \times 10 \times 0,5$ м. Количество ячеек модели по горизонтали: 119×7 . Количество слоев по вертикали: 90. Общее количество ячеек: 74970.

В каждой из моделей размещены две горизонтальные скважины, находящиеся одна над другой на расстоянии 5 м. Верхняя скважина является нагнетательной, нижняя – добывающей (технология встречного SAGD).

Контроль работы нагнетательных и добывающих скважин осуществляется путем задания следующих ограничений:

- максимальное забойное давление нагнетательной скважины: 2500 кПа;
- степень сухости пара 0,7;
- минимальное забойное давление добывающей скважины: 600 кПа;
- максимальная добыча жидкости: $150 \text{ м}^3/\text{сут.}$

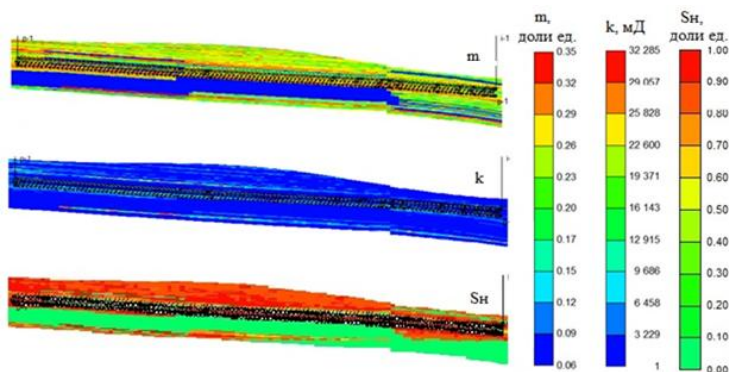


Рисунок 1 – Геолого-фильтрационная модель сектора участка Лыаельской площади

Моделирование проводилось на срок 12 лет. Динамика температурного поля представлена на рисунке 2.

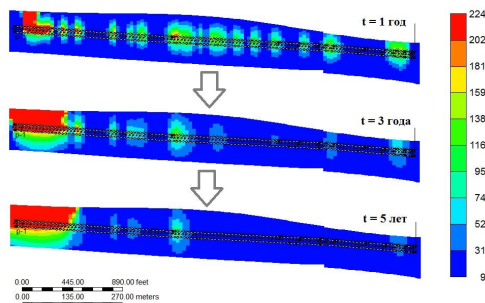


Рисунок 2 – Распределение температуры в модели

Таким образом, по сектору участка исследования за 12 лет моделирования добыто

333,4 тыс. т жидкости, 74,9 тыс. т нефти, закачано 284,8 тыс. т пара, при этом коэффициент извлечения нефти достиг 15,69 %, а накопленное ПНО составило 3,80 т/т.

Опираясь на динамику распределения температуры в разрезе системы «нагнетательная-добывающая» скважины, установлено, что теплоноситель после 5 лет закачки преимущественно распространяется только в одной области. Исходя из этого технология SAGD для условий Лыаельской площади требует процедуры оптимизации.

Для совершенствования технологии ТГДП для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения разработана технология, обоснованная численным моделированием, основанная на дифференцированном термогравитационном дренировании пласта (differentiated steam assisted gravity drainage – DSAGD).

Технология включает в себя бурение горизонтальных нагнетательных и двухустевых добывающих скважин, горизонтальные участки которых размещены параллельно один над другим в продуктивном пласте. При этом конструкции скважин предусматривают независимую посекционную закачку пара через нагнетательную скважину и посекционный отбор продукции через добывающую скважину. Для этого скважины разбиваются на две секции специальными техническими средствами, секция нагнетательной скважины расположена строго над секцией добывающей скважины. Секции работают одновременно и независимо друг от друга.

Данная технология позволяет повысить нефтеотдачу пласта, увеличить охват пласта тепловым воздействием за счет перераспределения давления в пласте.

Для реализации данной стратегии был реализован численный эксперимент. Горизонтальные участки скважин были разбиты на 2 секции по 500 м. Результаты моделирования представлены на рисунке 3.

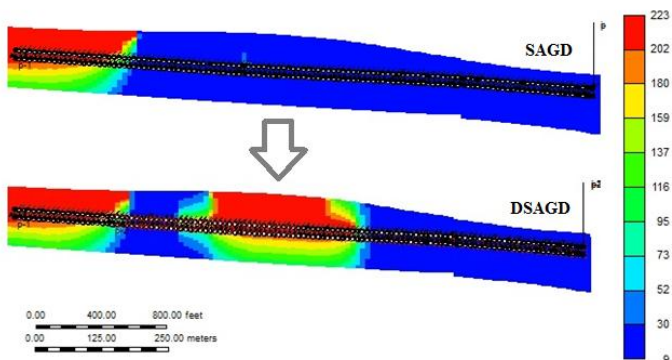


Рисунок 3 – Распределение температуры в модели на конец периода разработки (12 лет)

Согласно представленным результатам расчета установлено, что за счет регулирования и контролирования процесса закачки теплоносителя в горизонтальную скважину позволяет повысить охват тепловым процессом, что в конечном счете отражается на конечном коэффициенте извлечения нефти. Установленный механизм термогравитационного дренирования пласта в условиях Лыаельской площади показывает, что процесс распространения паровой камеры будет зависеть от геологических особенностей залежи, о чем свидетельствует фактическое распределение температуры по стволу добывающей скважины.

Как видно из рисунка 3, правая часть пласта не достаточно полно вовлекается в процесс разработки, что объясняется малыми нефтенасыщенными толщами. Поэтому в случае малых толщин продуктивного пласта (до 6-8 м), данная технология требует применения однокважинного дифференцированного термогравитационного дренирования, сочетающего

одновременную закачку пара и одновременный отбор нефти.

Процесс перераспределения давления при закачке пара зависит от эпоры давления, которую разработанная технология позволяет менять и оптимизировать путем работы насосов в краевых зонах продуктивного пласта, что положительно сказывается на распространении паровой камеры. Так для данного участка в процессе реализации данной технологии прирост коэффициента нефтеизвлечения составил более 12,7 % по сравнению с классической технологией. Таким образом, значение КИН при технологии DSAGD составило 28,4 %, а ПНО при этом равно 2,82 т/т.

Величина данного прироста также зависит от количества секций для дифференцированной разработки, что требует развития технических средств и разработки алгоритма, позволяющего обосновать эффективные конструкции.

Список использованных источников

1. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов [Текст]: учебное пособие / А.А. Липаев. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
2. Маганов, Н.У. Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти [Текст] / Н.У. Маганов [и др.] // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – №5. – С. 60-63.
3. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов [Текст]: монография / Л.М. Рузин [и др.]. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

Связь между коллекторскими свойствами продуктивных пластов и параметрами распределения фильтрационных каналов по размерам

Мингулов Илдар Шамилевич

*(Нефтегазодобывающее управление «Туймазанефть»,
г. Октябрьский, Россия)*

Аннотация: Получены аналитические выражения для расчета параметров плотности распределения поровых каналов через значения коллекторских свойств продуктивных пластов. Показано, что левая ветвь и положение максимума плотности распределения определяются остаточной водонасыщенностью, а правая ветвь – проницаемостью коллектора.

Ключевые слова: поровые каналы, распределение, коллекторские свойства, гранулярный коллектор.

Productive layers reservoir properties – filtration channels distribution parameters by size relationship

Mingulov Ildar Shamilevich

*(Oil and gas production department «Tuimazanefit»,
Oktyabrsky City, Russian Federation)*

Abstract: The analytical expressions for calculating the parameters of the pore channel density distribution using the values of reservoir properties of productive layers were received. It is shown that the left leg and position of the maximum density distribution are determined by the residual water saturation, and the right branch – by reservoir permeability.

Keywords: pore channels, options, distribution, reservoir properties, granular collector.

Очевидно, что фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определяются структурой пустотного пространства породы.

Для получения формул зависимости плотности распределения от коллекторских свойств породы используем формулы для трубчатой модели пустотного пространства с учетом распределения поровых каналов по размерам. При этом можно использовать как распределение числа поровых каналов $f(\rho)$, так и распределение объемов поровых каналов $V(\rho)$ по радиусам. По данным капилляр и метрических исследований получают распределение объемов поровых каналов.

В работах [1-4] в качестве плотности расширения объемов поровых каналов нами предложена следующая формула:

$$V_{(\rho)} = \frac{\lambda^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \cdot \rho^{\alpha-1} \cdot e^{-\alpha\rho}, \quad (1)$$

где α и λ – параметры распределения;

$\Gamma(\alpha)$ – гамма функции;

ρ – радиус порового канала.

При использовании распределения объемов поровых каналов для коэффициента проницаемости $K_{пр}$ легко получить следующее выражение через параметры распределения:

$$K_{пр} = \frac{1}{8} \cdot K_n^m \cdot (\bar{\rho}^2 + D), \quad (2)$$

где K_n – коэффициент пористости;

$\bar{\rho}$ – средний радиус;

m – показатель цементности;

D – дисперсия распределения.

Отметим, что данная формула справедлива для произвольной функции распределения.

Перейдем к выражению для остаточной водонасыщенности. По данным многочисленных исследований остаточная водонасыщенность определяется удельной поверхностью коллектора. Довольно тесная связь между коэффициентами проницаемости и остаточной водонасыщенности наблюдается практически во всех гранулярных коллекторах. Можно показать, что такая связь осуществляется именно через удельную поверхность. При этом расчеты показывают, что для коллекторов одного и того же класса средняя толщина пленки связанной воды остается примерно одинаковой и определяется степенью гидрофильности коллектора. С увеличением гидрофильности возрастает толщина пленки связанной воды и, при прочих равных условиях, увеличивается коэффициент остаточной водонасыщенности [5-15].

Таким образом, можно предположить, что самые мелкие поровые каналы, радиус которых не превышает толщину пленки, полностью заполнены связанной водой, а более крупные – только частично, в соответствии с величиной их поверхности.

Исходя из вышеизложенного, формула для остаточной водонасыщенности $K_{во}$ будет иметь следующий вид:

$$K_{во} = \int_0^\delta \left(1 - \frac{\delta}{\rho}\right) \cdot V(\rho) \cdot d\rho + 2\delta \cdot \int_\delta^\infty \frac{V(\rho)}{\rho} d\rho, \quad (3)$$

где δ – толщина пленки связанной воды;

Поскольку толщина пленки связанной воды обычно мала ($\delta \leq 1$ мкм), то, как показывают расчеты, величиной первого интеграла в области коллекторов можно пренебречь (для не коллекторов, очевидно, величина этого интеграла существенно возрастает).

Подставим в формулу (3) выражение для функции распределения поровых каналов и вычислим интеграл. Окончательно получим:

$$K_{во} = \frac{2\delta \cdot \lambda}{\alpha - 1}.$$

Учитывая соотношения для среднего радиуса $\bar{\rho}$ и дисперсии D через параметры α и λ данная формула принимает следующий вид:

$$\bar{\rho}^2 - D = \frac{2\delta}{K_{во}} \cdot \bar{\rho}.$$

Таким образом, для определения параметров распределения поровых каналов по радиусам получим следующую простую систему двух уравнений:

$$\bar{\rho}^2 + D = \frac{8 \cdot K_{пр}}{K_n^m}$$

$$\bar{\rho}^2 - D = \frac{2\delta}{K_{во}} \cdot \bar{\rho}$$

Решение системы дает следующие выражения для среднего радиуса и дисперсии:

$$\bar{\rho} = \frac{1}{4} \cdot \left(r_0 + \sqrt{r_0^2 + \theta^2}\right)$$

$$D = \bar{\rho}^2 - \theta^2,$$

$$\text{где } r_0 = \frac{2\delta}{K_{\text{во}}}, \quad \theta^2 = \frac{8 \cdot K_{\text{др}}}{K_m^n}.$$

Параметры распределения через средний радиус и дисперсию выражаются известными формулами:

$$\alpha = \frac{\rho^2}{D}; \quad \lambda = \frac{\rho}{D}.$$

Предлагаемый подход к определению параметров распределения поровых каналов по размерам позволяет получить достаточно устойчивое решение данной проблемы.

Это связано с тем, что коэффициент проницаемости выражается через среднее значение квадрата радиуса, а коэффициент остаточной водонасыщенности – через гармоническое значение радиуса поровых каналов.

В соответствии с этим коэффициент проницаемости в основном определяет правую, нисходящую ветвь, а остаточная водонасыщенность – левую, восходящую ветвь распределения поровых каналов по размерам.

Отметим, что предварительно на основе данных лабораторных исследований должна быть выполнена достаточно сложная процедура нормировки значений радиусов r_0 и θ с целью определения средней толщины связанной воды и уточнения показателей степеней, входящих в основные уравнения. При этом необходимо также располагать данными капиллярно-метрических исследований на отдельных образцах пород [16-18].

Список использованных источников

1. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
2. Ахметов, Р.Т. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 341-352.
3. Ахметов, Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87-89.
4. Ахметов, Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62-63.
5. Мухаметшин, В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 9-3. – С. 11-12.
6. Мухаметшин, В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 9-4. – С. 47-50.
7. Зейгман, Ю.В. Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности контроля и регулирования процесса воздействия на пласт [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 138 с.
8. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
9. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.
10. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / Андреев В.Е., Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 13-4. – С. 89-96.
11. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин,

В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижов, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 13-4. – С. 132-136.

12. Ахметов, Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 14-2. – С. 34-37.

13. Ахметов, Р.Т. Оценка характера смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.В. Мухаметшин // Проблемы экономики, организации и управления в России и мире – 2016: материалы XII Международной научно-практической конференции / отв. редактор Н.В. Уварина. – Прага: Изд-во WORLD PRESS s.r.o., 2017. – С. 14-17.

14. Новые тампонирующие материалы на основе модифицированного цемента и полимеров [Текст] / В.В. Мухаметшин, Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, Ю.В. Зейгман // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 41-46.

15. Ахметов, Р.Т. Оценка степени смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // I научно-практическая конференция с международным участием – 2016: сборник тезисов / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 31.

16. Кнеллер, Л.Е. Геофизические исследования скважин [Текст] / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с.

17. Ахметов, Р.Т. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.

18. Ахметов, Р.Т. Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 94 с.

УДК 622.276:245

Исследование особенностей набухания глин от физико-химических свойств закачиваемой воды

Мифтахова Г.М., Быковский Н.А., Лутова Л.А.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Стерлитамаке, кафедра ИМФ, доцент, кафедра АТИС, доцент, кафедра ИМФ, зав.лабораториями)

Аннотация. Исследовано влияние воды, подвергнутой воздействию электрического поля, на процесс набухания глинистых минералов. Выявлена зависимость коэффициента набухания пластовой глины от водородного показателя пресной воды. Установлено, что электрообработка минерализованной сточной воды практически не влияет на интенсивность набухания глинистых материалов.

Ключевые слова: коэффициент набухания, электрообработка, Na-бentonитовая глина, водородный показатель, нефтяной пласт, набухание.

UDC 622.276:245

Study of the swelling clays from physico-chemical properties of the injected water
Miftahova G. M., Bykovsky N. A. Lutova L.A.

(Branch of the Ufa state petroleum technological University in Sterlitamak, Department of IMF, associate Professor, Department of ATIS, associate Professor, Department of IMF, the head.laboratories)

Abstract: The influence of water exposed to electric field on the swelling of clay minerals is investigated. The dependence of the coefficient of swelling clay formation from the hydrogen index of fresh water is revealed. It is established that electrical processing of mineralised waste water has virtually no effect on the swelling intensity of clay materials.

Keywords: coefficient of swelling, electrical processing, Na-bentonite clay, pH, oil reservoir,

swelling.

Одним из наиболее значимых факторов, вносящих свой вклад в ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, является присутствие частиц глинистых минералов в поровом пространстве горной породы [1]. Глинистые составляющие горных пород при фильтрации воды способны набухать. Величина и характер набухания глин зависит от химического состава воды в поровом пространстве, ее минерализации, состава обменных ионов, условий соприкосновения воды с породой, минералогического, гранулометрического состава пород, структуры породы. Обработка промышленных стоков в постоянном электрическом поле приводит к значительному снижению содержания в ней эмульгированной нефти, механических примесей, повышает качество очистки и может быть использована в системе поддержания пластового давления [2,3,4]. Поэтому практический интерес представляет изучение влияния на набухаемость глины электрообработанной воды, закачиваемой в пласт.

Для изучения процессов набухания использовали дистиллированную воду с pH 5,9, нефтепромысловую сточную воду с pH 6,85 и пресную воду с pH 7,0 с общей минерализацией 62,97 г/л и 0,43 г/л соответственно. Водородный показатель исследуемых сточной и пресной вод изменяли действием на них постоянного электрического поля в диафрагменном электролизере. Движение ионов солей в электрическом поле и электродные процессы позволяют в катодном пространстве повышать pH до 11-12, а в анодном - понижать pH до 1-2. [5]. Опыты выполняли на приборе Жигача-Ярова, принцип действия которого основан в измерении объемных изменений глинопорошка в исследуемом реагенте. В качестве образца глинистого цемента был взят тонкодисперсный порошок Na-бентонитовой глины, способной к максимальному набуханию в водной среде. Известно, что монтмориллониты имеют трехслойный тип структуры и отличаются слабыми межпакетными связями из-за сосредоточения заряда глинистых частиц в среднем, удаленном алюмооктаэдрическом слое. Отсутствие прочной связи между слоями в монтмориллоните обуславливает при гидратации раздвижение отдельных пакетов на весьма значительные расстояния вплоть до сотен ангстрем, и способствует увеличению объема связанной с глинистыми частицами воды. Исследования кинетики набухания позволили установить, что процесс набухания Na-бентонитовой глины в дистиллированной и пресной воде происходит в течение 5-6 суток, при чем в течении первых суток наблюдается увеличение объема пробы в среднем в два раза. Продолжительность набухания глины в сточной воде составляет примерно 1,5-2 суток. Интенсивность взаимодействия монтмориллонитовой глины с водой оценивали по коэффициенту набухания, отражающего процесс поглощения и связывания определенных объемов воды поверхностью дисперсных частиц глины. Максимальная величина коэффициента набухания ($k=8.06$) Na-бентонитовой глины наблюдается в дистиллированной воде. Отсутствие ионов солей в дистиллированной воде, во-первых, обуславливает отсутствие сжимающего действия на двойной электрический слой глинистых частиц, образованный гидратированными ионами натрия. Во-вторых, всасываемая вода имеет наиболее высокую осмотическую активность, так как не испытывает дестабилизирующего (структурирующего) действия посторонних ионов. Увеличение минерализации воды приводит к понижению коэффициента набухания. Так, при pH=7 коэффициент набухания глины в пресной воде составляет 6.34, а в сточной воде –3.53 [6]. Такое изменение коэффициента набухания связано с содержанием двухвалентных катионов в воде. Последние, имея более высокую плотность заряда и большую адсорбционную способность, вытесняют ионы натрия из поверхностного слоя, значительно экранируют поверхностный заряд частиц, сводя к минимуму способность глины к диссоциации и её осмотическую активность, а следовательно, и гидрофильность. Зависимость коэффициента набухания Na-бентонитовой глины от величины pH воды, обработанной постоянным электрическим полем, приведена на рис.1, из которой следует, что коэффициент набухания глины в пресной воде значительно зависит от pH.

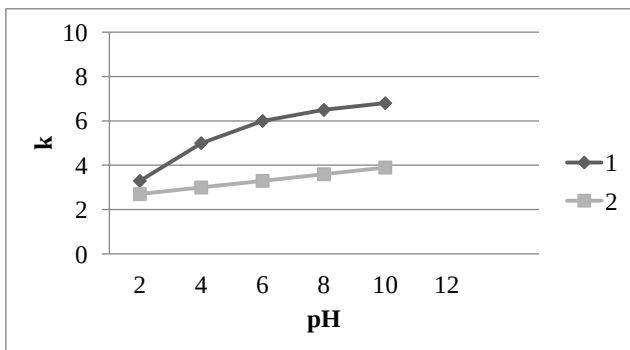


Рис.1. Зависимость коэффициента набухания Na-бентонитовой глины от величины pH водной фазы. 1-пресная вода, 2-минерализованная сточная вода

При набухании в щелочной среде, отобранной из катодной камеры электролизера, коэффициент набухания в диапазоне pH от 7 до 11 возрастает в среднем на 30%. В хлорсодержащей воде из анодной камеры коэффициент набухания практически уменьшается в 2 раза. Очевидно, что в пресной воде такое влияние pH на величину коэффициента набухания объясняется уменьшением катионнообменной емкости глины в кислой и увеличении её в щелочной среде. Изменение реакции среды минерализованной пластовой воды в кислую или щелочную область не оказывает существенного влияния на процесс набухания глинистых минералов. Это объясняется наличием в сточной воде двухвалентных ионов, концентрация которых на несколько порядков превышает концентрацию ионов водорода и гидроксила. Таким образом, при любом значении pH действие двухвалентных катионов будет превалировать, и влияние водородного показателя на набухаемость глины будет подавлено.

Результаты исследований показали, что воздействие электрического поля на нефтепромысловые сточные воды практически не влияет на набухаемость глины и, следовательно, при закачке не приведет к ухудшению коллекторских свойств пласта.

Список использованных источников

1. Токарев М.А., Хисамиев Т.Р., Чинаров А.С., Исламов Р.Г., Смирнов В.Б., Мифтахова Г.М. Интенсификация разработки Северного и Южного месторождений с помощью метода реагентной разглинизации. // Научные исследования: информация, анализ, прогноз: монография. Книга 36. – Воронеж: ВГНПУ, 2012. – С. 259-276.
2. Мифтахова Г.М. Совершенствование технологии подготовки нефтепромысловых сточных вод для заводнения нефтяных месторождений с применением электрообработки // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. - Уфа, 1989.
3. Мифтахова Г.М., Токарев М.А., Осипов А.М., Токарева Н.М., Шемагонова Е.В. О совершенствовании геофизического контроля за изменениями электрохимического состояния пластовых систем // Башкирский химический журнал, 2006. - Т.13, №3. – С.
4. Мифтахова Г.М., Быковский Н.А., Зайнашев Р.А., Сафиуллин А.М. Очистка сточных вод способом безреагентного подщелачивания // Нефтяное хозяйство, № 2, 1990. - С. 59-62.
5. Мифтахова Г.М., Быковский Н.А. Влияние электрообработки нефтепромысловых сточных вод на уровень pH // Сборник «Наука и технология углеводородных дисперсных систем», 2000. - С. 221-222.
6. Мифтахова Г.М., Быковский Н.А. Влияние качества воды на ее взаимодействие с глинистыми минералами нефтяных пластов. // Башкирский химический журнал, 1997. - Т.4, №2. - С. 67-69.

Исследование влияния взаимосвязанных факторов на тепловый режим породоразрушающего инструмента

Мустафеев А.Г.

*(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
Az1010, Баку, пр-кт. Азадлыг, 34)*

Аннотация: Повышение эксплуатационных характеристик скважинных породоразрушающих инструментов зависит от разрушающей способности инструмента. Поставленная задача требует всесторонних исследований сил, влияющих на разрушающие способности инструмента.

Известно, что режущие элементы пород разрушающего инструмента наплавлены композиционным материалом. Проведенные исследования показывают, что эффективность разрушающей способности также зависит от расположения шарошек и износостойкости разрушающего инструмента. Рациональное распределение сил на шарошки также может существенно влиять на проходку долота.

Поэтому в рассматриваемой статье большой интерес представляет изучение выявления степени и характера различных факторов и их комплексов на тепловой режим пород разрушающего инструмента.

Для достоверности поставленной задачи было проведено исследование в лабораторных условиях, имитирующих процесс разрушения породы в процессе бурения.

В результате исследования было определено рациональные характеристики, влияющие на более благоприятные условия проходку долота.

Полученные результаты позволяют рекомендовать рациональную форму вооружения шарошки при проектировании и изготовлении долота.

Ключевые слова: породоразрушающий, нагрузка, напряжение, режущие элементы, порода, долота.

UDC 622.22

Investigation of the influence of interrelated factors on the thermal regime of the rock-destroying instrument

A.G. Mustafayev

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

Abstract: Increase of the exploitation characteristics of down hole cutting tools on the tool capability.

The task requires study of the forces affecting the ability of the cutting tool.

It is known that cutting portion of the down hole tool is supplied by composite material.

Experiments shows that the efficiency of the cutting capacity also depends on the location of grain in the cutting edge. Rational distribution of forces significantly affect the jet at the expense of cutting edge. If rational forces distribution significantly affect the jet at the expense of cutting metal.

For the reliability of the delivered problem the research carried out in laboratory conditions simulating the milling process.

As a result of rational location of grain creating more favourable conditions for cutting edges from the metal surface has been determined.

The obtained results allow to lay the basis for the design and manufacture of downhole cutting tools in a more rational parameters.

Key words: Destruction, load, voltage, cutting elements, rock, drilling ax

Введение. Одним из требований, предъявляемых к разрушающей способности долота является наибольшая проходка по породе, зависящая от условия прочности породоразрушающего инструмента в процессе бурения.

Важнейшим фактором характеризующим показатели процессов разрушения пород в скважине является тепло, выделяющееся в процессе бурения.

Изучение законов теплообразования и распределения тепла в шарошках породоразрушающего инструмента помогает раскрыть сущность многих явлений сопутствующих процессам бурения и принимать более эффективные технические решения.

Решение этой задачи и получения более точных результатов при наименьших затратах можно получить экспериментальным путем.

Задачей экспериментального исследования является установление связей между различными факторами выявляющие объективные закономерности, характеризующие влияние многих показателей на ход изучаемого процесса.

Процесс разрушения породы является многофакторным. Поэтому исследование целесообразно проводить на основе применения методов рационального планирования эксперимента.

Выбор числа необходимых факторов для проведения опытов этим методом достаточен для решения поставленной задачи с требуемой точностью.

С выбором этого метода объем экспериментального исследования сокращен до 25-ти экспериментов.

Для проведения эксперимента была применена система взаимортогональных кубов для основных факторов предопределяющих тепловой режим процесса разрушения породы.

Исследование теплового режима породоразрушающего инструмента проводились в лабораторных условиях, имитирующих процесс бурения.

Для уточнения размеров модельного образца соответствующего натуральным определены масштабные коэффициенты [1].

Модельные образцы долота подвергались испытанию при различных режимах процесса бурения. При этом изменялись следующие режимные параметры: частота вращения долота (рад/сек); диаметр модельных образцов долота (мм); осевая нагрузка на долот (КН); отношение твердостей породы и материалов долота, время контакта долота с породой (сек); типы охлаждающей среды и их плотность (кг/м³); подача насоса для расхода жидкости (м³/сек) и подача компрессора для расхода воздуха (м³/сек) (см. таб. 1).

Данная установка имеет существенное преимущество по сравнению с другими установками над которыми были проведены эксперименты. Она позволяет регулировать подачу промысловой жидкости, воздуха и достаточно точно измерять температуру. Установка также оснащена измерительными приборами, монтаж и демонтаж исследуемого образца не вызывает затруднения [2].

Результаты экспериментальных исследований проведенных в разработанной установке, соответствовал в разработке алгоритма прогнозирования характера формирования искусственного температурного поля долота. Полученная информация была использована для оценки роли каждого из рассматриваемых параметров в формировании температурного поля позволяющего ранжировать их по степени значимости.

Достижение этой цели удалось за счет применения метода распознавания образцов, основанного на использовании одномерных нелинейных преобразований.

Согласно этому методу прогноз имеет следующий вид:

$$\varphi_1 = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) = Z \left[\sum_{i=1}^n \varphi_i(X_i) \right] \quad (1)$$

где φ_i - одномерные монотонные функции, X_i - переменные исходные параметры, Z - выходной параметр функции.

Таблица 1

Факторы	Уровни факторов				
Частота вращения долота (X_1), рад/сек.	3,3	4,7	6,6	8,4	12
Диаметр модели долота (X_2), мм.	26	32	35	50	55
Осевая (продольная) нагрузка (X_3), КН.	0,98	2,0	3,15	4,68	6,4
Отношение твердостей породы и материала долота (X_4).	0,30	0,45	0,60	0,75	0,90
Время контакта долота породой (X_5), сек.	60	120	120	248	300
Типы охлаждающей среды и их плотность (X_6), кг/м ³ .	воздух	вода	аэро-	буровой	сухой

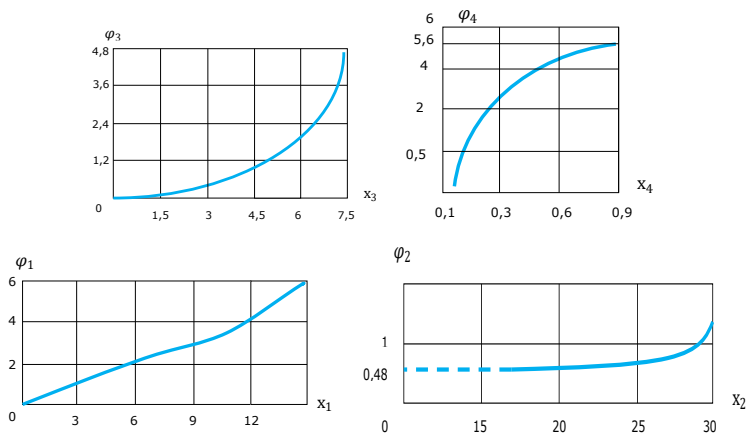
	1000	1300	вода 1600	1900	2200
Подача насоса (расхода жидкости) (X_7), м ³ /сек.	0,0031	0,0047	0,0064	0,0075	0,010
Подача компрессора (расхода воздуха) (X_8), м ³ /сек.	0,0004	0,0006	0,0008	0,0010	0,0011

В результате исследования была установлена зависимость между значением φ_i от значений X_i (см. табл. 1), так как в рассматриваемой задаче особый интерес представляет график функций $\varphi_i(X_i)$ (см.рис.1). Вид этих функций позволяет как качественно, так и количественно оценить характер влияния переменных X_i на прогнозируемую величину – температуру в зоне взаимодействия долота с породой. При этом предполагается, что изменение каждой переменной рассматривается при неизменных значениях остальных переменных.

Как видно из рис.1, функции $\varphi_i = f(X_i)$ вычисленные по специальной программе на компьютере оказались весьма различными по своему размаху от минимума до максимума. Это означает, что все из взятых факторов для исследования оказывают существенное влияние на прогноз и поэтому исключение какого-либо из них дальнейшего рассмотрения было бы неправомерным решением. Несмотря на то, что степень и характер этого влияния весьма различны, также подтверждается поведением функций. Однако приведенные графики имеют ряд общих черт. Они, как правило, существенно не линейны и имеют зоны чувствительности, где изменение показателей не влияет на прогноз (см. рис. 1).

Немаловажным практическим обстоятельством при использовании этого метода явилось то, что прогноз производился на основе одних только графиков функций Z и $\varphi_i(X_i)$.

Прогноз производится в следующей последовательности. По графикам варибельности исследуемых факторов определяются функции $\varphi_i(X_i)$. ($i=1,2,3,...n$), затем по $\sum_{i=1}^n \varphi_i(X_i)$ определяется выходная функция Z , далее по $Z \left[\sum_{i=1}^n \varphi_i(X_i) \right]$ вычисляется температура θ . В этом процессе также устанавливается вес отдельных факторов в формировании количественных показателей температурного поля.



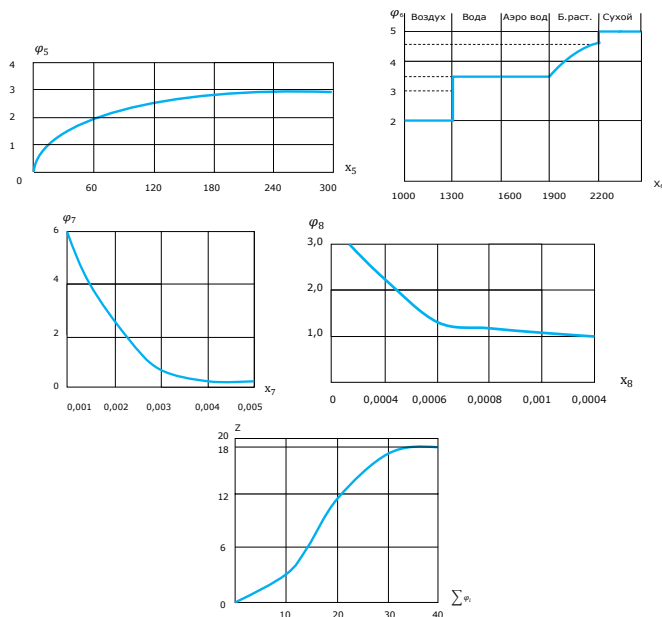


Рис.1

Наличие подобной информации позволяет впоследствии выработать комплекс мероприятий (конструктивных, геолого-технических и технологических) по снижению влияния температурного фактора в процессе разбуривания и разрушения горных пород при проводке глубоких скважин. А это, в свою очередь, позволит синтезу оптимальных решений по увеличению ресурса работы долота на забое, уменьшения объема спускоподъемных операций и снижения стоимостных показателей проводки скважин.

Выводы

1. Полученные результаты позволяют прогнозировать о температурном нагружении забойных инструментов в процессе его эксплуатации.
2. Прогнозные оценки могут стать основой для решения по снижению температурного нагружения инструмента путем управления параметрами процесса.
3. Результаты исследования может быть использована при строительстве нефтяных и газовых скважин в различной ориентации.

Список использованных источников

1. Мустафаев А.Г., Зейналов О.С. Экспериментальная установка для исследования температурного режима скважинных режущих инструментов. Ученые записки АГНА, 1998, №1-103 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанов Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977, 229 с.
3. Виноградов В.Н. и др. Абразивное изнашивание бурильного инструмента. М.: Недра, 1980, 205 с.
4. Виноградов В.Н. и др. Долговечность буровых долот. М.: Недра, 1977, 256 с.

Интерференция скважин с учетом аномальных свойств нефти и СКИН фактора*А.А. Мустафеев, М.А. Дадаш-заде,**С.И. Мансурова, Х.И. Дадаш-заде, И.Н. Алиев**(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)*

Аннотация. Многочисленные эксперименты и промысловые исследования показали, что нефть имеет некоторые аномальные свойства. Такие нефти не подчиняются законам фильтрации ньютоновских нефтей, что создает дополнительную трудность при добыче.

В данной работе предложена модификация обобщенного уравнения фильтрации с аномальными свойствами, которая фильтруется в пласте с учетом скин-фактора. При этом фильтрующаяся жидкость вязко-пластичная, с начальным предельным напряжением сдвига. Необходимо отметить, что при интерференции скважин производительность также зависит и от скин-фактора, и начального предельного напряжения сдвига.

Показано, что с увеличением предельного напряжения сдвига также уменьшается влияние интерференции скважин.

Предложенная методика дает возможность учесть совокупность влияния скин-зоны и вязко-пластичных свойств нефтей, на производительность отдельных скважин.

Ключевые слова: аномальные свойства, скин-фактор, фильтрации, интерференции скважин.

Well interference with allowance for anomalous properties of oil and SKIN factor*A.A. Mustafayev, M.A. Dadash-zadeh, S.I. Mansurova, Kh.I. Dadash-zadeh, İ.N. Aliyev**(Azerbaijan State Oil and Industry University)*

Numerous experiments and field studies have shown that some oil have abnormal properties. Such oil is not subject to the laws of Newtonian filtration of oils, which creates additional difficulties in production.

In this paper, we propose a modification of the generalized equation of filtration with anomalous properties, which is filtered in the reservoir considering skin factor. The filter fluid viscous-plastic, with an initial limit shear stress. It should be noted that the well productivity interference also depends on the skin factor and initial shearing stress limit.

It is shown that an increase in the limit of shear stress also decreases the effect of the interference of the wells.

The proposed method makes it possible to take into account the totality of the effect of the skin zones and visco-plastic properties of oils on the performance of individual wells.

Keywords: anomalous properties, skin factor, filtered, well interference.

Интерференция скважин состоит в том, что под влиянием работы, остановки или изменения режима работы одной группы эксплуатационных скважин изменяются дебиты и забойные давления другой группы скважин, работающих в том же пласте. Из практики известно, что первые скважины называют возмущающими, а другие – реагирующими.

Расчеты оценки изменение производительности реагирующих скважин очень часто не соответствуют промысловым наблюдениям. Такое количественное расхождение между теорией и результатом фактических наблюдений может быть объяснено многими параметрами, в том числе аномальными свойствами нефти и скин фактором.

Аномальные свойства нефти, неоднородность по проницаемости анизотропность самого пласта могут в некоторых случаях усилить, а в других - ослабить эффект интерференции скважин.

Наконец, эффект интерференции между скважинами может изменится при возникновении скин-фактора призабойной зоне пласта.

При одномерной радиальной фильтрации неньютоновской нефти с вязко-пластичными свойствами скорость фильтрации можно определить

$$\frac{dP}{dr} = -\left(\frac{\eta}{k} \vartheta + \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}}\right) \quad (1)$$

где $\frac{dP}{dr}$ -градиент давления;
 η - структурная вязкость жидкости;
 k - проницаемость по жидкости;
 k_1 -проницаемость по воздуху;
 τ_0 - предельное напряжение сдвига;
 α - коэффициент;
 ϑ - скорость фильтрации.

Известно, что площадь поперечного сечения пласта можно определить, как

$$F = 2\pi r h \quad (2)$$

где h —мощность пласта.

Решая совместное уравнение (1) и (2) имеем:

$$Q = \frac{2\pi r h k}{\eta} \left(\frac{dP}{dr} - \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} \right) \quad (3)$$

где Q - объемный расход жидкости.

Решим данное уравнение относительно давления:

$$\frac{Q\eta}{2\pi h k} r \cdot dr + \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} dr = dP \quad (4)$$

С учетом скин-зоны примем следующие граничные условия:

$$r = R_k; P = P_k;$$

$$r = R_c; P = P_c;$$

$$r = R_s$$

где R_c — радиус скважины;

R_k — радиус контура питания;

R_s — радиус скин-зоны;

P_k — давление на контуре питания;

P_c — давление на забое скважины.

Подставляя граничные условия и решая интегралы, находим

$$\frac{Q\eta}{2\pi h k} \left[\frac{k}{k_s} \ln \frac{R_s}{R_c} + \ln \frac{R_k}{R_s} \right] + \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} (R_k - R_c) = P_k - P_c \quad (5)$$

Введем в данное уравнение $(\ln R_s/R_c)$, чтоб уравнение не теряло свое смысловое значение прибавим и отнимем данное выражение:

$$\frac{Q\eta}{2\pi h k} \left[\frac{k}{k_s} \ln \frac{R_s}{R_c} + \ln \frac{R_k}{R_s} + \ln \frac{R_s}{R_c} - \ln \frac{R_s}{R_c} \right] + \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} (R_k - R_c) = P_k - P_c \quad (6)$$

Проведем группировку

$$\frac{Q\eta}{2\pi hk} \left[\left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{R_c} + \ln \frac{R_k}{R_c} \right] + \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} (R_k - R_c) = P_k - P_c \quad (7)$$

Предположим, что до внутренней границы движется неньютоновская жидкость с вязко-пластичными свойствами

$$Q = \frac{kF}{\eta} \left[\frac{P'_k - P_k}{L - L_k} - \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} \right] \quad (8)$$

где P'_k – давление на контуре (контур питания) пласта.

Примем, что $F = 2\delta h$

где 2σ – расстояние между скважинами:

При $L_k = R_k$ имеем

$$Q = \frac{2\sigma kh}{\eta} \left[\frac{P'_k - P_k}{L - R_k} - \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} \right] \quad (9)$$

Решим данное уравнение относительно перепада давления

$$P'_k - P_k = \frac{Q(L - R_k)}{2\sigma hk} + \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} (L - R_k) \quad (10)$$

Тогда общий перепад можно определить [3, 4]

$$\Delta P = \Delta P_B + \Delta P_H \quad (11)$$

С учетом выше указанных, имеем

$$\Delta P = (P_k - P_c) + (P'_k - P_k) = P'_k - P_c \quad (12)$$

Тогда в окончательном виде имеем

$$\Delta P = \frac{Q\eta}{2hk} \left\{ \frac{1}{\pi} \left(S + \ln \frac{\delta}{2R_s} \right) + \frac{L}{\sigma} \right\} \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} (L - R_c) \quad (13)$$

Предположим, что в ряду (n) количества скважин

Откуда определяем значение общего дебита (n) количества скважин. Тогда общая добыча

$$\sum Q = Q \cdot n \quad \text{или} \quad Q = \frac{\sum Q}{n}$$

Подставляя данные значение в предыдущее уравнение и введя обозначение

$$B = 2\sigma \cdot n \quad \text{и} \quad \sigma = \frac{B}{2n} \quad \text{имеем общий дебит скважины [1].}$$

$$\sum Q = \frac{\frac{2\pi kh}{\eta} nL \left[\frac{P_k - P_c}{L} - \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} \left(1 - \frac{R_c}{L} \right) \right]}{(S + \ln \frac{B}{4nR_c}) + \frac{2nL}{B}} \quad (14)$$

Если не учитывать скин-фактор и предположить, что $t_0=0$ то имеем уравнение полученное академиком А.Х. Мирзаджанзаде [1].

Примем, что расстояние между скважинами равно нулю, тогда в данном случае ряд скважин можно заменить галереей. Тогда процесс фильтрации происходил бы для вязко-пластичной жидкости без учета скин-фактора, как

$$Q_{\max} = \frac{kF}{\eta} \left[\frac{P_k - P_r}{L} - \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} \right] \quad (15)$$

где $P_k - P_r = \Delta P$ – потери давления на преодоление общих сопротивлений.

P_k – давление на контуре питания;

P_r – давление на галерее.

Как видно из уравнения (15) если бы, движение происходило бы по данной модели, то дебит однородной вязко-пластичной нефти было бы максимальной.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. «Вопросы гидродинамики вязко-пластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче», Баку, 1959, 348 с.
2. Хоркин Я. «Исследование фильтрации асфальто содержащих нефтей», «АНХ», №10, 1966 г.
3. Салаватов Т.Ш. «Регулирование реофизическими свойствами нефтей физическими полями» Диссер. Канд.тех.наук, 1981, 150 с.
4. Мищенко И.Т. «Скважинная добыча нефти» Изд. «Нефть и газ», 2008, 816 с.

УДК:622.22

Исследование тепловых процессов на контактных поверхностях скважинных разрушающих инструментов Мустафеев А.Г.

*(Азербайджанская Государственной Университет Нефти и Промышленности,
Az1010, Баку, просп. Азадлыг, 20)*

Аннотация Исследовано конвективный теплообмен на контактной поверхности скважинного фрезерного инструмента на его режущей способности.

Ключевые слова Фрезер режущие элементы, режущий инструмент, резание.

UDC 622.22

Investigation of thermal processes at contact surfaces of borehole destructive tools Mustafayev A.G.

*(Azerbaijan State University of Oil and Industry,
Az1010, Baku, prosp. Azadlig, 20)*

Abstract Heat exchange by convection on the contact area milling tool was investigated for its cutting ability.

Key words Frezer, cutting elements, milling tool.

Введение Известно что, при фрезеровании в стволе скважин высокая температура, возникающая на поверхности резания, ускоряет процесс износа инструмента и снижает эффективность работы[1].

Поставленная задача: Изучение распространения теплопроводности на режущей поверхности скважинного фрезерного инструмента.

Решение задачи: теоретические исследования условия фрезерования на основе общности законов теплопроводности.

В процессе фрезерования распространение образовавшегося на поверхностях фрезер - металл тепла описывается двумя уравнениями теплового баланса и теплопроводности.

Для фрезерования уравнение теплового баланса представляется в виде:

$$Q_0 = Q_\theta + Q_T + Q_{B.C} + Q_{рез} + Q_{скв} = Q_1 + Q_2 + Q_{ст} + Q_{O.C} \quad (1)$$

где, Q_0 - суммарная теплота.

$Q_{рез}$ - эквивалентная теплота, затрачиваемое на резание металла;

Q_T - эквивалентная теплота, соответствующие трению на контактной поверхности инструмента;

Q_θ - эквивалентная теплота, соответствующая деформации снимаемого слоя;

$Q_{B.C}$ -эквивалентная теплота, соответствующая на выравнивание стружки;

$Q_{СКВ}$ - эквивалентная теплота скважины.

Суммарное тепло Q_0 в той или иной мере передается фрезеру (1) Q_1 , обрабатываемому металлу (2)

Q_2 , стружке $Q_{ст}$ и окружающей среде $Q_{O.C}$ (см.рис.1)

Выделяемое с единицы активной площади тепло эквивалентно затраченной на фрезерование работе и определяется по формуле:

$$Q_0 = \frac{\delta F_z v}{427S} \quad (2)$$

где F_z - тангенциальная составляющая силы фрезерования;

v - частота вращения фрезера;

δ - коэффициент, учитывающий неравномерное распределение удельной силы по площади контакта;

S - суммарная площадь контакта зерен фрезера с фрезеруемым материалом.

Для упрощения задачи с известным приближением будем рассматривать теплообмен в теле фрезера (1) и

металла(2). Потому взаимодействующие тела - фрезер и обрабатываемый металл представим в виде цилиндра. Эти два фактора следовательно, термически связаны в направлении оси Z с колоннами бурильных и аварийных труб, имеющих в относительно контактной плоскости (в горизонтальном направлении имеет ограничение) неограниченные размеры. В этих условиях согласно условиям В.В. Томсона, влиянием теплообмена наружных поверхностей фрезера и обрабатываемого материала можно пренебречь.

Математическое описание температурного поля рассматриваемых условий фрезерования металлических предметов можно представить на основе общих законов теплопроводности. Для определения достоверности теоретических данных были проведено эксперименты. Для этого изготовлены образцы кольцевого фрезера, армированного в виде композиционного материала, и обрабатываемого материала. Экспериментальная установка и модельные образцы для исследования процесса описаны в [2]. В обрабатываемый образец 2 из стали 40ХН установлены головки термопар на разных радиусах и расстояниях от осей Z и X соответственно. (см. рис.1)

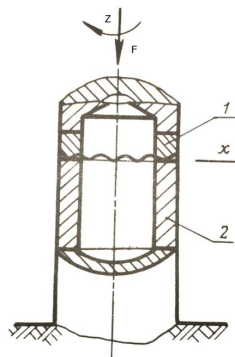


Рис.1. Расчетная тепловая схема фрезерования.

Для измерения температуры в процессе фрезерования использована искусственная термопара хромель-медь. По мере обработки образца плоскость фрезерования приближалась к спаю и термопары фиксировали температуру. Результаты исследования на графике (см.рис.2).

Режим фрезерования соответствовал модельным условиям процесса фрезерования: удельная нагрузка на фрезер 20кН, частота вращения фрезера 185 об/мин. Расположение термопар в образце позволило количественно оценить изменение температур в зависимости от радиуса. Это изменение было незначительно (всего 11%). [3]

Полученные режимные данные позволяют научно обосновать конструкцию системы охлаждения скважинных фрезеров. Расхождения между теоретическими и экспериментальными данными (не более 11%) подтвердили правильность теоретических решений, приведенных выше.

Выводы:

1. Проведенные исследования процесса фрезерования позволяют оценивать тепловые процессы, происходящие на контактных поверхностях фрезер-металла.
2. Полученные экспериментальные данные позволяют научно обосновать конструкцию системы охлаждения скважинных фрезеров.

Список использованных источников

1. Гасанов А.П. «Аварийно-восстановительные работы в нефтяных и газовых скважинах» - М.; Недра, 1987- 180с.
2. Мустафаев А.Г. И др. «Тепловой режим работы фрезерных устройств и повышение их эффективности при ремонте скважин» - Баку, Элм, 1997 - 123с.
3. Мустафаев А.Г., Гасанов Р.А. Исследования температурных процессов при фрезеровании металлических объектов. «Тюмень» ГНМУ, Россия 2011, с.67-82

УДК 622.276.4

Методы поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях

И.И. Насыров (МГР 12-16-01)

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. Важнейшей задачей при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений является максимальное извлечение из продуктивных пластов нефти. Полнота извлечения нефти из пластов характеризуется коэффициентом отдачи пласта, который на разных месторождениях колеблется в широких пределах. В данной статье описаны различные методы для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента отдачи пласта, применяемые на производстве.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, законтурное заводнение,

Methods of maintaining reservoir pressure at oil fields

I.I. Nasyrov (MGR 12-16-01)

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The most important task in the development and operation of oil fields is the maximum extraction of productive oil from the reservoirs. The completeness of oil extraction from the seams is characterized by the recoil coefficient of the formation, which varies widely in different deposits. This article describes various methods for maintaining reservoir pressure and increasing the rate of recoil of the formation used in production.

Key words: maintenance of reservoir pressure, erosion flooding, in-circuit water flooding, gas injection, surface-active substance flooding

Нефтяные месторождения разрабатываются высокими темпами, достигающими 6–8% отбора нефти в год от промышленных запасов. Однако если при этом не восполнять из расходуемый запас пластовой энергии, происходит быстрое падение пластового давления. При падении давления ниже давления насыщения из нефти выделяется газ, увеличивается газовый фактор, напорный режим работы залежей переходит в режим растворенного газа, дебиты скважин резко снижаются. В результате не обеспечивается полнота отбора нефти из залежи и на многие годы затягивается ее разработка [1].

Наиболее эффективное мероприятие по обеспечению высоких коэффициентов нефтеотдачи при высоких темпах отбора нефти и газа из залежей – искусственное поддержание пластовой энергии путем закачки воды в продуктивные пласты. Этот метод связан с закачкой под большим давлением (порядка 20 МПа) в нефтяные пласты воды, прошедшей специальную подготовку на установках подготовки воды. При этом различают законтурное и внутриконтурное заводнение нефтяных пластов. При законтурном заводнении закачку воды в пласты осуществляют через нагнетательные скважины, расположенные за линией внешнего контура нефтеносности. В этом случае вода проникает в капилляры пластов и вытесняет из них нефть, стягивая к центру контур нефтяного месторождения [2]. При больших площадях нефтяного месторождения эффективность применения одного законтурного заводнения оказывается недостаточной и наряду с ним применяют внутриконтурное заводнение, когда площадь нефтяного месторождения, путем размещения нагнетательных скважин по линиям внутреннего контура нефтеносности, разбивают на отдельные, менее крупные зоны [3].

Для поддержания пластового давления применяют также закачку газа в продуктивные пласты. Для закачки применяют попутный (нефтяной) или природный газ. Закачку газа обычно осуществляют в верхние части пластов для поддержания газонапорного режима эксплуатации месторождения. При этом желательно, чтобы пласты имели крутой угол падения, проницаемость пластов была достаточно высокой, а нефть в пластах имела бы малую вязкость. Давление закачки газа должно на 10–20 % превышать пластовое. Закачку газа осуществляют через бывшие нефтяные скважины или специально пробуренные нагнетательные скважины. Общий объем закачиваемого в пласты газа (приведенного к пластовым условиям) должен быть равен объему вытесненной из пластов нефти. Для поддержания пластового давления необходимо закачивать в пласты значительный объем газа под большим давлением. Поэтому этот метод поддержания пластового давления применяют редко и только на конечной стадии эксплуатации месторождения в связи с большими капитальными затратами на строительство мощных компрессорных станций и дефицитностью закачиваемого газа [4].

Усовершенствованной системой воздействия на залежь нефти со сложным строением является попеременное нагнетание воды и газа в пласт. В конце 1971 года на

основе анализа разработки Журавлевско–Степановского месторождения Оренбургской области был обоснован и прошел промышленное испытание метод попеременного нагнетания в нефтяную залежь воды и газа с целью повышения эффективности процесса вытеснения и повышения конечного нефтеизвлечения. Сущность этого метода заключается в следующем. Газ, при нагнетании его в продуктивный пласт, внедряется, прежде всего, в высокопроницаемые пропластки, снижает в них фазовую проницаемость для воды, вследствие чего при последующем нагнетании воды в продуктивный пласт выравнивается фронт вытеснения и тем самым повышается охват пласта воздействием [2].

Нагнетаемая вслед за газом вода проталкивает его за счет меньшей вязкости в малопроницаемые плотные пропластки, откуда вытеснение нефти будет происходить в результате поршневого и увлекающего вытеснения газа.

Кроме закачки воды или газа в пласты на практике используют и другие методы поддержания пластового давления: обработка закачиваемой воды поверхностно-активными веществами (ПАВ), закачка в пласты углекислоты.

Применение ПАВ для добавки в закачиваемую воду в небольших количествах (0,05-0,1 %) значительно снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью и с твердой поверхностью породы, уменьшает необходимый перепад давления для перемещения нефти по капиллярам и способствует лучшему вымыванию нефти из капилляров. По данным лабораторных исследований нефтеотдача пластов при использовании ПАВ может увеличиться на 15-16 % [5].

При использовании для повышения нефтеотдачи углекислоты, в пласт закачивают либо карбонизированную воду, либо жидкую углекислоту, которые и вытесняют нефть из капилляров пласта к забою скважины. Углекислый газ хорошо растворяется как в углеводородной среде (нефти), так и в воде. При этом вязкость воды увеличивается, а нефти, наоборот, снижается, что и способствует лучшему перемещению ее по капиллярам пласта. Источниками CO₂ являются природные месторождения, содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами и в ряде случаев с сероводородом, отходы химических производств, дымовые газы крупных энергетических и металлургических установок [3].

Список использованных источников

1. Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учеб. пособие – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 232 с.
2. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности: учебник для техникумов. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
4. Аракелян Л. П., Майский Р.А. Особенности утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Крайнего Севера // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. 2016. С. 97-98
5. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1: учеб. пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.

УДК 622.276.66

Моделирование взаимодействия факторов, влияющих на эффективность операции гидро разрыва пласта

И.И. Насыров (МГР 12-16-01), Р.А. Майский (доцент, к.т.н.)

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. При разработке низкопроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП). ГРП является одним из мощных средств повышения технико-экономических показателей

разработки месторождений. В результате ГРП при правильном выборе скважин и технологии можно существенно увеличить дебиты нефти обработанных скважин. В статье рассмотрены факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта, которые следует учитывать при моделировании данного процесса.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, повышение нефтеотдачи, эффективность ГРП, прирост добычи нефти, моделирование

UDC 622.276.66

Modeling the interaction of factors affecting the efficiency of the operation of hydraulic fracturing

I.I. Nasyrov (MGR 12-16-01) , R.A. Maiskii (Associate Professor, PhD)
(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. In the development of low-permeability reservoirs, technologies related to the use of hydraulic fracturing are increasingly being used. Hydraulic fracturing is one of the powerful means of improving the technical and economic indicators of field development. As a result of the fracturing, with correct selection of wells and technology, it is possible to substantially increase the oil flow rates of the treated wells. The factors that determine the efficiency of hydraulic fracturing are considered in the article, which should be taken into account when modeling this process.

Key words: hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing efficiency, oil production increase, modeling

Проведение геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам и снижения обводненности добываемой продукции, является одним из перспективных и быстроразвивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. Во всех нефтегазодобывающих регионах ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей приводит к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геолого-технических мероприятий снижается, что особенно проявляется в связи с обводнением скважин.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных средств повышения дебитов скважин, поскольку не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые зоны и прослои, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи [1].

Технологии ГРП различаются по объему закачки проппанта и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием.

Технологическая эффективность ГРП определяется:

- эффективной толщиной пласта;
- количеством проницаемых прослоев в интервале перфорации;
- начальной и текущей нефтенасыщенностью коллекторов пласта;
- толщиной перекрывающих и подстилающих глинистых экранов;
- степенью истощения пластовой энергии;
- расположением фронта заводнения, обводненностью продукции близлежащих добывающих скважин;
- удаленностью от нагнетательных скважин и рядом других факторов [2].

Существует ряд факторов, которые следует учитывать при моделировании процесса ГРП для ее большей эффективности, а именно:

1) Литологическая характеристика пласта - тип коллектора, степень сцементированности зерен, степень трещиноватости и кавернозности, степень глинистости. Из опыта ГРП в России известно, что наибольший эффект от проведения

операций ГРП получается в карбонатах или сильно сцементированных песчаниках с низким содержанием глин и малой степенью трещиноватости. Неуспешные операции ГРП определялись некоторыми признаками и один из первых - это разрушение глинистых экранов и, как следствие резкое, увеличение обводненности скважин. Наличие в пласте трещин ставит под угрозу выполнение ГРП, так как возможен уход жидкости разрыва в естественные трещины и отсутствие эффекта операции [3].

2) Литологическая неоднородность, характеризующаяся коэффициентами песчаности, расчлененности, анизотропии. Большой эффект получается при воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии по проницаемости.

3) Физические свойства пласта (пористость, проницаемость). Эффект будет положительным в пластах с низкими фильтрационными характеристиками, так как при высоких значениях данных характеристик нет смысла проводить ГРП [1].

4) Наличие газовой шапки и подошвенной воды. При их близости ставится под сомнение успешность ГРП. Известно также, что во избежание прорыва воды не рекомендуется осуществление ГРП в случаях, когда раздел между продуктивным и водоносным горизонтами менее 10 м.

5) Толщина продуктивного пласта. Для направленного ГРП необходимо пласт отпакеровать двумя пакерами. Поэтому достаточно проблематично осуществление данного процесса в пластах мощностью менее 2 м [3].

6) Степень закольматированности призабойной зоны пласта. В отдельных случаях невозможно провести иные ГТМ по повышению продуктивности, кроме ГРП.

8) Степень обводненности продукции скважин, которая характеризует равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии в продуктивной толщине высокообводненных пропластков эффективность ГРП низка.

9) Темп закачки и давление обработки иногда ограничивают, в зависимости от градиента разрыва пласта и возможностей устьевого оборудования.

10) Жидкость разрыва оказывает сильное влияние на распределении и закачивание расклинивающих агентов и на общую эффективность воздействия на пласт. Высоковязкая жидкость создаст более широкую трещину и лучше транспортирует расклинивающие агенты, но при ее закачивании возникает более высокое давление, которое создает предпосылки для нежелательного роста трещины по вертикали.

11) Объем жидкости разрыва. От параметра зависит длина и раскрытость трещины [4].

12) Качество расклинивающего агента. Прочность расклинивающего агента должна быть достаточной, чтобы не быть раздавленной массой вышележащей толщи горных пород и, в то же время, зернистые материалы не должны вдавливаясь в поверхность трещины. Не допускается широкий разброс по фракционному составу. Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается гидропроводность трещины, а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-песконосителя.

13) Концентрация расклинивающего агента. Содержание песка либо другого агента определяется удерживающей способностью жидкости-песконосителя. При малом содержании агента имеется возможность того, что трещина полностью не заполнится, а при большом - появляется возможность образования песчаной пробки [5].

14) Объем продажной жидкости. Он определяет конечную глубину проникновения расклиненной трещины и ее проводимость.

К моделированию технологических процессов производства следует уделять особое внимание. При грамотном моделировании процесса ГРП и учете всех взаимодействующих факторов, влияющих на эффективность гидроразрыва пласта, возможно значительное увеличение дебитов скважин по нефти, соответство увеличение коэффициентов продуктивности скважин, коэффициента извлечения нефти в целом по месторождению.

Список использованных источников

1. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Иванов А.И. и др. Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения. Москва, ВНИИОЭНГ, 1996.
2. Каневская А.И., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 5. - С. 96-100.
3. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008. – С. 110 - 112
4. Майский Р.А., Хасанов И.Г. Моделирование процессов при гидравлическом разрыве пласта с использованием специализированных программных продуктов // Актуальные проблемы науки и техники. 2014. С. 48-49
5. Латыпов А.Р., Хайдар А.М., Вафин И.И., Кузнецов А.В. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство, № 5, 2009. – С. 58 - 61.

УДК 622.276.66

Эффективность применения гидравлического разрыва пласта на Пальяновской площади Красноленинского месторождения

Р.А. Нафикова,

(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском, канд. техн. наук, доцент каф РРНГМ.)

Д.С. Егоров,

(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском, ст. гр. БГР 13-11)

А.Л. Салимов

(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском, ст. гр. БГР 13-11)

Аннотация: В статье проводится анализ эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) и приводятся среднестатистические характеристики по результатам исследований.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, эффективность, скин-фактор, проппант, продуктивность.

UDC 622.276.66

Hydraulic fracturing application effectiveness at the Palyanovskaya area of Krasnoleninsk oil field

R.A. Nafikova

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor, Candidate of Engineering Sciences
The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development)*

D.S. Egorov,

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, st. gr. BGR 13-11)

A.L. Salimov

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, st. gr. BGR 13-11)*

Abstract: The paper analyzes the hydraulic fracturing efficiency and describes the average characteristics based on the results of the research.

Keywords: hydraulic fracturing, efficiency, skin factor, proppant, productivity.

В настоящее время наиболее эффективной технологией воздействия на низкопродуктивные объекты является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Эффективность ГРП зависит от соблюдения требований и регламентов проведения технологического процесса, качества жидкости и заполняющего трещину агента. Резуль-

таты гидроразрыва во многом зависят от степени засорения глинистыми частицами трещин и притрещинной зоны, которые поступают из пласта, а также твердыми отложениями, выпадающие из нефти [1, 2, 3].

В 2011 году на Пальяновском месторождении обработке подвергались эксплуатационные объекты: ВК₁, ВК₂, ВК₃ (ВК₁, ВК₁₊₂; ВК₂; ВК₂₊₃; ВК₃), которые характеризуются низкой проницаемостью.

Всего на исследуемой площади по объектам было проведено: по ВК₁ – 226; ВК₁₊₂ – 9; ВК₂ – 146; ВК₂₊₃ – 1; ВК₃ – 180 операции с учетом повторных подходов.

Анализ результатов ГРП на новом и действующем фонде показывает, что суммарный плановый прирост дебитов жидкости и нефти выполнен.

Средний прирост дебита нефти на новом фонде скважин составил 42 т/сут. Средний прирост дебита на действующем фонде составил 15 т/сут.

На объекте пласта ВК₁ в 2011 году проведено 226 обработок (это 40 % от общего объема проведенных ГРП), из которых 7 операций по скважинам действующего фонда.

Эффективность выполненных работ по ГРП на Пальяновском месторождении представлена на рисунке 1.

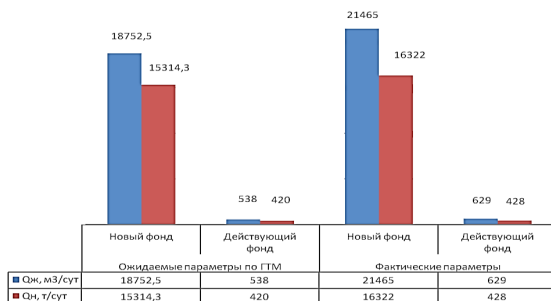


Рисунок 1 – Планируемые и фактические дебиты по проведённым ГРП на Пальяновском месторождении

Дизайны были выполнены на основе накопленного опыта с соблюдением всех формальных требований к качеству трещины по геометрии и проводимости с учетом результатов проведенных мини-ГРП [3, 4, 5].

Среднестатистические характеристики проведенных ГРП на пласте ВК₁ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики проведенных ГРП по пласту ВК₁

Параметры	Значения
Объем работ, т	68,5
Процент проппанта 16/20 BorPROP, %	20
Процент проппанта 12/18 Bor, %	65
Процент проппанта 12/18 BorRCP, %	15
Максимальная концентрация, кг/ м ³	1100
Количество закачанного проппанта на 1 метр эффективной мощности пласта	8,5
Геометрия трещины:	
-длина, м	120
-высота, м	45
-ширина, мм	4,5
Получаемый скин-фактор (данные ГДИ после ГРП)	-4,2
Концентрация полимера, кг/ м ³	3,4 – 3,6
Процент подушки, %	33,5
Расход, м ³ /мин.	3,4

Среднее значение расчетного скин-фактора (геометрического) с ГРП на пласте ВК₁ составляет – 5,1. Расчетное значение скин-фактора – 4,2 отличается от фактического в силу различных причин, характерных для данного объекта.

Отличительным моментом проведенных работ является конечная концентрация проппанта на забое равная 1100 кг/м³, в 2010 году и на начало 2011 года этот показатель равнялся 1050 кг/м³. К положительным моментам выполненных работ можно отнести хорошую упаковку трещины, средний прирост эффективного давления равен 35,5 атм. Объем геля на тонну закачиваемого проппанта находится в пределах 2,4 – 2,8 м³/т.

На объекте пласта ВК₂ за тот же период выполнено 146 операций ГРП (26 % от общего числа ГРП), в том числе 2 скважины переходящего фонда [6].

Дизайны были выполнены на основе накопленного опыта с соблюдением всех формальных требований к качеству трещины по геометрии и проводимости с учетом результатов проведенных мини-ГРП [7, 8]. Среднестатистические характеристики проведенных ГРП на пласте ВК₂ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики проведенных ГРП по пласту ВК₂

Параметры	Значения
Объем работы, т	61,5
Процент проппанта 16/20 BorPROP, %	20
Процент проппанта 12/18 Bor, %	65
Процент проппанта 12/18 BorRCP, %	15
Максимальная концентрация, кг/ м ³	1100
Количество закачанного проппанта на 1 метр эффективной мощности пласта	8,2
Геометрия трещины:	
-длина, м	120
-высота, м	40
-ширина, мм	4,4
Получаемый скин-фактор (данные ГДИ после ГРП)	-3,9
Концентрация полимера, кг/ м ³	3,4 - 3,6
Процент подушки, %	32,5
Расход, м ³ /мин.	3,2

Полудлина трещины ГРП на данном пласте достигает 150 м, при средней геометрии трещины в 120 м. Объем закачиваемого геля на тонну проппанта составляет 2,3 – 2,7 м³/т [9, 10, 11].

На эксплуатационном объекте ВК₃ выполнено 180 обработок ГРП, в том числе на трех скважинах на действующем фонде. Среднестатистические характеристики проведенных ГРП на пласте ВК₃ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики проведенных ГРП по пласту ВК₃

Параметры	Значения
Объем работы, т	70
Процент проппанта 16/20 BorPROP, %	20
Процент проппанта 12/18 Bor, %	65
Процент проппанта 12/18 BorRCP, %	15
Максимальная концентрация, кг/ м ³	1100
Количество закачанного проппанта на 1 метр эффективной мощности пласта	8,5
Геометрия трещины:	
-длина, м	115
-высота, м	40
-ширина, мм	4,1
Получаемы скин-фактор (данные ГДИ после ГРП)	-3,6
Концентрация полимера, кг/ м ³	3,4 – 3,6
Процент подушки, %	31
Расход, м ³ /мин.	3,2

Исходя из анализа эффективности проведённых операций по ГРП оценку планируемого эффекта для пласта ВК₁ возможно производить путем использования понижающего коэффициента 0,86 применяемого к скин-фактору, полученному при моделировании трещины ГРП [12, 13].

Список использованных источников

1. Егоров, Д.С. Усовершенствование резьб наипелей бурильных труб и определение их остаточного ресурса [Текст] / Н.О. Ковалев, Д.С. Егоров, Р.Р. Ибрагимов // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т. 2. – № 3 – С. 53-57.
2. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.
3. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.
4. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.
5. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.
6. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.
7. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.
8. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.
9. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.
10. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтярь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.
11. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.
12. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012.

– № 5. – С. 4-8.

13. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 622.276

**Анализ эффективности совместной разработки эксплуатационных объектов
Биавашского нефтяного месторождения**

Р.А. Нафикова,

*(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском
канд. техн. наук, доцент каф РРНГМ.)*

Д.М. Дагирманова

*(Филиал ФГБОУ ВО «УГНТУ» в г. Октябрьском,
ст. гр. БГР 13-11)*

Аннотация. В статье выполнен анализ эффективности совместной разработки пластов Биавашского нефтяного месторождения. Рассмотрены факторы, определяющие рациональность применения одновременной эксплуатации. Обоснована целесообразность приобщения пластов в других скважинах месторождения.

Ключевые слова: многопластовое месторождение, эксплуатационный объект, проектирование разработки, совместная разработка, геологическая неоднородность.

УДК 622.276

Biavashskoe oil field operational facilities unit operation efficiency analysis

R.A. Nafikova,

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, Associate Professor,
Candidate of Engineering Sciences*

The Chair of Oil and Gas Field Exploration and Development)

D.M. Dagirmanova

*(Branch of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, st. gr. BGR 13-11)*

Abstract. The article analyses the efficiency of Biavashskoe oil field unit operation. The determinants of unit operation rationality and unit operation are studied. The expediency of strata inclusion in other wells is justified.

Keywords: multilayer deposit, operational facility, development design, unit operation, geological heterogeneity.

Многие месторождения РФ являются многопластовыми. В разрезах таких месторождений, как правило, залегают одновременно несколько небольших по размерам и запасам залежей. В ряде случаев предприятия вынуждены осуществлять разработку нескольких пластов единым стволом добывающей скважины. Данный вид геолого-технологических мероприятий именуется приобщением.

Совместная разработка нескольких эксплуатационных объектов является сложной оптимизационной задачей, определяющей эффективность всего процесса разработки [1, 2]. Для корректного решения вопроса использования методов совместной эксплуатации необходима достоверная информация о строении залежей, геолого-физических характеристиках продуктивных пластов и физико-химических свойствах добываемой продукции.

Приобщение пластов практикуется в условиях небольшого Биавашского нефтяного месторождения [3, 4]. Промышленно нефтеносными на Биавашском месторождении являются песчаные пласты терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) и карбонатная пачка Св3 верейского горизонта среднего карбона. Залежи различных пластов в плане со-

вмещаются (рисунок 1).

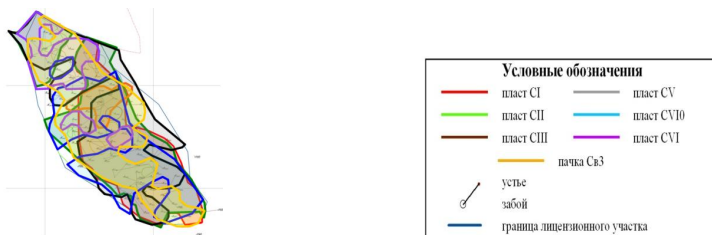


Рисунок 1 – Совмещенные карты пространственного расположения залежей

ТТНК имеет сложное геологическое строение (рисунок 2), характеризуется многочисленными участками замещения продуктивных пластов, значительной литологической неоднородностью пород, небольшими нефтенасыщенными толщами и низкой плотностью запасов нефти [5, 6]. В ТТНК выявлено 10 залежей нефти. Пласты разбурены единой сеткой скважин.

В действующем проектном документе рассмотрено выделение трех эксплуатационных объектов: по ТТНК верхней пачки (пласты CI, CII, CIII) и нижней пачки (пласты CV, CV10, CVI), пачки CвЗ верейского горизонта.

На текущий момент по ТТНК из 80 добывающих скважин в 28 производится совместная эксплуатация пластов верхней и нижней пачек, и в 18 скважинах, в которых эксплуатируются только пласты нижней пачки, возможно приобщение продуктивных пластов верхней пачки ТТНК [7]. Из 11 добывающих ГС пласты верхней и нижней пачек ТТНК эксплуатируются в семи и в четырех скважинах, соответственно.

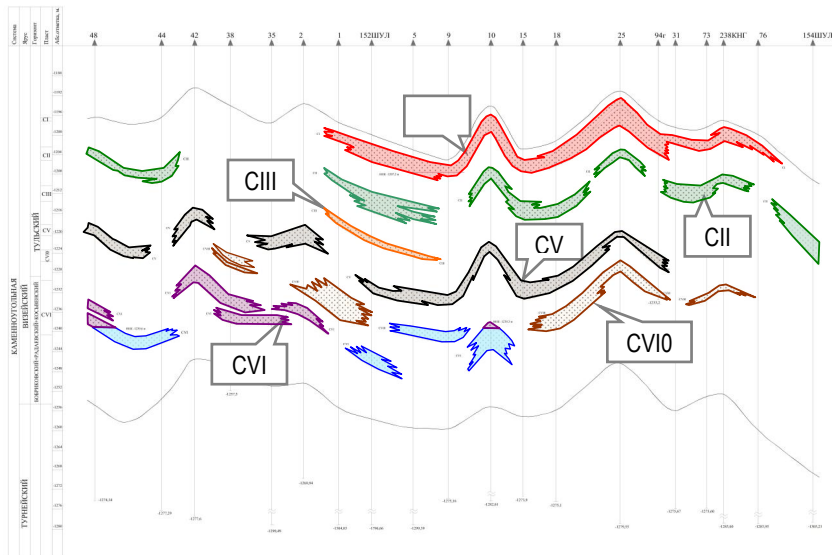


Рисунок 2 – Схематический геологический профиль ТТНК

Приобщение к уже эксплуатирующемуся пласту нового пласта возможно только при условии схожести их геологических и физико-химических характеристик, а также при

отсутствии отрицательного влияния этих объектов друг на друга [8].

Целесообразность приобщения пластов в условиях Биавашского месторождения обосновывается следующими факторами:

- однородность литологического состава. Вся терригенная толща нижнего карбона Биавашского месторождения представлена чередованием песчаников и алевролитов с аргиллитами. Несмотря на то, что фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов пластов ТТНК могут колебаться в больших пределах, в зависимости от типа цементации и количества цементирующего материала, средние значения проницаемостей по пластам, рекомендуемым к совместной разработке, примерно одинакова;

- близкое положение контуров водоносности. Водоносность разреза Биавашского месторождения изучалась в процессе опробования скважин на приток пластового флюида. Притоки воды были получены из отложений верейского горизонта, среднего карбона, тульского и бобриковского горизонтов ТТНК [9]. Водоносные горизонты опробовались структурными скважинами и изучались при геологической съемке. По химическому составу воды гидрокарбонатные, гидрокарбонатно-кальциевые с глубиной переходящие в сульфатно-гидрокарбонатные;

- одинаковая величина газонасыщенности нефти. Газонасыщенность нефти приобщаемых и эксплуатируемых пластов имеет сходные средние значения, варьирующиеся в пределах 12,5-14,5 м³/т;

- однотипность нефти по сорту. Нефть всех разрабатываемых пластов ТТНК относится к высоковязкой, битуминозной. Средние значения плотности нефти в пластовых условиях изменяются в пределах 895-897 кг/м³; вязкость – 27,7-36,6 мПа·с;

- близкие значения пластовых давлений. Пластовые давления объектов ТТНК принимают значения от 13,0 до 14,4 МПа;

- отсутствие пробкообразования.

Для всех скважин, в которых рекомендуется приобщение дополнительных пластов, имеются сведения об их малодобитности и наличии оптимальных режимов эксплуатации; цемент при цементировке во всех рассматриваемых скважинах поднят выше приобщаемого объекта. Приобщаемые горизонты в месте расположения рассматриваемых скважин не обводнены. Статический уровень приобщаемых объектов не располагается ниже динамического уровня эксплуатируемых горизонтов.

Приобщение пластов верхней пачки ТТНК в 18 скважинах позволит значительно увеличить уровни добычи нефти по месторождению [10, 11]. Поэтому по добывающим скважинам целесообразно рассматривать пласты ТТНК в качестве единого объекта разработки. Так как верхний пласт CV нижней пачки ТТНК имеет худшие фильтрационные свойства по сравнению с пластами верхней пачки, то для эффективной выработки пластов при совместной эксплуатации пластов ТТНК в добывающих скважинах целесообразно осуществлять закачку воды в пласты верхней и нижней пачек раздельно.

Список использованных источников

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

2. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.

3. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обра-

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

4. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

5. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.

6. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.

7. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

8. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтярь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.

9. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

10. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

11. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 622.692

Исследование растворимости газа в углеводородном сырье нефтяных скважин

Нурутдинов Р.Р.¹, Нурутдинов Ш.Р.², Нурутдинова А.Н.³

(¹ филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент

² ООО «Паллада», генеральный директор

³ ООО Банк ПТБ, бухгалтер)

Аннотация. В статье излагается методика определения закона растворимости газа в нефти, которая позволяет определить количество газа, выделяющегося в свободное состояние в зависимости от давления и температуры в процессе подъема флюида от забоя устья нефтяной скважины.

Ключевые слова: нефтяная скважина, углеводородное сырье, коэффициент растворимости, фракционный состав газов.

UDC 622.692

Investigation of gas solubility in hydrocarbon feedstocks of oil wells

Annotation. The article describes the procedure for determining the law of gas solubility in oil, which allows to determine the amount of gas released into the free state depending on the pressure and temperature during the process of lifting the fluid from the face of the wellhead of the oil well.

Key words: oil well, hydrocarbon feedstock, solubility coefficient, Fractional composition of gases.

Решение задачи определения объема нефтяного газа, выделяющегося в свободное состояние в процессе подъема углеводородного сырья в лифтовых трубах нефтяных скважин, является весьма сложной. Это связано с необходимостью учета влияния большого количества параметров, определяющих физические свойства компонентов углеводородного сырья, его фракционного состава, давление и температуры в условиях движения.

В настоящее время расчет объемного количества растворенного (или выделившегося в свободное состояние) газа в зависимости от давления p и расчетной температуре t производится на основании линейного закона растворимости, т.е. используется закон Генри:

$$V = \alpha \cdot p \cdot V_{\text{ж}},$$

где V – объем растворенного газа;

$V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, в которой растворяется газ;

α – коэффициент растворимости;

p – абсолютное давление.

При $V_{\text{ж}} = 1,0$ имеем $\alpha = V/p$, т.е. коэффициент растворимости численно равен объему газа, растворенного в единице объема нефти при повышении давления на единицу.

В действительности процесс растворения газа в нефти происходит при значительном отклонении от закона Генри. По данным [1] коэффициент растворимости для различных газов и нефтей в зависимости от условий растворения изменяется от $0,4 \cdot 10^{-5}$ до $1,0 \cdot 10^{-5}$ 1/Па. Коэффициент растворимости при низком давлении значительно больше, чем при высоком давлении. С повышением температуры растворимость газа уменьшается. Такое положение создаёт необходимость проведения исследований с целью установления закономерностей растворимости газов в нефти в зависимости от давления и температуры в условиях движения газонефтяной смеси в лифтовых трубах нефтяных скважин.

В связи с тем, что углеводородное сырье различных нефтяных месторождений существенно отличаются по своим физико-химическим свойствам, фракционному составу, газовому фактору и пластовому давлению решение задачи о растворимости газа в нефти в настоящее время возможно только в плане ориентировочного приближения к действительности.

Для установления закономерности выделения газа в свободное состояние в зависимости от падения давления по мере подъема газожидкостной смеси по трубам исходим из следующих известных для каждого месторождения (эксплуатируемого продуктивного пласта) данных:

1. Температуры пласта t_n и на устье скважин t_y , по которым принимают среднюю температуру $t_{\text{ср}} = \frac{1}{2}(t_{\text{пл}} + t_y)$;

2. Фракционный состав: метана δ_1 , этана δ_2 , пропана δ_3 , изопропана δ_4 , бутана δ_5 и

т.д.

3. Давления насыщения (давления начала испарения) метана p_1 .

Исследуем процесс выделения газа в свободное состояние на примере девонской

нефти Ромашкинского месторождения, приняв следующие исходные данные: газовый фактор $\Gamma^0 = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения $p_n = 8,5 \text{ МПа}$. Фракционный состав приведен в таблице 1.

Таблица 1

	метан	этан	пропан	изобутан	бутан	изопентан	остальные тяжелые фракции	сумма i
Мольное содержание всех фракций	40%	19,5%	18%	2,5%	5,0%	4,5%	10,5%	100%
Мольное содержание δ_i фракций, выделяющегося в своб. состояние	δ_1 0,47	δ_2 0,229	δ_3 0,212	δ_4 0,03	δ_5 0,06	-	-	1,0
Объемное содержание фракций (в ст. усл.) $\Gamma_i^0 \cdot \delta_i = 50 \cdot \delta_i$	23,50	11,50	10,0	1,50	3,00	-	-	50,0
Давление насыщения фракций (абсолютно) P_{ni} , МПа	8,5	4,0	0,8	0,25	0,22	0,08* < 0,10		

Изопентан испаряется при $P_n = 0,08 < 0,1$ (атм. давление), поэтому изопентан остается в растворенном состоянии при $P = 0,1 \text{ МПа}$. В свободное состояние переходят только более легкие углеводороды.

При определении количества растворенного газа в зависимости от давления воспользуемся законом Рауля: парциальное давление p_i пара i -того компонента жидкой смеси равно давлению паров p_i^r его в чистом виде при данной температуре, умноженной на мольную концентрацию его в жидкой фазе $p_i = p_i^r \cdot \delta_i$.

Приняв предварительно линейный закон строим графики зависимости количества свободного газа для каждой фракции отдельно (рис.1):

- по прямой А выделяется в свободное состояние метан;
- по прямой В выделяется этан;
- по прямой С выделяется пропан;
- по прямой D выделяется изобутан;
- по прямой Е выделяется бутан.

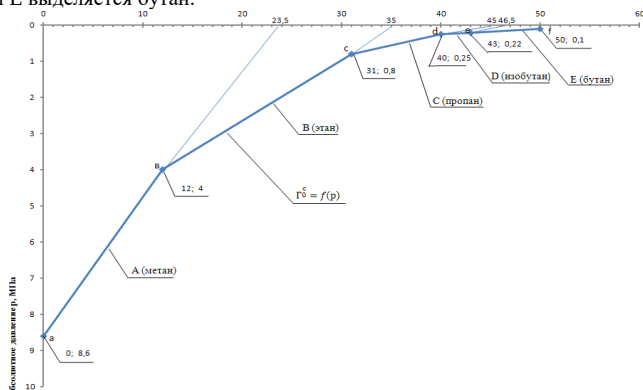


Рис.1. График зависимости объема газа, выделившегося в свободное состояние, от давления

Ломаная линия $abcdef$ представляет графическую зависимость объёмное количест-

во сводного газа в стандартных условиях $\Gamma^{\text{св}}_0 = f(p)$.

Как видим, растворимость газа зависит только от давления. Здесь влияние температуры на растворимость не учитывается: температур принимается постоянной и равной $t_{\text{ср}}$ по всей колонне труб.

Коэффициент растворимости является функцией от давления, при этом этот коэффициент увеличивается с уменьшением давления. Примем, что объемное количество растворенного $\Gamma^{\text{св}}_0$ и свободного $\Gamma^{\text{св}}_0$ газа находится в степенной зависимости.

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = (10p)^n; \quad (\text{А})$$

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = \Gamma^{\text{св}}_0 - (10p)^n; \quad (\text{В})$$

Коэффициент растворимости определяется как первая производная

$$K_{(p)} = \frac{d\Gamma^{\text{св}}_0}{dp} = n(10p)^{n-1}.$$

При $n > 1,0$ $K_{(p)} = n(10p)^{n-1}$. В этом случае с увеличением давления p $K_{(p)}$ возрастает. Это противоречит действительности – известно, что с увеличением p $K_{(p)}$ уменьшается.

При $n < 1,0$ $K_{(p)} = \frac{n}{(10p)^{1-n}}$. В этом случае, с увеличением давления коэффициент растворимости уменьшается, что соответствует действительности. Поэтому примем $n < 1,0$. Формулы (А) и (В) действительны в пределах $p_n \leq p \leq 0,1$; $\Gamma^{\text{св}}_0 \geq \Gamma^{\text{св}}_0 \geq 0,0$.

Формулы для определения $\Gamma^{\text{св}}_0$ и $\Gamma^{\text{св}}_0$ получим следующим образом. Коэффициент растворимости в зависимости от давления

$$K_{(p)} = \frac{d\Gamma^{\text{св}}_0}{dp} = \frac{d(10p)^n}{dp} = n(10p)^{n-1}.$$

$$d\Gamma^{\text{св}}_0 = K_p \cdot dp = n(10p)^{n-1} dp;$$

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = \int_0^p d\Gamma^{\text{св}}_0 = \int_0^p n(10p)^{n-1} dp = (10p)^n;$$

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = (10p)^n \quad (\text{А})$$

$$d\Gamma^{\text{св}}_0 = d\left(\Gamma^{\text{св}}_0 - \Gamma^{\text{св}}_0\right) = -d\Gamma^{\text{св}}_0;$$

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = \int_p^{p_n} d\Gamma^{\text{св}}_0 = \int_p^{p_n} d(-\Gamma^{\text{св}}_0) = - \int_p^{p_n} d(10p)^n = (10p)^n \Gamma^{\text{св}}_0 = (10p_n)^n - (10p)^n;$$

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = (10p_n)^n - (10p)^n \quad (\text{В})$$

Для определения степени «n» строим график зависимости $\Gamma^{\text{св}}_0 = (10p)^n$ в логарифмических координатах $\lg \Gamma^{\text{св}}_0 - \lg(10p)$. Из этого графика получаем соотношение

$$\frac{\lg 50 - \lg 5,4}{\lg 86 - \lg 1,0} = \frac{\lg \Gamma^{\text{св}}_0 - \lg 5,4}{\lg(10p) - \lg(10 \cdot 0,1)}.$$

После преобразований этого соотношения получаем формулу для определения объемного количества растворенного газа, отнесенного к единице объема нефти, приведенных к стандартным условиям, в следующем виде

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = 5,4(10p)^{0,5}. \quad \Gamma^{\text{св}}_0 = 17,10p^{0,5}.$$

Формулу для определения объемного количества газа, выделившегося в свободное состояние, определяем исходя из выражения

$$\Gamma^{\text{св}}_0 = \Gamma^{\text{св}}_0 - \Gamma^{\text{св}}_0,$$

где $\Gamma^0 = 5,4(10p_n)^{0,5}$ и $\Gamma^0 = 5,4(10p)^{0,5}$.

$$\Gamma^{cb} = 17,10 \cdot [(p_n - p_0)^{0,5} - (p - p_0)^{0,5}] \quad (C)$$

В формуле (C) объемные количества растворенного и свободного газа определены для стандартных условий. Эту формулу можно привести к условиям движения в соответствии с уравнением газового состояния и записать в следующем виде

$$\Gamma^{cb} = 17,10 \frac{273+t}{273} z \frac{p_0}{p} [(p_n - p_0)^{0,5} - (p - p_0)^{0,5}] \quad (D)$$

Коэффициент сжимаемости определяем по следующей эмпирической формуле, полученной на основании известного графика зависимости $z = f(p_{кр}, T_{кр})$ [2, 3].

$$z = 1,0 - 0,00018 \cdot (123 - t) \cdot p.$$

Подставив в формулу (E) значение z , получим

$$\Gamma^{cb} = 17,10 \frac{273+t}{273} [1,0 - 0,00018(123 - t)p] \frac{p_0}{p} [(p_n - p_0)^{0,5} - (p - p_0)^{0,5}]$$

$$\Gamma^{cb} = (\alpha - \beta p) \frac{p_0}{p} [(p_n - p_0)^{0,5} - (p - p_0)^{0,5}], \quad (E)$$

где $\alpha = \frac{273+t_{cp}}{16,0}$, $\beta = 0,0029 \left(\frac{273+t_{cp}}{16,0} \right)^2$.

Формулу (E) для области с низким давлением ($\approx 1,00$ МПа и ниже), где коэффициент сжимаемости близок к единице, можно представить в следующем виде

$$\Gamma^{cb} = \alpha \frac{p_0}{p} [(p_n - p_0)^{0,5} - (p - p_0)^{0,5}] \quad (E)$$

Из формулы (C) можно найти выражение для определения давления насыщения, исходя из условия: при $p = p_0$ $\Gamma^{cb} = \Gamma^0$:

$$\Gamma^{0cb} = 17,10[(p_n - p_0)^{0,5} - (p_0 - p_0)^{0,5}]$$

Отсюда имеем

$$p_n = p_0 + 0,0034(\Gamma^0)^2 \quad (F)$$

Формула (D), определяющая закон растворимости газа не является общим решением, она получена и справедлива только для данного конкретного фракционного состава газов. В данном случае дано решение для девонских нефтерождений Татарстана с газовым фактором $\Gamma^0 \cong 50$ и давлением насыщения $p_n^{abc} \cong 8,6$ МПа. При этом эта формула получена для конкретного фракционного состава газов, приведенного в таблице 1. Однако, можно достаточно обоснованно полагать, что формула (C) будет справедлива и для других значений газовых факторов, но, если фракционные составы газов будут совершенно одинаковыми.

Список использованных источников

1. Кабиров, М.М., Скважинная добыча нефти: учебник / М.М. Кабиров, Ш.А. Гафаров. – М.: Недра, СПб, 2010. – 416 с.
2. Гиматулинов, Ш.К. Справочная книга по добыче нефти: учебное пособие / Ш.К. Гиматулинов. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
3. Медведев, В.Ф. Сбор и подготовка нефти и виды: учебное пособие / В.Ф. Медведев. – М Недра, 1986. – 220 с.

УДК 622.276

Особенности системы сбора газа Пеляткинского газоконденсатного месторождения

Петров В. А., Петрова Л. В., Грезина О.А.

Зарипова Л.М. Зайнаглина Л.З.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском)

Аннотация: в статье приводиться усовершенствование существующей системы сбора газа Пеляткинского газоконденсатного месторождения. Снижение давления на буфере скважины за счет монтажа газового эжектора прискважинной обвязке куста.

Ключевые слова: газ, месторождение, скважина, система сбора, шлейф, эжектор.

UDC 622.276

Gas selection system features of Pelyatkin gas-condensate field

Petrov V.A., Petrova L.V., Grezina O.A.,

Zaripova L.M., Zainagalina L.Z.

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE

«Ufa State Petroleum Technical University»)

Abstract: The article provides the improvement of the existing gas collection system of the Pelyatkinskoye gas condensate field. Decrease in pressure on the well buffer due to the installation of a gas ejector in the borehole harness of the bush.

Key words: gas, field, well, collection system, trail, ejector.

Добыча газа и конденсата на Пеляткинском газоконденсатном месторождении ведется в условиях автономного газоснабжения Норильского промышленного района. Транспортировка газа осуществляется по магистральному газопроводу Пелятка-Мессояха-Норильск, диаметр газопровода 720 мм. Жидкие углеводороды перекачиваются с головных сооружений по конденсатопроводу [1, 13,16].

Осадочный чехол в пределах Пеляткинского месторождения и района сложен мезозойско-кайнозойскими отложениями, типичными для северо-восточной части Западно-Сибирской плиты, залегающими на разновозрастных породах доюрского основания. Максимальная глубина вскрытия осадочного чехла составляет 3805 м. на забое вскрыты отложения средней юры [17].

Система сбора выполнена по лучевой схеме. От каждой одиночной скважины до установки комплексной подготовки газа (УКПГ) проложен индивидуальный трубопровод диаметром 159 мм, а от куста общий шлейф (сборный коллектор) диаметром 219 мм [4].

Шлейфы проложены надземно по коридорной схеме от каждого куста и одиночных скважин, а также в общем коридоре совместно со шлейфами к каждой скважине проложены метанолопроводы диаметром 57 мм [8,18].

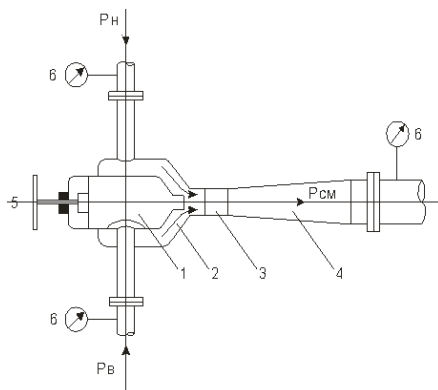
На начальном этапе разработки месторождения скважины дренировали первый эксплуатационный объект и имели технологические характеристики, схожие с характеристиками соседних по кусту скважин, а рабочие буферные давления значительно превышали давление газосборного коллектора установки УППГ. И сбор продукции данных эксплуатационных скважин реализован в общий шлейф [5, 13].

В процессе эксплуатации зона дренирования скважины по первому эксплуатационному объекту была истощена, обводненность скважины достигла критических параметров. Для дальнейшей разработки были проведены работы по изоляции в скважине горизонта и переводу скважины на эксплуатацию горизонта со значительно более высокими запасами пластовой энергии. После перевода скважины на эксплуатацию горизонта с более высоким пластовым давлением осложнилась значительной разницей давлений и дебитов скважин, работающих в общий шлейф. Фактически одновременная работа скважин стала невозможной, так как давление в шлейфе превысило не только рабочее буферное, но и статическое давление соседних скважин, что приводит к samozadaвливанию других скважин [6, 7].

Поэтому предлагается использовать понижение давления газа в системе сбора «скважина-установка» используя систему эжекции газа в специализированной камере. Эжекторы с успехом могут применяться на газовых промыслах, где осуществляется одновременная раздельная эксплуатация нескольких газовых пластов, а также для разработки низконапорных газоконденсатных залежей. Данная эжекционная камера монтируется к установке в прискважинной промысловой обвязке куста скважин, т. е. эжекционная камера будет иметь три входа. На два входа с низким давлением будет подаваться газ с объектов с низким показателем пластового давления, а в само сопло эжекции подается газ с большим пластовым давлением. Далее продукция эксплуатационных скважин подается на

установку комплексной подготовки газа и газового конденсата по одному шлейфу диаметру 219 миллиметров [9, 12].

Используя энергию более «сильного» пласта мы понижаем давления в сборном шлейфе «слабой» скважины, тем самым понижаем противодавление со стороны шлейфа на скважину и давление на буфере газодобывающей скважины. Итак, повышение дебитов слабых скважин происходит за счёт создания дополнительной депрессии на забое разрабатываемого пласта [3,10, 11].



P_H – газ низкого давления; P_B – газ высокого давления; 1 – сопло;
2 – кольцевая щель; 3 – камера смешивания; 4 – диффузор;
5 – регулятор размера щели; 6 – манометр

Рисунок – Эжекционная установка

Эжектор (рисунок) состоит из сварного корпуса с двумя концентрическими камерами для высоконапорного P_B и низконапорного давления газов P_H , сменного сопла 1, камеры смешения 3 и диффузора 4. Внешняя камера соединяется с газопроводом низкого давления P_H . В центральную камеру высоконапорного газа вставлен патрубок с боковым вырезом, через этот вырез и патрубок камеры соединяется с газопроводом высокого давления P_B . Газ высокого давления поступает через боковой вырез патрубка внутренней цилиндрической камеры и далее через центральное сопло 1 в камеру смешивания 3. Газ низкого давления поступает в кольцевое пространство, образованное наружной и внутренней камерами корпуса, и засасывается в камеру смешивания через кольцевую щель вокруг сопла 1. Благодаря большой скорости, которую приобретает струя высоконапорного газа во время прохождения через центральное сопло, давление его снижается и происходит засасывание газа низкого давления. В камере смешивания 2 газ перемешивается и выравнивается его скорость перед диффузором 4. В диффузоре скорость газа падает, а давление восстанавливается за счет перехода основной части кинетической энергии газа в энергию давления [14, 17].

Из анализа видно, что модернизация системы сбора скважинной продукции на Пелятинском газоконденсатном месторождении показала положительный результат при использовании эжекционной установки. Дополнительная добыча газа от совершенствования системы сбора скважинной продукции и внедрения камеры эжекции будет получена в результате снижения давления на буфере газодобывающих скважин, разрабатывающих эксплуатационные объекты с более низкими пластовыми давлениями .

Список используемых источников

1. Чеботарев, В.В. Расчет основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции [Текст]: учебное пособие / В.В. Чеботарев. – Изд. 3-е, пе-

пераб. и доп. – Уфа: УГНТУ, 2007. 408с.

2. Ишмурзин, А.А., Матвеев Ю.Г. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа [Текст]: учебник /А.А. Ишмурзин, Ю.Г. Матвеев. –Уфа: Изд. - во «Нефтегазовое дело», 2014. - 532с

3. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин. Технологические процессы [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л. В. Петрова. - Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2016. - 103с.

4. Петров, В.А. Расчеты оборудования системы сбора продукции скважин [Текст]: учебное пособие / Петров В.А., Петрова Л.В. –Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2015. - 58с.

5. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / Петров В.А., Хабибуллин М.Я., Петрова Л.В. –Уфа: Изд.- во УГНТУ, 2015.- 76с.

6. Петров, В.А. Применение полочного осадителя при сепарации в установках типа КДФТ [Текст]: / Петров В.А., Баранкова В.И., Петрова Л.В.// Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. - Уфа: Изд. - во УГНТУ. 2015.- С. 105-110.

7. Петров, В.А. Установка для сепарации скважинной продукции типа КДФТ с усовершенствованным осадителем [Текст]: / В.А. Петров, Баранкова В.И., Петрова Л.В.// Современные технологии в нефтегазовом деле-2015: Сборник трудов Международной научно-технической конференции: в 2 т. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2015. - С. 398-402.

8. Петров, В.А. Техническое перевооружение установки комплексной подготовки нефти в части замены печей нагрева нефти [Текст]: / Усманова Г.Ю., Петров В.А., Зарипова Л.М.// Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. - Уфа: Изд.- во УГНТУ, 2015.- С. 8-11.

9. Петров, В.А. Сепаратор нефтегазовый с усовершенствованием контактных насадок [Текст]: / В.А. Петров, Т.В. Гафуров, Л.В. Петрова.// Современные технологии в нефтегазовом деле -2015: Сборник трудов Международной научно-технической конференции: в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд.- во УГНТУ, - 2015. С. 91-97

10. Петров, В.А. Обобщение опыта эксплуатации винтового компрессорного агрегата установки 6ГВ-18/6 М2У2 на Туймазинском ГПП [Текст]: / В.А. Петров, В.А. Здитовецкий, В.Л. Мазлов, Л.В. Петрова // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле- 2014. – Уфа: Изд. - во УГНУ, 2014. - 2014.- С. 149-152.

11. Петров, В.А. Усовершенствование процесса ремонта аппаратов воздушного охлаждения с цельносварными камерами [Текст]: / В.А. Петров, В.А. Здитовецкий, В.Л. Мазлов, В.В. Петров // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования Уфимский государственный нефтяной технический университет. - Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2014.- С. 236-239.

12. Петров, В.А. Использование концевых делителей фаз на нефтепромысловых площадках дожимных насосных станций [Текст]: / В.А. Петров, Л.В. Петрова, В.В. Петров // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013 Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 3-х т. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2013.- С. 196-201.

13. Мазлов, В.Л. Состояние трубопроводной системы ОАО «РОСНЕФТЬ-ЮГАНСКНЕФТЕАЗ» в Мамонтовском регионе [Текст]: / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, Петров В.А., А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012.Т. 90. № 4.- С. 71-76.

14. Петров, В. А. Опыт применения метода электрогидравлического воздействия на объектах нефтяных месторождений [Текст]: / В. А. Петров, Л. В. Петрова, В. В. Петров // Актуальные проблемы науки и техники: VI Международная науч. практическая конференция с элементами науч. школы для молодежи / УГНТУ. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2013. - Т.1. - С. 6-7.

15. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и экс-

плуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова. - Уфа: Изд. - во УГНТУ, - 2014. - 81 с.

16. Давыдова, О.В. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» [Текст]: / Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов, А.Н. Немков, О.В. Давыдова // В мире научных открытий [Текст]:, 2013. № 11.2 (47). С. 197-224.

17. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики [Текст]: учебное пособие / Л.В. Петрова – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2014.-78с.

18. Сидоркин, Д.И. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов, работающих в сложных геологических условиях [Текст]: / Е.С. Смольников, Д.И. Сидоркин // Материалы 67-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. - Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2016. С. 244-245.

УДК 532.5 (075.8)

Оптимизация работы установок погружных электроцентробежных насосов на Киньяминском месторождении

А.Ф. Камалеева (зр. БГР 13-11)

Л.В. Петрова (доцент)

(Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Основными задачами любой нефтяной компании является максимальная добыча нефти с минимальными затратами. Поэтому все, что уведит нас от достижения этой цели, должно быть ликвидировано. Главной задачей продолжительной добычи является оптимизация работы используемого оборудования, как технологически, так и экономически.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, оптимизация, добыча, эффект, скважина.

UDK 532.5 (075.8)

Optimization of work of installations of submersible electrocentric pumps on Kinyaminsk oil field

A. F. Kamaleeva (student BGR 13-11)

L.V.Petrova (assistant professor)

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

Abstract: The main objectives of any oil company is to maximize oil production at minimal cost. Therefore, everything that takes us away from achieving this goal must be eliminated. The main task of continuous production is to optimize the operation of the equipment used, both technologically and economically.

Keywords: electric centrifugal pump, optimization, production, effect, well.

Основной научно-технической политики предприятия являются мероприятия по увеличению добычи нефти, выполнение геолого-технических мероприятий: ввод новых добывающих скважин, ввод новых скважин под закачку с целью поддержания пластового давления, методы повышения нефтеотдачи пластов, перевод нерентабельных скважин в бездействие, возвраты на другие горизонты, ремонтно-изоляционные работы и т.п.[1]

В настоящее время более 40 % всей нефти нашего государства добывается установками погружных центробежных насосов (УЭЦН).

На качество работы УЭЦН в скважинах, являются газ, вода, отложения парафина и солей, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить в группу геологических причин, поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи[2].

На работу УЭЦН непосредственно влияют вода, газ, отложение парафина и солей, наличие механических примесей в жидкости. Их можно объединить в группу геологических причин, так же относится искривление скважины, вибрация, недостаточная надежность узлов деталей УЭЦН. Главным показателем, характеризующим качество проведен-

ного ремонта, качество спущенного глубинно насосного оборудования, возможность дальнейшей эксплуатации – является наработка на отказ, которая прямо пропорционально зависит от качества преждевременных ремонтов[3].

Устранение таких причин, как некачественный ремонт УЭЦН, негерметичность НКТ, некачественный подбор установок, повреждение кабеля. Уже только это поможет достаточно ощутимо увеличить наработку на отказ, что позволит высвободить дополнительные ремонты на бездействующий фонд. Данные мероприятия позволят увеличить МРП и увеличить добычу[4,6,10,11].

Основным резервом повышения технико-экономических показателей эксплуатации (увеличения МРП и снижения удельного расхода электроэнергии на подъем нефти) и дебита нефти добывающих скважин является оптимизация режима работы насосного фонда.

При решении задачи по оптимизации работы УЭЦН можно пойти как по пути технологической оптимизации (максимальные МРП работы и дебит скважины), так и по пути экономической оптимизации (минимальные затраты на добычу нефти)[5,9,10,14].

В первом случае для выявления влияния геолого-технических и технологических факторов на МРП работы скважин, оборудованных установками ЭЦН, используют данные по конструкции скважин (интервалы перфорации, инклинометрия) и данные о работе скважины, оборудованной УЭЦН.

Так, изменяя входные параметры каждой скважины, определяют максимально возможный межремонтный период работы. Экономический эффект получают за счет увеличения МРП, т.е. снижается число ремонтов и соответственно затраты на ремонт скважин, а также скважина меньше времени находится в простое (в ремонте), что ведет к дополнительной добыче нефти и соответственно к дополнительной прибыли [6].

В случае экономической оптимизации определяют скважины, на которых установлены установки электроцентробежных насосов большей мощности, это те скважины, дебит которых гораздо меньше номинальной подачи ЭЦН, т.е. насос работает с низкими КПД [7,9,13].

Динамика технико-экономических показателей Киняминского месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели Киняминского месторождения

Показатели	2012 год	2013 год	2013/2012%
Объем добычи нефти, тыс. т.	2199,5	2630,3	119,59
Среднесуточный дебит, т/сут	62,1	66,8	107,57
Эксплуатационный фонд скважин	372	397	106,7
Коэффициент эксплуатации	0,941	0,957	101,7

Из таблицы видно, что объем добычи нефти изменяется на 119,59 %, изменение производительности труда составила 119,59 %, себестоимость одной тонны нефти увеличилась на 6 %.

Расчет дополнительной добычи нефти выполнен в следующем порядке.

Прирост добычи нефти определяется по формуле

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot k_{\text{э}} - \Delta A_{\text{р}}, \quad (1)$$

$$\Delta A_{\text{р}} = t \cdot \frac{q_1}{24} \quad (2)$$

Определим $\Delta A_{\text{р}}$ для первой скважины

$$\Delta A_{\text{р}} = 59 \cdot \frac{114}{24} = 280,25 \text{ т.}$$

Определим суммарный прирост добычи нефти для первой скважины

$$\Delta A = (121 - 114) \cdot 365 \cdot 0,957 - 280,25 = 2164,89 \text{ т/год.}$$

Результаты расчета остальных скважин приведены в таблице 2[8,10,14].

Таблица 2 – Прирост объема добычи

Номер скважины	Дебит до проведения, т/сут	Дебит после проведения, т/сут	Потери нефти, т	Прирост добычи, т
1	114	121	280,25	2164,89
2	175	177	430,21	268,4
3	30	31	73,75	275,56
Итого	-	-	-	2708,85

Экономический эффект определяется по формуле

$$\mathcal{E}_T = P_T - 3_T \quad (3)$$

Стоимостная оценка результата определяется по формуле

$$P_T = \Delta A \cdot \Pi_T = 2,709 \cdot 6600 = 17878,36 \text{ тыс. р.,} \quad (4)$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти определяется по формуле

$$3_T = \Pi_T + K_T - \Pi_T, \quad (5)$$

Π_T – остаточная стоимость (ликвидационное сальдо) основных фондов, выбывающих в результате мероприятия;

$$\Pi_T = K_{T1} \cdot (1 - H_{A1} \cdot 1/100) + K_{T2} \cdot (1 - H_{A2} \cdot 1/100), \quad (6)$$

$$\Pi_T = 50767,6 \cdot 0,8 + 211000 \cdot 0,7155 + 172000 \cdot 0,72 + 233000 \cdot 0,854 + 44000 \cdot 0,8465 + 103000 \cdot 0,722 + 84000 \cdot 0,732 = 708843,6 \text{ руб.}$$

$$3_T = 7028,39 + 897,77 - 708,84 = 7217,32 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект составит

$$\mathcal{E}_T = 17878,36 - 7217,32 = 10661,04 \text{ тыс. р.};$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия определяется по формуле

$$\Pi = \mathcal{E}_T - H \quad (7)$$

$$\Pi = 1066,04 - 0,2 \cdot 1066,04 = 8528,83 \text{ тыс.руб.}$$

Производительность труда в результате проведения мероприятия находится по формуле

$$\Pi_p = A_p / P_p = 2633009/115 = 22895,73 \text{ т/чел,} \quad (8)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 3 – Эффективность оптимизации режима работы скважин

Показатель	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Абсолютное отклонение
Объем добычи нефти, тыс. т	2630,30	2633,01	2,709
Среднесуточный дебит скважин, т/сут	106,33	109,67	3,3
Прирост добычи нефти, тыс. т	-	2,709	2,709
Себестоимость 1 т нефти, руб.	3285,11	3284,47	-0,64
Стоимостная оценка результатов, тыс. руб.	-	17878,36	17878,36
Стоимостная оценка затрат, тыс. руб.	-	7217,32	7217,32
Экономический эффект, тыс. руб.	-	10661,04	10661,04
Прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, тыс. руб.	-	8528,83	8528,83
Производительность труда, т/чел	22872,17	22895,73	23,56

Экономический эффект в результате смены оборудования установки [9,11,12,14]

электроцентробежного насоса на Киняминском месторождении составил 10661,04 тыс. руб., прирост чистой прибыли – 8528,83 тыс. руб. На основании технико-экономических показателей и расчетов экономической эффективности считается целесообразным проведение мероприятия.

Список использованных источников

1. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин [Текст] / Петров В.А., Петрова Л. В., Хабибуллин М.Я. // Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 76 с.
2. Гареев, Л.Р. Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин [Текст] / Л.Р. Гареев, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 300-306.
3. Камалеева, А.Ф. Оценка реконструкции нефтепроводов [Текст] / Камалеева А.Ф., Петрова Л. В., Зайнагилина Л.З. // Успехи современной науки. 2016. Т.4.№8. С. 65-67.
4. Петров, В.А. Установки электроцентробежных насосов. Отказы и пути их устранения в погружных ЭЦН [Текст] / Петров В.А., Тимеркаев А.А., Петрова Л. В. // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 111-117.
5. Петров, В.А. Установка насосная погружная, электрогидроприводная с усовершенствованным узлом соосности [Текст] / Петров В.А., Вертопрахов А.Л., Петрова Л. В. // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 87-91.
6. Харисов, И.И. Подбор оборудования для эксплуатации скважин установками ЭЦН в пехе добычи нефти и газа №14 ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз» [Текст] / Харисов И.И., Петрова Л.В. // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: 2013. – Т. 2. – С. 241-245.
7. Петрова, Л.В. Подбор оборудования для эксплуатации скважин установками ЭЦН в ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз» [Текст] / Петрова Л. В., Халяпов Р.Р., Мызгин Б.О. // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 304-308.
8. Шайдуллина, Д.Т. Совершенствование эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / Шайдуллина Д.Т., Петрова Л. В. // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 426-432.
9. Давлетова, Г.И. Совершенствование эксплуатации скважин центробежно-вихревыми насосами в условиях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» [Текст] / Давлетова Г.И., Петрова Л. В. // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: 2013. – Т. 2. – С. 54-59.
10. Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнагилина, Р.Г. Хабибуллина / Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. 2015. С. 174-178.
11. Зайнагилина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагилина, Л.В.

Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

12. Зайнаглина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнаглина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

13. Алчинова, А.Ю. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли [Текст] / А.Ю. Алчинова, Л.З. Зайнаглина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

14. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнаглина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

УДК УДК 532.5 (075.8)

Влияние мощности и радиуса образующейся трещины на эффективность гидроразрыва пласта

Л.В. Петрова (доцент)

Д.Р. Яруллин (гр. БГР-15-12)

(Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы увеличения дебита скважины при помощи гидроразрыва с горизонтальной трещиной. Приведены экспериментальные данные дебитов скважин с различным числом трещин. Рассмотрены факторы, влияющие на эффективность гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: давление разрыва, гидроразрыв, горизонтальная трещина, радиус трещины, толщина пласта.

УДК 532.5 (075.8)

Influence of the developing fracture capacity and radius on the hydraulic fracturing efficiency

L.V. Petrova (assistant professor)

D. R. Yarullin (student BGR-15-12)

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

Annotation: The article presents the issues of increasing the flow rate of a well with the help of hydraulic fracturing with a horizontal fracture. Experimental data of well rates with different number of fractures are given. Factors affecting well efficiency are considered.

Keywords: Fracturing pressure, hydraulic fracturing, horizontal fracture, fracture radius, formation thickness.

Для того чтобы разобраться как именно влияют на гидроразрыв пласта толщина и радиус образующейся одиночной горизонтальной скважины, нужно рассмотреть историю вопроса и выяснить, что из себя представляет гидроразрыв пласта.

Гидроразрыв, как метод влияния на пласт, был разработан в 1940-х годах, а впервые применен на практике в 1948 году. Уже на ранних стадиях практики гидроразрыва было заметно увеличение дебита скважин, по мере совершенствования процесса было доказано, что ГРП является не только эффективным способом увеличения дебита скважин, но и ее экономических показателей. [9,с.56;11,с.26]

Сейчас же гидроразрыв успешно применяется на многих месторождениях, круп-

ными компаниями, такими как «Роснефть» которая делает более 2000 разрывов в год. Впервые в России в 2016 году «Газпром-нефть» провела 18-ти и 30-ти стадийный разрыв на горизонтальных скважинах Южно-Приобского месторождения. Это является примером того, что данный метод успешно развивается не только в России, но и по всему миру.

Сам процесс образования трещины при гидроразрыве достаточно прост. При помощи специальных агрегатов на поверхности, создающих давление, жидкость разрыва подается в места с наибольшей проницаемостью. Благодаря этому, возникает разность давлений между пропластками. Все это ведет к тому, что в пласте возникают некоторые силы и образуется трещина.

Упомянув о давлении разрыва нужно сказать, что оно изменяется в зависимости от глубины скважины, если речь идет о неглубоких скважинах (глубиной менее 1200 м), то давление разрыва превышает геостатическое давление вышележащей породы, если о глубоких (глубиной более 1200 м), то давление разрыва равно $0,78 - 0,8$ от геостатического давления [2, с.150; 7, с.210; 10, с.160].

Направление трещины зависит в первую очередь от жидкости, если она хорошо фильтрующейся – трещина горизонтальная, если не фильтрующейся – вертикальная.

Ряд авторов писали об исследовании числа горизонтальных трещин. Суть исследования состоит в том, что разрывать пласт на множество горизонтальных, симметричных трещин не имеет никакого смысла, лучше всего создать одну большую горизонтальную трещину. Одна трещина радиусом $r_T = 300 r_c$ многократно увеличит дебит скважины, по сравнению с 20 трещинами радиусом $r_T = 30 r_c$ при тех же условиях. Наглядные сведения в таблице 1.

Также немаловажным фактором увеличения дебита является расположение трещины в пласте, максимальный эффект будет достигнут если трещина находится в середине пласта, и минимальный возле кровли и подошвы пласта (рис. 1). [5, с.39; 8, с.78; 14, с.38]

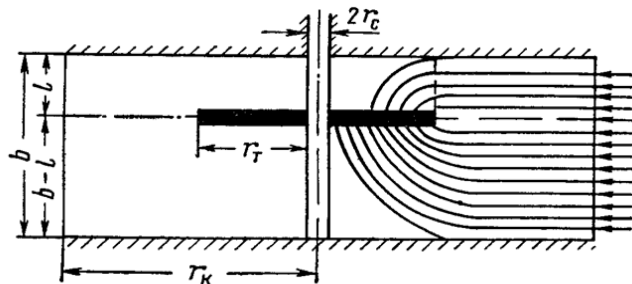


Рисунок 1. Схема горизонтальной трещины [1, с. 239; 6, с.82; 13, с.59]

По данным электролитического моделирования (табл. 2), где описываются значения некоторых функций от параметра $\frac{h}{2rc}$, можно с большой уверенностью сказать, что эффективность гидравлического разрыва, при горизонтальной трещине, будет зависеть от радиуса трещины, причем с ее увеличением производительность трещины сначала будет резко расти, а потом замедляться. Это связано с тем, что рост дебита будет продолжаться до тех пор, пока не будет достигнут максимум для этой трещины [1, с. 238; 4, с.163; 12, с.57]. Таблица 1. Отношение суммарного дебита горизонтальных трещин к дебиту скважины, совершенной по степени вскрытия $\frac{kq_T}{q_0}$ при различных радиусах трещин r_T [1, с. 239]

$\frac{r_T}{r_c}$	$K \cdot Q_t \cdot Q_0$		
	1 трещина	4 трещины	20 трещин
30	1,192	1,521	1,688
60	1,521	1,919	1,983
120	2,145	2,416	2,42
180	2,586	2,795	2,80
240	2,964	3,45	3,45
300	3,345	3,48	3,48

Таблица 2.Значения функций $n(\frac{h}{2rc})$ и $N(\frac{h}{2rc})$ [1, с. 238]

$\frac{h}{2rc}$	$n(\frac{h}{2rc})$	$N(\frac{h}{2rc})$
17.00	0.15	0.44
22.72	0.106	0.55
28.41	0.064	0.61
38.65	0.041	0.70
89.80	0.0108	0.93

Данные таблицы 2 помогают определить отношение дебитов скважин до и после гидроразрыва по формуле Ю. П. Желтова, результат которого свидетельствует об увеличении дебита в несколько раз:

$$\Phi = \frac{Q_T}{Q_0} = 1 + N_B \cdot \left(\frac{r_T}{r_c}\right)^{n(b)},$$

где Q_T – дебит скважины с горизонтальной трещиной, Q_0 – дебит скважины до гидроразрыва, r_T – радиус трещины, r_c – радиус скважины, N_B и n_b при B и b равное $\frac{h}{2rc}$ – некоторые функции от параметра $\frac{h}{2rc}$ [1, с. 238;3, с.15].

Также на эффективность гидроразрыва влияет мощность пласта, чем меньше толщина пласта, тем производительнее скважина.

Таким образом, можно сказать, что при гидродинамическом разрыве пласта увеличивается продуктивность скважины, проницаемость пласта, расширяется зона дренирования, что позволяет многократно увеличить дебиты скважин после ГРП.

Список использованных источников

1. Пыхачев, Г.Б. Подземная гидравлика/ Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. -М.: Недра,1973.- 360 с.
2. Усачев, П.М. Гидравлический разрыв пласта. -М.: Недра, 1986, - 165с.
3. Петрова, Л.В. Применение гидроразрыва пласта на Знаменском месторождении/ Петрова Л.В., Петров В.А., Зайнагалина Л.З.// В книге: Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы научно-практической конференции с международным участием под редакцией Тянь В.К. –Самара. - 2016. -С. 27.
4. Хафизов, Р.А. Гидравлический разрыв пласта для снижения риска увеличения обводненности скважины/ Хафизов Р.А., Петров В.А., Петрова Л.В.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. - 2015. С. 163-172.
5. Бадретдинова, А.И., Петрова Л.В. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта в условиях Троицкого месторождения НГДУ «Туймазанефть»/ В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. С. 39-44.
6. Камалеева, Л.Л. Эффективность гидроразрыва пласта на Михайловско-Коханском месторождении НГДУ "Первомайнефть"/Камалеева Л.Л., Петрова Л.В., Губанов С.И., Зиновьев А.М.//В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. С. 82-90.
7. Юсифов, Т.Ю. Влияние фронта нагнетаемых вод на эффективность гидроразры-

ва пласта/Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Юсифов Э.Ю., Каримова Н.Г., Петрова Л.В., Сафиуллина А.Р.//Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 319.

8. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. Ю. Гуторов, Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 78 с.

9. Халимов, Р.Н. Применение поинтервального гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»/ Халимов Р.Н., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х.//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 4. С. 56-63.

10. Петрова Л.В., Газин А.М. Исследование влияния на эффективность гидроразрыва пласта его мощности и радиуса одиночной горизонтальной трещины/ В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: Сборник научных трудов. -2011. С. 160-164.

11. Шакурова А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энерго-ресурсов. Уфа, 2011. 26 с.

12. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИО-ЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 57-58.

13. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 59-60.

14. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.

УДК 622.276

Оценка влияния геометрических характеристик фильтра на процесс притока к нему

Подъячева Василина Евгеньевна

(Самарский государственный технический университет, старший преподаватель кафедры «РиЭНиГМ»)

Аннотация. В статье рассмотрен один из наиболее распространенных методов предотвращения выноса песка в скважину - экранирование поверхности породы фильтрами различной конструкции. Для оценки влияния изменения характера притока жидкости к скважине, вызванного наличием фильтра в ней, на дебит скважины использовалось понятие коэффициента совершенства скважины. Проведено сравнение пропускной способности фильтров с прямоугольными и круглыми отверстиями.

Ключевые слова: приток, фильтр, коэффициент совершенства скважины, размер и форма отверстий фильтра.

UDC 622.276

Assessment of the impact of geometrical adjectives of well screen on the well stream

Podyacheva Vasilina Evgenievna

(Senior Lecturer

Oil and Gas Fields Development and Exploitation", Samara State Technical University)

Abstract. The article present using different type of well screen as one of the most common methods of sand control. The well perfection coefficient was used in order to estimate of the impact of well sreen on the well rate. It also provides the comparison results of screen capacity de-

pending on the form of perforation.

Key words: well stream, well screen, the well perfection coefficient, size and form of perforation.

При эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) возникает ряд осложняющих факторов, наибольшее распространение среди которых получили механические примеси, коррозия, солеобразование и парафины. При этом по данным некоторых отечественных нефтедобывающих компаний на долю механических примесей приходится значительная часть поломок и износа оборудования [1, 2]. При этом нередко случаются, когда механические примеси, приводящие к поломкам УЭЦН, представляют собой частицы породы эксплуатируемого пласта. В связи с этим в настоящее время в нефтяной отрасли огромное внимание уделяется борьбе с пескопроявлением.

Наиболее распространенным методом предотвращения выноса песка в скважину является экранирование поверхности породы фильтрами различной конструкции [3].

Для обеспечения эффективного отсеечения песка фильтром необходимо проведение гранулометрических исследований выносимой породы. Пример результата анализа на одном из месторождений Самарской области представлен на рисунке 1.

Результаты исследования гранулометрического состава образца терригенных пород

То есть фильтрующий слой фильтра должен быть подобран с учетом того, что преобладающий размер фракций – 212-250 мкм (41,69%), 250-300 мкм (24,09%), 150-212 мкм (19,88%).

Помимо отсеечения песка немаловажным назначением фильтра является обеспечение части ствола скважины, находящейся в продуктивном интервале, достаточно высокими пропускными способностями. Для того, чтобы фильтр обладал высокими пропускными способностями его скважность – отношение суммарной площади, открытой для фильтрации, к общей площади активной части ствола – должна быть также достаточно высокой (8-15%) [4]. В связи с этим и возникает вопрос о правильном выборе геометрических характеристик противопесочного фильтра (форма, размер и схема расположения отверстий). На первый взгляд может показаться, что необходимо стремиться к максимально большой площади, открытой для фильтрации. Однако еще Маскет в 1943 году неявно открыл закон о том, что существует оптимальное число отверстий на единицу длины скважины, выше которого увеличивать число отверстий не имеет практического смысла [5]. То есть на величину дебита этой скважины увеличение площади фильтрации уже не повлияет.

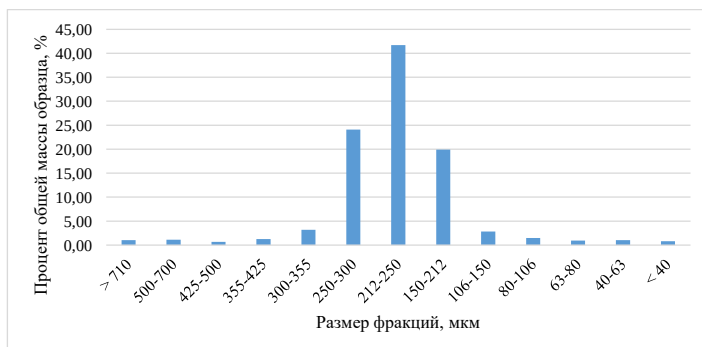


Рис. 1

К основным типам конструкции простых фильтров (то есть без учета расширяемых технологий, гравийных набивок и т.д.) относятся проволоочные и перфорационные (в том числе щелевые) фильтры.

Так как перфорационные фильтры являются наиболее универсальными [6], в статье

рассмотрена такая конструкция, представляющая собой базовую трубу с перфорационными отверстиями различной формы (круглые, прямоугольные). Помимо формы может отличаться схема расположения отверстий (симметричное, в шахматном порядке) и их размеры. Однако с учетом того, что ширина щели много меньше ее длины, даже при шахматном расположении щелей, поток в центральной части отверстия будет плоскорадийальным. Следовательно, с математической точки зрения для описания притока можно не рассматривать эти вариации, а использовать решение для более простого случая, то есть симметричного расположения щелей. Далее оценим влияние формы отверстий фильтра и их размеров на приток.

Для оценки влияния изменения характера притока жидкости к скважине, вызванного наличием фильтра в ней, на дебит скважины можно использовать понятие коэффициента совершенства скважины (отношение дебита реальной скважины к дебиту совершенной скважины). Согласно исследовательской работе А.А. Петухова, коэффициент совершенства скважины определен как удельный дебит и описывается следующей формулой [4]:

$$\frac{q}{q_0} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{1}{2} \lambda}$$

где q – дебит реальной скважины;

q_0 – дебит совершенной скважины;

R_k, r_c – радиус контура питания и скважины;

λ – дополнительное фильтрационное сопротивление.

При этом для каждой конструкции каркаса фильтра значения λ (дополнительного фильтрационного сопротивления) свои.

Результаты расчета удельного дебита в зависимости от скважности фильтра говорят о том, что наибольшим удельным дебитом будет обладать фильтр с минимальным размером отверстий, и, соответственно, максимальном их количестве. Однако стоит отметить, что максимальное значение удельного дебита будет достигнуто уже при определенной скважности (меньше 1), то есть дальнейшее увеличение площади фильтрации не будет иметь практического смысла.

При сравнении пропускной способности фильтров с прямоугольными и круглыми отверстиями каркас с круглыми отверстиями имеет большую пропускную способность.

Таким образом можно сделать следующие выводы:

1. по форме отверстий: предпочтение с точки зрения притока следует отдавать круглым отверстиям;
2. по размерам отверстий: при одной и той же суммарной площади, открытой для фильтрации, коэффициент совершенства скважины будет выше в случае маленького размера отверстий, но большего их количества;
3. при выборе конструкции противопесочного фильтра на конкретной скважине необходимо учесть гранулометрический состав породы, подобрав фильтрующий слой соответствующей размерности;
4. также при выборе конструкции фильтра необходимо учитывать то, что он должен обладать надёжностью с точки зрения своих прочностных характеристик.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта № 15-17-00019.

Список использованных источников

1. Гарифуллин, А.Р. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Текст] / А.Р. Гарифуллин // Инженерная практика. – 2010. – №02. – С. 20-25.
2. Савочкин, А.В. Эксплуатация скважин, осложненных повышенным выносом песка, на месторождениях ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» [Текст] / А.В. Савочкин // Инженерная практика. – 2014. – №02. – С. 24-36.

3. Башкатов, А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин [Текст]: учебник / А.Д. Башкатов – М.: ООО «Недра-Бизнес», 2003. – 556 с.
4. Петухов, А.А. Математические модели течений жидкости к фильтрам буровых скважин [Текст]: диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Петухов Александр Александрович. – Ставрополь, 2006.
5. Muskat, M. The Effect of Casing Perforations on Well Productivity [Текст] / M. Muskat // Trans Amer. Inst. Min. Met, Eng. – 1943. –Vol. 151
6. Хужин, М.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин осложненного фонда (на примере месторождений Западной Сибири) [Текст]: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Хужин Марат Рафакович – Уфа, 2015

УДК 625

Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Виньтойского месторождения

Полякова Н. С., Ваганов Л. А.

(Тюменский Индустриальный Университет)

В рамках исследования выявлены прорывы воды с использованием статистического анализа технологических показателей работы скважин и шестикомпонентного анализа проб попутно-добываемой воды. В целях регулирования системы заводнения и достижения оптимальной компенсации по добывающим скважинам разработан метод расчета необходимого объема закачки воды в зависимости от перераспределения закачки в окружающие скважины и их взаимного расположения.

Ключевые слова: прорыв воды, корреляция, шестикомпонентный анализ, расчет закачки, мониторинг.

UDC 625

Evaluation of water flooding system the effectiveness object BV7 YuzhnoViintoiskogo field

Polyakova N. S., Vaganov L. A.

(Tyumen Industrial University)

The study revealed the breakthroughs of water using statistical analysis of technological indicators of work of wells and above-ticomponent analysis of samples of produced water. For the purpose of regulating the water flooding system and achieve optimal compensation for producing wells developed a method of calculating the required volume of water injection depending on the redistribution of pumping in the surrounding wells and their relative position.

Key words: breakthrough of water, correlation, six-component analysis, calculation of injection and monitoring.

Как правило, в процессе анализа состояния разработки объектов эффективность заводнения тесно связывается с энергетическим состоянием пласта как на отдельных участках, или в целом по залежам. Фактически, система заводнения (или её отсутствие) оказывает значительное влияние практически на все показатели работы добывающих скважин и показатели разработки. Одной из наиболее распространённых и трудно решаемых проблем является преждевременное обводнение скважин, что приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

Актуальность данной работы заключается в том, что для поддержания эффективности разработки объектов требуется своевременно определять проблемные участки для оптимизации системы заводнения, что, в свою очередь, зачастую требует оперативного решения таких сложных задач, как определение источника обводнения, а также формирование рекомендаций по оптимальному режиму работы нагнетательных скважин.

Целью данной работы является оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Виньтойского месторождения.

Задачи, решаемые в ходе исследования:

1. Выполнить анализ компенсации отборов закачкой по площади объекта;
2. Выполнить анализ влияния закачки на показатели работы добывающих скважин, определить случаи прорыва закачиваемой воды;
3. Установить источники обводнения добывающих скважин объекта с использованием результатов 6-компонентного анализа проб попутно-добываемой воды;
4. Разработать алгоритм расчета оптимальной величины приёмистости нагнетательных скважин с учётом перераспределения закачки в окружающие скважины.

Объект БВ₇ является основным, определяющим добычу нефти на месторождении (на его долю приходится 98 % текущей добычи месторождения).

В настоящий момент объект находится на стадии растущей добычи нефти. Система разработки – обращенная семиточечная с расстоянием между скважинами 550 м. Происходит интенсивный ввод в разработку наиболее продуктивных участков объекта. На конец 2016 года основной фонд объекта пробурен на 25 %.

Отбор от НИЗ – 16,1 % при обводненности – 53,7%, текущие показатели свидетельствуют о том, что в разработку вовлечены не все запасы объекта, а активный ввод новых скважин сдерживает рост обводнённости в среднем по объекту.

На 01.10.2016 г из 127 действующих скважин 39 ед. (30 %) работало с обводненностью более 70 %.

Причинами высокой входной обводненности или резкого ее увеличения в процессе эксплуатации послужили:

1. Прорывы закачиваемой воды от нагнетательных скважин;
2. Обводнение из вышележащего водонасыщенного пласта БВ₆ после проведения ГРП;
3. Выработка запасов добывающей скважиной.

Анализ компенсации отборов закачкой показал, что разработка объекта сопровождается значительной перекомпенсацией отборов закачкой – текущая компенсация в целом по объекту составила 145 %, с компенсацией более 130 % эксплуатируется более 50 % действующего фонда (рисунок 2)

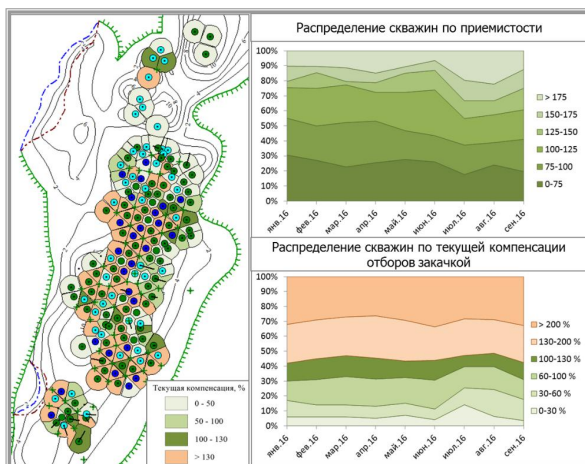


Рисунок 2 – Распределение скважин по компенсации на 01.10.2016 г

Высокие показатели компенсации и обводненности по добывающим скважинам

обусловлены значительным влиянием нагнетательных скважин.

Для определения источника обводнения проведен статистический анализ влияния изменения объемов закачки на технологические показатели работы добывающих скважин. Для подтверждения источников обводнения были использованы лабораторные исследования попутно-добываемой воды с привязкой к промышленным исследованиям пластов.

Сначала скважины были разбиты на пары добывающая-влиющая нагнетательная. Для формирования пар скважин типа – добывающая-влиющая нагнетательная построены диаграммы Вороного по скважинам, имеющим накопленную закачку, а также диаграммы Вороного по всему фонду объекта (1). Путем наложения построенных областей друг на друга выявлены зоны их пересечения. По результатам пересечения данных областей сформировались пары скважин.

Далее были выделены скважины с резким увеличением обводненности (более 20 %) в течение двух месяцев. По выделенным скважинам проведена оценка степени влияния изменения объема закачки соответствующей нагнетательной скважины на изменение технологических показателей работы добывающих скважин на дату резкого обводнения (более 20 %) и в течение 6 месяцев до и после скачка обводненности. Сравнение проводилось по следующим показателям: объем закачки – обводненность, объем закачки – добыча жидкости, объем закачки – добыча воды, объем закачки – пластовое давление, объем закачки – динамический уровень.

По результатам оценки характера связи были выделены пары скважин, для которых максимальное значение коэффициента корреляции между объемом закачки и обводненностью составило более 0,5 д. ед., что по шкале Чеддока характеризуется как заметная степень связи (2).

Для подтверждения прорывов закачиваемой воды или перетоков с вышерасположенного водонасыщенного пласта БВ₆ проведен анализ лабораторных исследований попутно добываемой воды (шестикомпонентный анализ).

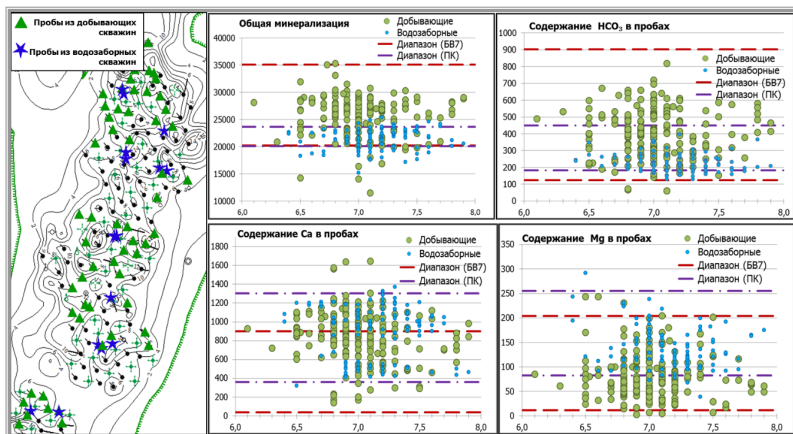


Рисунок 3 – Результаты 6-компонентного анализа

Оценка химического состава воды заключается в определении общей минерализации, где обязательными для исследования являются шесть компонентов (3 – катионы, 3 – анионы). В группу катионов входят: кальций (Ca^{2+}), магний (Mg^{2+}), натрий (Na^{+}). Группу анионов составляют: хлор (Cl^{-}), соли угольной кислоты (HCO_3^{-}), соли серной

кислоты (SO_4^{2-}). Дополнительно в рамках шестикомпонентного анализа воды определяют степень активности ионов водорода (рН). На объекте с начала разработки была отобрана 331 проба попутно добываемой воды из 80 добывающих скважин и 15 водо-заборных.

Сеноманская вода из водозаборных скважин характеризуется низким значением общей минерализации, составляя в среднем 16000 мг/дм^3 . Значение минерализации пластовой воды объекта БВ₇ находится в диапазоне от 20210 до 35080 мг/дм^3 и соответствует минерализации водонасыщенного вышерасположенного пласта БВ₆ (рисунок 3).

По результатам анализа проб попутно добываемой воды и сопоставления объема закачки с обводненностью добывающих скважин обводненный фонд был распределен на две основные группы по причине обводнения:

Прорыв воды от нагнетательных скважин (скважины со значением минерализации попутно добываемой воды менее 20210 мг/дм^3)

Переток воды из водонасыщенного пласта БВ₆ (обводнившиеся скважины с высоким значением минерализации).

По результатам статистического анализа, лабораторным исследованиям попутно-добываемой воды, а также промысловым исследованиям объекта БВ₇ сформированы основные причины обводнения добывающих скважин.

Первая группа:

1. Наличие высокопроницаемых пропластков более 80 мД, при этом средняя проницаемость по керну составляет 24,7 мД;

2. Наличие включений карбонатного типа, выделяемых по НКТВ, что при проведении ОПЗ обуславливает возможность образования каверн.

Вторая группа:

1. Наличие тонких глинистых перемычек между пластами БВ₆ и БВ₇

2. Проведение большеобъемных ГРП

Список использованных источников

1. Анкудинов А. А., Ваганов Л. А., Сохошко С. К. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию [Текст]// Нефтяное хозяйство. – 2016. – №8. – С.48 – 49.

2. Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. Экспресс-оценка сложившейся системы ППД методами многофакторного анализа и материального баланса[Текст]//Инженерная практика. – 2015. – №6-7. – С.8–11.

УДК 622.276

Оценка влияния неогенного ПАВ на асфальтосмолопарафиновые вещества, содержащиеся в нефти

Сандыга М.С., Хайбуллина К.Ш., Рогачев М.К.

(Санкт-Петербургский горный университет)

Аннотация: Одним из факторов, снижающих эффективность эксплуатации скважин нефтяных месторождений, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в подземном оборудовании и призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП). Для удаления АСПО применяются тепловые и химические методы, а для предотвращения образования - закачка ингибиторов (диспергаторов, депрессаторов, смачивателей и модификаторов). В данной работе анализируется влияние депрессорно-диспергирующей присадки (ДДП) на состояние органических компонентов в нефти и подбор ее оптимальной концентрации.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, асфальтосмолопарафиновые отложения, депрессорно-диспергирующая присадка, коэффициент флоккуляции.

UDC 622.276

Assessment of nonionic surfactants on asphaltene-resin-paraffin substances in oil

Sandya M.S., Khaybullina K.Sh., Rogachev M. K.

(Saint-Petersburg mining university)

Abstract: One of the factors reducing the efficiency of operation of wells oil fields, is the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits in the underground equipment and the bottomhole zone of productive layer. To remove paraffin from the asphaltene-resin-paraffin deposits applied thermal and chemical methods, to prevent the formation - of fix inhibitors (dispersants, depressors, wetting agents and modifiers). This paper analyses the impact of depression dispersant additives on the status of organic components in oil and the selection of its optimal concentration.

Key words: bottom-hole formation zone, asphalt-resin-paraffin deposits, depression-dispersant additive, the coefficient of flocculation.

Одним из факторов, снижающих эффективность эксплуатации скважин нефтяных месторождений, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в подземном оборудовании и призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) [1,2]. На сегодняшний день наиболее перспективными методами удаления и предотвращения выпадения АСПО являются химические. За счет их постоянного совершенствования они получают все большее распространение на отечественных нефтяных промыслах.

Целью данной работы является определение влияния депрессорно-диспергирующей присадки (ДДП) на состояние органических компонентов в нефти и подбор ее оптимальной концентрации.

На первом этапе исследований, чтобы описать действие реагента на асфальтены в нефти, нами использован «капиллярный метод». Суть метода проведения данных исследований подробно описана в [3-5]. Качественным показателем в данной методике является коэффициент флокуляции.

На рисунке 1 представлена зависимость коэффициента флокуляции K_f от содержания депрессорно-диспергирующей присадки ДДП в нефти.

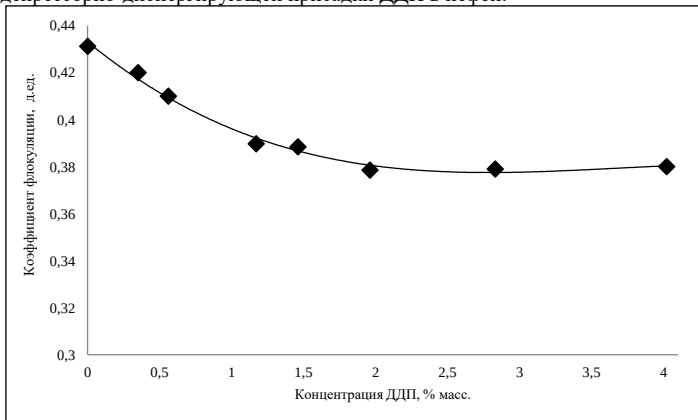


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента флокуляции асфальтенов в нефти от содержания в ней ДДП

Исследования показали, что при добавлении ДДП в нефть коэффициент флокуляции уменьшается. Это можно объяснить следующим: молекулы присадки, адсорбируясь на поверхности АСПО (в частности асфальтенов), разрушают образовавшиеся флоккулы, увеличивая при этом дисперсность системы.

Для более точного выявления оптимальной концентрации ДДП проведены исследова-

дования по определению оптической плотности исходной нефти и нефти с ДДП.

Эксперимент проводился на спектрофотометре UNICO 2100 в диапазоне длин волн от 320 до 740 нм. В результате проведенных исследований были получены следующие зависимости оптических плотностей от длин волн (рисунок 2).

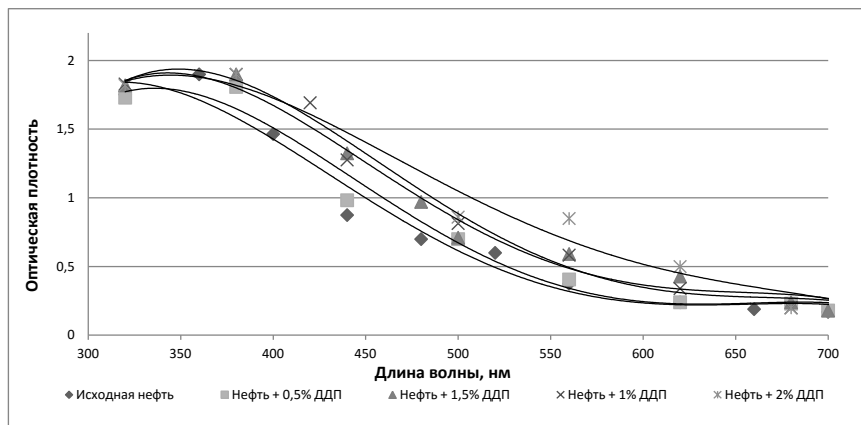


Рисунок 2- Зависимость оптической плотности от длины волны

По результатам данного эксперимента в качестве основной была выбрана длина волны в 320 нм.

На рисунке 3 показана зависимость изменения оптической плотности от концентрации ДДП в нефти. На графике явно наблюдается увеличение оптической плотности реагента с увеличением концентрации присадки при одинаковой длине волны. Данный факт говорит о том, что данный реагент вступает в реакцию с асфальтовыми частицами, что ведет к увеличению дисперсности системы. Дальнейшее увеличение ДДП более 1,5 % не приводит к увеличению оптической плотности.

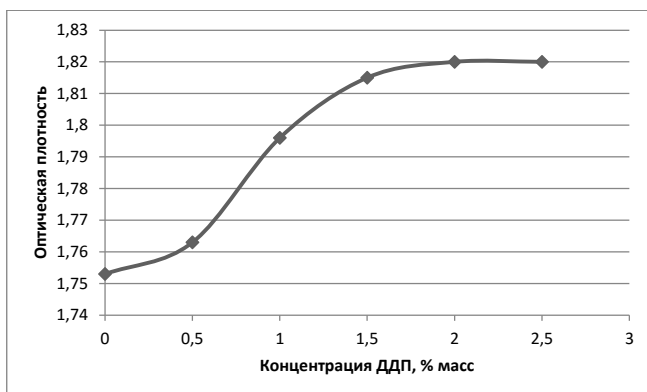


Рисунок 3 – Зависимость оптической плотности от концентрации ДДП в нефти

В результате проведенных лабораторных исследований определена оптимальная

концентрация депрессорно-диспергирующей присадки, которая составляет от 1 до 1,5 % по массе нефти. Вследствие этого данную присадку можно рекомендовать в качестве компонента ингибитора АСПО, а также возможно использовать как депрессор в составе растворителя.

Список используемых источников

1. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Иванова Л.В. [и др.] // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн., 2011. № 1. URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1pdf. С. 268–284 (дата обращения: 10.10.2014).
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
3. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2000. 89 с.
4. Рогачев М. К., Стрижнев К. В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2006. 295 с.
5. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М:Недра, 1982. 221с.

Определение условий рациональной глубины спуска УЭЦН при их оптимизации

Свиридова Ирина Александровна

(Самарский государственный технический университет)

научный руководитель: Баландин Лев Николаевич

(к.т.н., доцент кафедры РнЭНиГМ)

Аннотация. В данной статье рассмотрены вопросы прогнозирования накопления воды от приема УЭЦН до интервала перфорации. Также даны рекомендации по рациональному спуску данных установок для ликвидации влияния воды на приток жидкости в ствол скважины.

Ключевые слова. УЭЦН, дебит нефти, накопление воды, глубина спуска насоса, оптимизация скважин, число Рейнольдса.

Determination of the rational depth of the ESP stations conditions at their optimization

Irina Sviridova

(Samara State Technical University, 2nd-year student)

Lev N. Balandin

(Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of “Oil and Gas Fields Development and Exploitation”, Samara State Technical University)

Annotation. The article considers the issues of forecasting water accumulation from electrically driven centrifugal pumps (ESP) to perforation interval. Recommendations for the rational use of resources for water purification on tributaries into the wellbore are also given in this article.

Keywords. ESP, oil production rate, water accumulation, pump setting depth, wells optimization, Reynolds number.

Установки ЭЦН широко применяются для эксплуатации скважин разных категорий на различных нефтяных месторождениях страны.

В данной работе рассматриваются вопросы, связанные с прогнозированием накопления воды в интервале перфорации и приеме погружного оборудования. Это может привести к потере дебита нефти за счет увеличения плотности жидкости в данном интервале.

Методом повышения дебита таких скважин за счет ликвидации репрессии от предотвращения накопления воды в интервале «забой—прием» является рациональное определение глубины спуска данных насосов.

Основными целями оптимизации работы добывающих скважин является увеличе-

ние добычи нефти, а также повышение рентабельности их эксплуатации. Неполный вынос воды, ее накопление, утяжеление столба водонефтяной смеси приводит к потере дебита, особенно заметного для категории низко- и среднедебитных скважин.

Многочисленные промысловые исследования глубинными манометрами интервала «забой—прием», проведенные на различных нефтяных месторождениях, показывают, что вне зависимости от обводненности продукции скважины на поверхности в интервале «забой—прием» присутствует вода.

У фонтанных скважин для удаления воды с вышеуказанного интервала рассчитывается глубина спуска НКТ, а для УШГН применяются хвостовики. Но в связи с тем, что УЭЦН имеет большой диаметр, а эксплуатационные колонны малого диаметра, то возможность спуска хвостовиков отсутствует. Поэтому одним из путей удаления воды при эксплуатации УЭЦН является допуск насоса к забою скважин.

Одним из методов повышения дебита таких низко- и среднедебитных скважин является определение рациональной глубины спуска ЭЦН.

Цель нашей работы заключается в определении рациональной глубины спуска УЭЦН.

Применение рациональной глубины спуска УЭЦН в скважине ведет к снижению концентрации воды в нижней части скважины, уменьшению противодавления на пласт и увеличению дебита скважины.

Данная методика разработана с учетом вышеуказанных факторов при оценке эффективности глубины спуска. Для начала необходимо проверить условия накопления воды в части «забой-прием» УЭЦН.

- Условие неполного выноса (накопления) воды:

-III случай:

$$\begin{cases} Re_n < Re_{н.пр} = 1600 \\ H_{сп} < H'_{сп} = \frac{L_c \cdot D_c^2}{D^2 + d^2} \end{cases}$$

где $H_{сп}$ – глубина спуска лифта;

$H'_{сп}$ - необходимая глубина спуска лифта, при которой вся вода будет вынесена независимо от дебита скважины;

Re_n - число Рейнольдса для нефти;

$Re_{н.пр}$ - предельное число Рейнольдса для нефти;

d – внутренний диаметр подъемного лифта;

L_c – глубина скважин;

D_c - внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины.

Вычисляется число Рейнольдса по нефти по данной формуле:

$$Re_n = \frac{v_n D_c \rho_n}{\mu_n}$$

где v_n – приведенная скорость нефти;

ρ_n – плотность нефти ($г/см^3$);

μ_n – динамическая вязкость нефти (сПз).

Приведенная скорость нефти вычисляется:

$$v_n = \frac{4Q_n}{\mu_n}$$

где Q_n – дебит по нефти (т/сут).

Проведя расчеты по средним значениям взятых данных по вышеуказанным формулам, мы получили данные, приведенные в таблице 1. На основании этих данных можно сделать вывод, что критический дебит нефти зависит от диаметра труб.

Таблица 1

Внутренний диаметр лифта D (м)	0,15	0,13	0,126	0,1	0,079
Критический дебит по нефти Q (т/сут)	130	112,6	109,2	86,6	68,4

Был построен график 1 зависимости критического дебита нефти от диаметра:

График 1



Анализируя график, можно заметить, что с уменьшением диаметра лифта уменьшается критический дебит нефти, необходимый для выноса воды. Графически эта зависимость прямолинейная. Значит, возможно построение таких зависимостей по исходным данным для каждого месторождения (пласта).

По данной методике были проанализированы 189 скважин, оборудованных УЭЦН, ЦДНГ-4 ПАО Оренбургнефть на условие накопления воды в интервале от приема насоса до интервала перфорации. Спуск большинства скважин соответствует ненакоплению воды, но 3 скважины не соответствуют рациональной глубине спуска УЭЦН. По этим скважинам была просчитана необходимая глубина спуска, при которой вода будет выноситься. Эти данные приведены в таблице 2.

Таблица 2

Скважина	Фактическая глубина спуска по технологическому режиму (м)	Рекомендуемая глубина спуска, при которой вся вода будет вынесена (м)
Росташинское месторождение №1005	2261	2682
Росташинское месторождение №3000	3297	3386
Свердловское месторождение №60	2353	2448

Таким образом, предлагаемая методика позволяет определить рациональную глубину спуска УЭЦН, при которой вся вода будет вынесена с этого интервала.

Список использованных источников

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
2. Андриасов Р.С. Справочное руководство по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общей редакцией Ш.К. Гиматулинова / Р.С. Андриасов., И.Т. Мищенко, А.И. Петров. — М: Недра, 1984. — 326 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С.Бойко. — М: Недра, 1990. — 427 с.

4. Мищенко И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаева. – М: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
5. Кострубов С.В. Управление УЭЦН / С.В. Кострубов, И.И. Кагарманов, А.С. Тотанов. – Самара: учебное пособие ОАО «Самаранефтегаз», 2009. – 253 с.
6. Аржанов М.Ф. Справочник нефтяника / М.Ф. Аржанов, И.И. Кагарманов, А.П. Мельников. – Самара: учебное пособие ОАО «Самаранефтегаз», 2007. – 364 с.

УДК 622.276

Расчет эффективности системы поддержания пластового давления методом материального баланса

В.А. Софронова

*(Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,
научный руководитель доцент, канд.ф.-м.н. Л.М. Кадочникова)*

Аннотация. Статья посвящена анализу процесса разработки нефтяного месторождения методом материального баланса. Рассчитан объемный приток воды из эквифера в нефтенасыщенную часть залежи методом материального баланса, установлено является ли эффективным система ППД, применяемая на месторождении.

Ключевые слова: материальный баланс, система ППД, методы, приток воды, эффективность ППД.

UDC 622.276

Calculation of effectiveness the flood pattern material balance method

V.A. Sofronova

*(Tyumen Industrial University, Tyumen, undergraduate,
scientific supervisor is assistant professor, candidate of sciences L.M. Kadochnikova)*

Annotation. The article is devoted to the analysis of the oil field development process using the material balance method. The volumetric flow of water from the equid into the oil-saturated part of the deposit is calculated by the material balance method, it is established whether the flood pattern used in the field is effective.

Keywords: material balance, flood pattern, methods, water inflow, efficiency of flood pattern.

Для процесса разработки месторождения, которое подразумевает эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти с применением современных технологий, требуется достоверная информация о геологическом строении залежи, физических свойствах флюида и породы, а также изменение основных параметров в процессе эксплуатации. Численное моделирование позволяет рассчитать и оценить свойства пласта, но инженер не всегда располагает достоверной информацией для построения гидродинамических моделей и не имеет большое количество времени на ее адаптацию. Поэтому для мониторинга процесса разработки необходим инструмент, который позволит не прибегать к численному моделированию. Метод материального баланса- концепция, которая может послужить отличным инструментом для оценки характеристик пласта, а также является мощным инженерным методом определения эффективности реализуемой системы ППД, располагая лишь общими данными по добыче нефти.

Достоверность расчетов по ММБ связана с точностью определения динамики пластового давления. Кроме того, важным моментом является подсчет подвижных запасов нефти, объемного притока законтурной воды в нефтенасыщенную зону пласта и размер водоносного горизонта (эквифера), на что и нацелен был следующий расчет.

По серии расчетов, проведенной на Верх-Тарском месторождении для расчета динамики изменения пластового давления ММБ, для которого необходимо иметь представление об объеме суммарного притока воды в пласт (W_e), проведено практическое сравнение исследуемых методов: Ван Эвердингена и Херста, Картера – Трейси и Фетковича.

Таблица 1. Сравнение суммарного притока воды (bbl).

Время, год	Ван Эвердинген - Херст	Картер - Трейси, год	Картер - Трейси, месяц	Феткович
1	0	0	0	0
2	7391,668	13451,23	6012,48	12742,47
3	37550,73	48855,74	33081,79	36689,92
4	87467,1	116597,4	87951,31	86000,33
5	156012,5	224101,9	179987,4	157833

Для расчета притока воды в продуктивный пласт из эквифера были взяты данные представленные в статье [1].

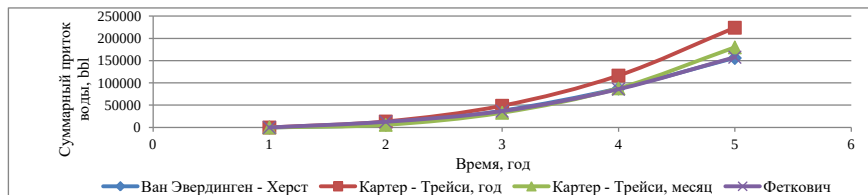


Рисунок 1- Сравнение суммарного притока воды на Верх-Тарском месторождении.

Как видно из рисунка 1 и таблицы 3, метод Картера – Трейси, при расчетном шаге в 1 год, дает результат значительно превышающий, результат полученный по методу Ван Эвердингена - Херста. Различие в поведении кривых обусловлено чувствительностью метода Картера – Трейси к темпам снижения давления в пласте. Методы Фетковича и Ван Эвердингена – Херста дают наиболее близкие результаты к реальным данным.

Первая серия расчетов была проведена с целью определения притока законтурной воды. Настройка модели производилась на геологические запасы. Для расчета накопленного притока воды ММВ в качестве исходных данных были использованы промысловые данные Верх-Тарского месторождения. Расчет проводился с использованием метода «подгонки» Хавлены- Оуде. На рисунке 2, начальные геологические запасы $N=5E+07$, что близко к фактическим данным – $5,46E+07$.

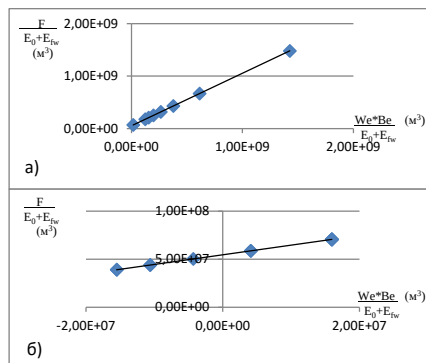


Рисунок 2- Методика Хавлены-Оуде для работы Верх-Тарского месторождения: а) в водонапорном режиме, б) в режиме ППД.

На рисунке 3 отражены начальные геологические запасы, пересчитанные с учетом притока воды в пласт и найденные с использованием модели, лежат практически на горизонтальной прямой. Что соответствует действительности.

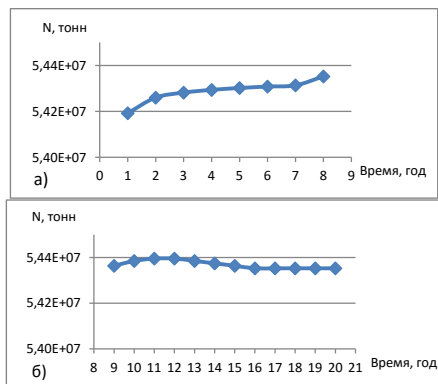
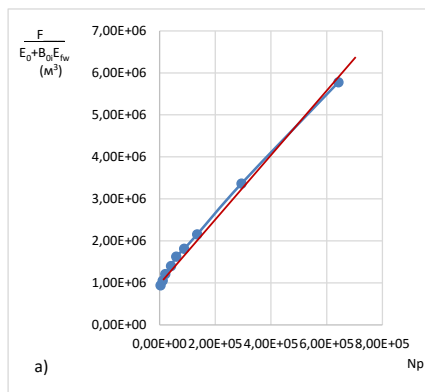


Рисунок 3- Пересчитанные начальные геологические запасы для работы Верх-Тарского месторождения: а) в водонапорном режиме б) в режиме ППД.

Также в ходе анализа, кроме притока воды из эквифера, был рассчитан такой параметр, как радиус водоносного эквифера, который равен 2,5 км.

Вторая серия расчетов была направлена на построение калибровочного графика Дейка, определяющего эффективность реализуемой системы ППД на Верх-Тарском месторождении.



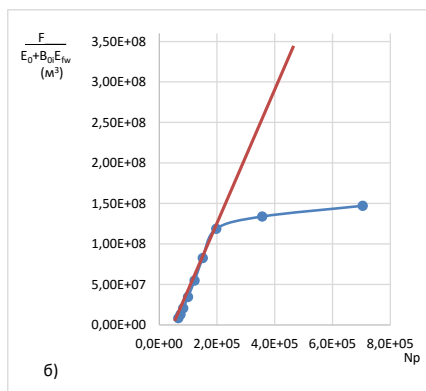


Рисунок 4- Калибровочный график Дейка: а) водонапорный режим, б) режим ППД.

На рисунке 4а линейная аппроксимация показывает, что месторождение в течении 7 лет, работает в естественном водонапорном режиме. О чем также свидетельствует нисходящая динамика пластового давления за этот период, отраженная на рисунке 5. Спустя некоторый период времени, на месторождении была запущена система ППД. Процесс восстановления пластового давления системой ППД занял на данном месторождении 5 лет (2005-2009гг.), как показано на рисунке 5. По предложенному Дейком критерию эффективности [2] получаем, что отклонение точек графика от линейности на рисунке 4б свидетельствует тому факту, что закачка воды является неэффективной.

Метод материального баланса является важным инструментом для оценки свойств пласта и позволяет: рассчитать накопленный приток воды различными методами (эффективные методы Фетковича и Ван Эвердингена – Херста), оценить размеры водоносного эквивалента, спрогнозировать снижение давления, оценить подвижные запасы нефти, определить эффективность системы ППД.

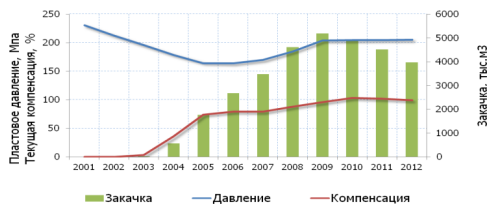


Рисунок 5- Динамика пластового давления. Объект Ю₁₁.

Список используемых источников

1. W. Hurst: The simplification of the material balance formulas by the Laplace transformation; Trans. AIME, 1958.
2. Дейк, Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / Перевод с английского, - М.: ООО «Премимум инжиниринг», 2009. -570с.
3. Уолкотт, Д.С. Разработка и управление месторождениями при заводнении [Текст] / Д.С. Уолкотт – М.: Юкос, 2001. – 144 с.
4. Дуркин, С. М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений [Текст]: метод. указания / С. М. Дуркин – Ухта: УГТУ, 2014. – 44 с.
5. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. [Текст]/ L.P. Dake ,2001. – 498с.

Анализ эффективности разработки продуктивных пластов Аныутинского нефтяного месторождения Самарской области

Е.Э. Татаринова, Д.В. Лаврентьев, А.Н. Низовитин

*(Самарский государственный технический университет, г. Самара,
к.х.н., доцент; магистр гр. 1-НТФ-МЗ; студент гр. 3-НТФ-5)*

Аннотация. В работе представлена геолого-физические характеристики продуктивных пластов, содержится информация о выделении эксплуатационных объектов и основных показателей текущего состояния их разработки. Проведен анализ энергетического состояния и эффективности разработки всех залежей Аныутинского месторождения. Приведена информация об используемых на данном месторождении геолого-технических мероприятиях.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, геолого-физические характеристики, анализ разработки, СКО, БСКО, КИН, АСПО.

Analysis of the effectiveness of the development of productive layers Anyutinskoe oil field in Samara region

E. E. Tatarinova, D. V. Lavrentiev, A. N. Nizovitin

Samara state technical University, Samara

(Candidate of Chemical Sciences, Associate Professor;

Master degree group 1-NTF-3M; Student group 3-NTF-5)

Abstract: The paper presents geological and physical characteristics of the productive layers, contains information about the allocation of production facilities and the main indicators of the current state of their development. The analysis of the energy state and the efficiency of the development all the deposits Anyutinskoe field. Information provided is used in the field of geological-technical activities.

Key words: oil field, geological and physical characteristics, the analysis of the development, hydrochloric acid treatment, method large-volume selective acidizing, recovery ratio oil, asphaltene-resin-paraffin deposits.

Поскольку запасы нефти крупных месторождений, многое из которых разрабатываются с 40-х-60-х годов 20 в., к настоящему времени находятся на третьей и четвертой стадиях разработки, все более актуальным становится наиболее тщательное рассмотрение и разработка залежей ранее разведанных, но неразрабатываемых мелких месторождений, на долю которых, в настоящее время, в структуре крупных российских компаний приходится порядка 20%, а в структуре мелких компаний до 30-40% [1,2].

Целью данной работы было рассмотрение основных геолого-геофизических характеристик, текущего состояния разработки и эффективности выработки запасов продуктивных пластов Аныутинского месторождения, расположенного на территории Красноармейского района Самарской области и относящегося к очень мелким, с запасом нефти до 1 млн. т. [3-5].

В региональном тектоническом плане Аныутинское месторождение располагается в пределах Юго-Западного борта Бузулукской впадины. В конце фаменского времени произошло тектоническое раздробление площади месторождения на отдельные блоки.

Продуктивные пласты Аныутинского месторождения приурочены к породам: башкирского яруса среднего карбона (пласт А-4), бобриковского горизонта нижнего карбона (пласт Б-2) и мендымского (буреского) горизонта, франского яруса верхнего девона (пласт Д3br) [3-5].

Поисково-разведочное бурение на Аныутинском месторождении проводилось с 1981 по 1985 гг. В 1982 году была открыта залежь нефти пласта Д3br, в 1985 году залежь в пласте Б-2. Всего в процессе проведения поисково-разведочных работ на месторождении было пробурено 11 скважин, которые после опробования были либо переведены в консер-

вазию, либо ликвидированы по геологическим причинам. Дальнейшие работы на месторождении начались только в 2003 г. Залежь пласта А-4 была открыта в 2013 году при перфорации одной из скважин против отложений башкирского яруса. В табл.1 представлена краткая информация о геолого-геофизической характеристике продуктивных пластов Аюотинского месторождения [3-5].

Таблица 1

Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов Аюотинского месторождения

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты		
		А-4	Б-2	Д3бр *
Средняя глубина залегания	м	1603,0	2160,0	2680-2790
Тип залежи		пластовая, сводовая	неполнопластовая, сводовая	пластовая, тектон. экранир
Тип коллектора		карбонатный	терригенный	карбонатный
Средняя общая толщина	м	1,6	3,8	4,6-11,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	1,6	3,8	2-5,8
Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,21	0,08-0,11
Проницаемость	мкм ²	0,07	1,1	0,01
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	до 2,6	2,8	1,7-2,1
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,736	0,802	0,74-0,76

*Примечание: *пласт Д3бр включает в себя три залежи нефти (в районе скважин 140-141, в районе скважины 148, и в районе скважины 149), для которых в таблице приведены либо средние значения, или диапазоны, в которых значения изменяются.*

Как видно из представленной информации (табл.1), все пласты более чем на 400 м удалены друг от друга, отличаются строением залежей, типом коллектора и проницаемостью, хотя имеют близкие по значениям характеристики нефтей (нефти всех залежей относятся к легким, сернистым, малосмолистым, высокопарафинистым и имеет незначительную динамическую вязкость от 1,7 до 2,8 мПа*с). В связи с вышесказанным залежи всех пластов Аюотинского месторождения разрабатываются как отдельные объекты. Кроме того, отдельно разрабатывается каждая из трех тектонически экранированных залежей пласта Д3бр.

Таблица 2.

Основные показатели текущего состояния разработки объектов Аюотинского месторождения

Параметры	А-4	Б-2	Д3бр, р-н скв.140-141	Д3бр, р-н скв.148	Д3бр, р-н скв.149*
Год ввода в разработку	2013	2003	2003	2003	2006
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	582	462	1025	1338	131
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,9	3,8	5,8	4,1	2,0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	3,2	246	31,6	27,1	0,4
Доля в общей добыче, %	1,0	79,8	10,2	8,8	0,1
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	5	44,4	23,6	26,0	0,6
Отбор от НИЗ, %	8,8	83,5	20,1	15,6	11,0
Доля ТИЗ объекта в общем объеме запасов, %	9,2	13,7	35,2	40,9	1,0
Текущий КИН, доли единиц	0,037	0,58	0,094	0,073	0,040
Утвержденный КИН, доли единиц	0,423	0,69	0,470	0,465	0,404
Среднегодовая обводненность, %	96,1	91,6	19,4	8,3	85,0
Действующий фонд добывающих скважин	1	1	2	1	1
Действующий фонд нагнетательных скважин	0	0	0	1	0

*Примечание: * для залежи пласта Д3бр в районе скважины 149 показатели даны на*

2013 г., поскольку эксплуатирующая его скв.149 в 2013 г. была переведена на пласт А-4.

Промышленная разработка Анютинского месторождения началась в 2003 г. с разработки залежей пластов Б-2 и ДЗбг, залежь пласта А-4 начала разрабатываться в 2013 г. Краткая информация об основных показателях текущего состояния разработки всех эксплуатационных объектов Анютинского месторождения представлена в табл. 2.

Таблица 3. Обоснование ввода системы ППД на объектах Анютинского месторождения

Объект	Р _{нас.} , * Мпа	Р _{пл.нач.} , * Мпа	Р _{пл.тек.} , * Мпа	Примечание
А-4	4,39	15,9	15,9	В течении всего периода разработки (с октября 2013г), Р _{пл.тек.} находится на одном уровне с Р _{пл.нач.} , организация системы ППД не требуется.
Б-2	4,9	21,7	21,0	В течении всего периода разработки, Р _{пл.} снизилось на 0,7 Мпа (3,2%). Учитывая хорошие коллекторские свойства и малые размеры залежи, залежь имеет хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью питания. ППД в дальнейшем не требуется.
ДЗбг район скв.140- 141	8,47	28,7	26,4	В период с 2003 до 2008г. ППД не требовалось (разработка велась на естественном упруговодонапорном режиме). С 2008г. требуется ППД, по причине плохой связи с законтурной водоносной областью. Р _{пл.тек.} по залежи всего на 2,3 Мпа (8,0%) ниже первоначального.
ДЗбг район скв.148	8,0	27,2	9,0	С 2003 по 2013 г.г. ППД не требовалось (объект разрабатывался на естественном упруговодонапорном режиме), однако к 2006 г. Р _{пл.} снизилось на 18,9 Мпа, вследствие плохой связи с законтурной водоносной областью. Снижение отборов позволило стабилизировать Р _{пл.} до с 6,6 . С 2013 г. осуществление ППД Р _{пл.} восстановилось до 9,0 Мпа. В дальнейшем при разработке необходимо усиление ППД.
ДЗбг район скв.149	11,4	28,6	11,5	Разработка осуществляется с 2006 г., однако к декабрю этого же года, Р _{пл.} снизилось на 17,1 Мпа (59,8%) до 11,5 Мпа, вследствие наличия гидродинамической связи с объектом ДЗбг район скв.148. Для дальнейшей разработки необходимо введение системы ППД, однако закачка нецелесообразна (малые размеры залежи). Рекомендуется ГТМ по интенсификации добычи.

Примечание: * Р_{нас.}- давление насыщения нефти газом; Р_{пл.нач.} - начальное пластовое давление; Р_{пл.тек.} - текущее пластовое давление.

В процессе ввода Анютинского месторождения в промышленную эксплуатацию проводился контроль за энергетическим состоянием залежей. В табл. 3 представлено обоснование ввода системы ППД на объектах Анютинского месторождения [3-5].

Относительно эффективности реализуемой технологии выработки запасов Анютинского месторождения, которая оценивалась по критерию возможности достижения утвержденного значения КИН, при сложившейся к настоящему времени системе разработки, можно сказать, что низкие отборы нефти и высокая обводненность продукции скважин (значения представлены в табл.2) указывают на низкую эффективность существующей системы разработки, и на не достижение утвержденных ранее значений КИН. Вышесказанное подтверждает необходимость проведения комплекса геолого-технических мероприятий, включающего бурение добывающих и нагнетательных скважин, бурение боковых стволов, переводы скважин на другие объекты, вводы скважин из бездействия, и проведение СКО, БСКО, КГРП. Кроме этого, так как нефти залежей являются высокопарафинистыми, то на Анютинском месторождении проводятся работы с целью предупреждения выпадения и очистки призабойной зоны от АСПО.

Список используемых источников

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. [Текст] / Персиянцев М.Н. // ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2000. – 653 с.

2. Андреева, Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений [Текст] / Н.Н. Андреева // ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2003. –196 с.
3. «Дополнении к технологической схеме разработки Анытунского нефтяного месторождения Самарской области», ООО «СамараНИПИнефть», 2015 г.
4. «Дополнении к технологической схеме разработки Анытунского нефтяного месторождения Самарской области», ОАО «ТюменьНИИПроект», 2011 г.
5. «Технологическая схема разработки Анытунского нефтяного месторождения», ООО «СамараНИПИнефть», 2005 г.

УДК 622.276.6

Исследование перспективы применения волновых технологий повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи

Тугеленова Олимпиада Шахмуратовна

(Атырауский институт нефти и газа, г. Атырау, Республика Казахстан)

Дубинский Геннадий Семенович

(Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г.Уфа)

Куангалиев Зинон Ахметович

(Атырауский институт нефти и газа, г. Атырау, Республика Казахстан)

Аннотация. В статье приведен анализ моделирования процесса волнового воздействия на призабойную зону продуктивного пласта. На основе проведенных исследований установлена перспективность волновых технологий для интенсификации притока или закачки за счет очистки призабойной зоны.

Ключевые слова: волновое воздействие, призабойная зона пласта, скважина.

UDC 622.276.6

A study of the prospects for the application of wave technology for improving the productivity of wells and enhanced oil recovery

Tulegenova Olympiada Sh.

(Atyrau Institute of oil and gas, Atyrau, Republic of Kazakhstan)

Gennady Dubinsky S.

(Institute for strategic studies of the Republic of Bashkortostan, Ufa)

Kuangaliev Zinon A.

(Atyrau Institute of oil and gas, Atyrau, Republic of Kazakhstan)

Abstract. In article the analysis of modeling process wave impact on bottom-hole zone of the productive stratum. On the basis of the conducted researches the prospect of a wave of technology to intensify the flow or injection due to treatment of bottom-hole zone.

Key words: wave impact, bottom-hole formation zone, well.

Среди нефтяных месторождений всех нефтедобывающих регионов возросла доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к низкопроницаемым коллекторам, обводненным пластам, связанным с высоковязкими нефтями, т.е. с более низкой продуктивностью и с измененными характеристиками порово-трещинного пространства в околоскважинной и удаленной зонах. Значительно повысился интерес к инновационным интенсификации притока и совершенствованию существующих способов воздействия на нефтяные пласты. общеизвестно, что одной из основных причин снижения продуктивности скважин является кольтматация продуктивных пластов, в результате различных технологических операций может происходить закупоривание системы трещин и пор. При вскрытии продуктивного пласта, креплении и освоении скважины происходит кольтматация призабойной зоны пласта (ПЗП) [1]. Основными кольтматантами при эксплуатации скважин являются органические и неорганические частицы, поступившие в призабойную (прискважинную) зону с пластовыми флюидами, а в нагнетательных скважинах – примеси различного характера, содержащиеся в нагнетаемой воде. Методы увеличения

нефтеотдачи (МУН) на таких месторождениях из-за скважин с закольматированной ПЗП могут не принести ожидаемого эффекта, и тем самым, не позволить увеличить объем добычи нефти. Т.е. эффективность разработки будет существенно уменьшена. Для решения задачи получения дополнительной добычи нефти необходим комплексный подход, сочетающий применение МУН и методов интенсификации притока (МИП) флюидов в скважину (или методов интенсификации добычи нефти - МИДН). Комплексное адресное воздействие (сочетание МУН и МИДН) на процесс разработки дает наибольший эффект в сравнении с отдельными мероприятиями в скважинах и на отдельных объектах [2, 3, 4, 5, 6].

Накопление в ПЗП кольматирующих частиц и солевых отложений, коллоидных и гелеобразных осадков, других продуктов реакции технологических растворов с горными породами и насыщающими их жидкостями ведут к ухудшению коллекторских свойств ПЗП и гидродинамической связи в системе пласт-скважина. Высокая обводненность месторождений, характерная для месторождений в поздней стадии разработки, снижает эффективность химических и гидродинамических МУН. Это обстоятельство вызывает необходимость использования новых технологий и указывает на возможность применения волновых технологий воздействия на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, а также участки пласта и нефтегазовые залежи в целом [5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15]. Они основаны на использовании физических эффектов волнового воздействия различной частоты на пластово-скважинную среду (систему) [7, 8, 15, 16, 17, 18, 19].

Применение волнового воздействия (ВВ) на ПЗП, участок пласта и залежь в целом требует научно обоснованных предложений конкретных технологий в каждом конкретном случае, и являются объектами самостоятельных научных исследований [4, 7, 8, 15, 16, 17, 18, 19]. Прогнозирование применения ВВ для увеличения продуктивности скважины во многом зависит от теоретического обоснования и оптимизации процесса воздействия с учетом механических, волновых и акустических свойств материалов конструкции скважины, оборудования, и в первую очередь от геолого-физических свойств продуктивного пласта и включающих его горных пород.

С использованием уравнений плоско-радиальной фильтрации для описания стационарных и нестационарных процессов движения жидкости в пористой среде, были смоделированы процессы, соответствующие различным фазовым состояниям продуктивного пласта в ПЗП при ВВ [16]. Была построена модель «скважина-ПЗП-пласт» и выполнено численное моделирование изменения скин-фактора S при различных законах распределения проницаемости по радиусу ПЗП-пласт. Принято, что проницаемость изменяется по зависимости:

$$k_t(r) = k_r - \frac{(k_r - k_w)(R_c - r)}{R_c - R_w} \exp\left(\frac{R_c - R_w}{R_c - R_p} - \frac{R_c - r}{R_c - R_w}\right) \quad (1)$$

при $R_w < r < R_c$,

где r – радиальная координата (расстояние от скважины); R_w – радиус скважины; R_p – полярный радиус; k_w и k_r – проницаемость непосредственно рядом со стенкой скважины и в удаленной зоне пласта.

На рисунке 1 представлены графики зависимости скин-фактора S от отношения $\beta = R_c/R_w$ при изменении проницаемости по закону (1).

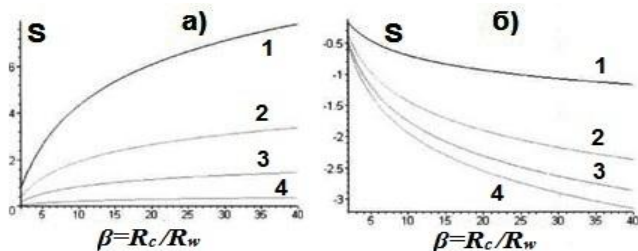


Рисунок 1 - Зависимость скин-фактора S от соотношения $\beta = R_c/R_w$ при различных значениях $\alpha = k_w/k_r$.

а): 1 - $\alpha = 0,3$; 2 - $\alpha = 0,5$; 3 - $\alpha = 0,7$; 4 - $\alpha = 0,9$;

б): 1 - $\alpha = 1,5$; 2 - $\alpha = 3$; 3 - $\alpha = 5$; 4 - $\alpha = 8$.

Графики S - β (рисунок 1) показывают, что изменение скин-фактора при кольматации ПЗП и «чистой» ПЗП имеет разный характер, что коррелируется с известными представлениями о процессах в пласте и возможных его состояниях при различной степени загрязнения или «улучшения» после воздействия на него. Очевидно, что чем больше радиус загрязнения (сильнее кольматация), тем большую положительную величину имеет S , а после интенсификации притока очистки ПЗП отрицательный скин-эффект указывает на наличие значительной зоны пласта с увеличенной проницаемостью.

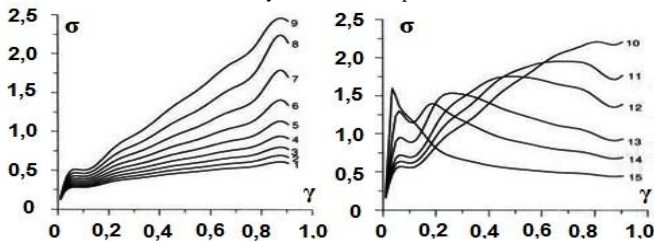


Рисунок 2 – Зависимость отношения $\sigma = \frac{|Qa|}{\mu p}$ от переменной $\gamma = \bar{\omega} = R_c \sqrt{\frac{\omega}{k}}$ при различных величинах скин - эффекта S .

На рисунке 2 показаны графики зависимости дебита скважины (в долях μp) от безразмерной переменной γ для различных значений скин-эффекта S . Анализ зависимостей построенных для положительных значений параметра S ($0 < S < 1$) показывает, что с ростом величины γ (соответствует увеличению частоты излучателя давления или радиуса скважины, или же уменьшению коэффициента пьезопроводности α) дебит скважины в интервале $0 < \gamma < 0,9$ монотонно растет, при этом интенсивный рост дебита происходит при меньших значениях показателя S . При отрицательных значениях показателя S , характер зависимости меняется: сначала дебит скважины (кривые 7-10) с ростом переменной γ монотонно растет, далее точки максимума перемещаются в области меньших значений частот.

1— $S = 1$; 2 — $S = 0,8$; 3— $S = 0,6$; 4 — $S = 0,4$; 5 — $S = 0,2$; 6 — $S = 0$; 7 — $S = -0,2$; 8 — $S = -0,4$; 9 — $S = -0,6$; 10— $S = -0,8$; 11— $S = -1$; 12— $S = -1,2$; 13— $S = -1,6$; 14— $S = -2$; 15— $S = -2,8$

Исследованиями было выявлено влияние структурного построения ПЗП [17]. Изу-

чались влияние структуры пласта и особенности связанные с наличием неоднородной по проницаемости ПЗП и формирование однородной по фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС) двухфазной упругой пористой среды. Моделирование выполнялось на двухкомпонентной модели пористой среды. На графике (рисунок 3) зависимости дебита Q от частоты волнового воздействия ω .

Зависимость дебита Q от частоты ω при низкочастотном воздействии и различных значениях проницаемости k (рисунок 3) показывает, что характер зависимости дебита скважины, вызванного действием излучателя импульсов давления, существенно зависит от проницаемости пласта – уменьшение проницаемости ведет к уменьшению фильтрации, одновременно меняется и характер зависимости. При звуковом диапазоне $0 \div 100$ Гц дебит быстро возрастает и далее переходом к ультразвуковому диапазону эффект действия излучателя может несколько снижаться (при высокой проницаемости).

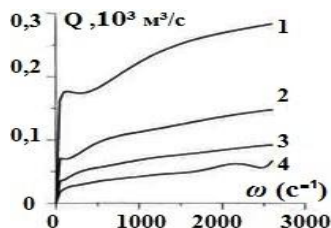


Рисунок 3 – Зависимость дебита скважины Q от частоты ω излучателя импульсов давления при различных значениях проницаемости пласта k (м^2): 1 — $k = 10^{-10}$; 2 — $k = 4 \cdot 10^{-11}$; 3 — $k = 1,25 \cdot 10^{-11}$; 4 — $k = 10^{-12}$ (модель: тонкозернистый песок – нефть)

Влияние свойств породы на значение дебита также может проявляться через механические параметры скелета коллектора, так при большей жесткости скелета породы приток в скважину увеличивается, что говорит о нежелательности обработки пластов с высокой глинистостью, или иными факторами, вызывающими повышенную пластичность и способность к нарушению структуры порово-трещинного пространства.

Анализ результатов моделирования и расчетов показал, что с ростом времени обработки при малых частотах воздействия радиус зоны вытеснения жидкости растет, при больших значениях частоты наблюдается уменьшения этого радиуса; дальнейшее увеличение частоты импульсов давления вызывает рост величины радиуса воздействия.

Анализ результатов внедрения существующих волновых технологий [7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19] указывает на возможность волновых возмущений способствовать значительному увеличению притока флюидов, а также создавать достаточный перепад давления эффективно действующий на ПЗП при больших радиусах кольматации. За счет восстановления и поддержания гидродинамической связи между добывающими (нагнетательными) скважинами и пластом, активизации дренирования пласта, особенно по пропласткам с повышенной остаточной нефтенасыщенностью происходит увеличение притока нефти в добывающие скважины и более активное вытеснение нефти за счет интенсификации поступления вытесняющего агента через нагнетательные скважины.

Важным достоинством волновых технологий в сравнении с другими МИДН и МУН являются:

- экологическая чистота технологии;
- процесс ВВ не нарушает общую целостность системы скважина-пласт;
- возможность применения технологии в отдельных скважинах, на участках пласта и целых залежах нефти;
- избирательность воздействия по толщине продуктивного пласта;
- возможность изменения технологических параметров воздействия с учетом геолого--

физических характеристик коллектора;

Список использованных источников

1. Ганиев Р.Р. и др. Анализ некоторых факторов, влияющих на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов / Ганиев Р.Р., Султанов В.Г., Дубинский Г.С., Шамаев Г.А. // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. ВНИИОЭНГ. М., 1998. №11. С.34 –36.
2. Андреев В.Е. и др. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Чибисов А.В., Ахметов Р.Т., Яскин С.А., Мухаметшин В.В., Хафизов А.Р. // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.
3. Баталов Д.А. и др. Планирование эффективных комплексных технологий увеличения нефтеотдачи с уменьшением обводненности продукции скважин и интенсификации добычи нефти для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» / Баталов Д.А., Яскин С.А., Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. УГНТУ. №3, 2016 – С. 9-18.
4. Дубинский Г.С. и др. Алгоритм геолого-технологического обоснования применения адресных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Мияссаров А.Ш., Хузин Р.Р., Хузин Н.И. // В сборнике: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения Сборник научных трудов. Уфа, 2013. С. 253-262.
5. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.
6. Мухаметшин В.В. и др. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт / Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т.// Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. –2016. –№3. –С.46-51.
7. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Андреев В.Е. Котенев Ю.А. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности. – СПб.: ООО «Недра», 2008. – 214 с.
8. Ганиев О.Р., Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е. Резонансная макро- и микромеханика нефтяного пласта. Интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи. Наука и практика. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2014. – 256 с.
9. Дубинский Г.С. и др. Методы извлечения трудноизвлекаемых запасов и высоковязких нефтей из небольших и средних месторождений Урало-Поволжья / Дубинский Г.С., Чолоян А.Х., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография», 2014. – С.106-114.
10. Хисамов Р.С. и др. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий / Хисамов Р.С., Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мияссаров А.Ш. // Нефтяное хозяйство. - №4. - 2015. С. 52-55.
11. Хузин Н.И. и др. Стимулирование работы скважин методом гидроразрыва пласта и волновым воздействием / Хузин Н.И., Бухарметов В.Ю., Дубинский Г.С. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 4(9). – Уфа: ООО «Монография», 2015.- с.236-242.
12. Дубинский Г.С. и др. Об использовании волновых технологий при освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Мияссаров А.Ш. // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: Материалы международной молодежной научной конференции. (г. Уфа, 01-02 апреля 2016 г.) / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2016 г. – С. 9-12.

13. Дубинский Г.С. и др. Планирование технологий стимуляции скважин и увеличения нефтеотдачи с использованием волновых процессов и резонанса в продуктивных пластах / Дубинский Г.С., Чибисов А.В., Ганиев О.Р., Устенко И.Г., Аверьянов А.П. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Вып. 5(10). – Уфа: ООО «Монография», 2016. – С. 186-196.
14. Дубинский Г.С. Об использовании волновых технологий для интенсификации добычи нефти / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Хузин Н.И., Мияссаров А.Ш. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала (г. Октябрьский, 25 марта 2016 г.). Изд-во: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа) – 2016. – С. 186-193.
15. Dubinsky G.S. About the response of fractal structures of fluid-saturated reservoir rocks under wave impact on them // The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee & Associates. New York 2015. P.51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06. http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf
16. Тулегенова О.Ш. Моделирование высокочастотного акустического воздействия на призабойную зону пласта // Третий международный семинар-совещание «Инновационные подходы в развитии нефтегазовой и нефтехимической промышленности в Атырауской области». - 2005. - с. 160-163
17. Тулегенова О.Ш. Оценка влияния структурного строения призабойной зоны пласта на продуктивность скважины при акустических воздействиях // Третьи Международные Надиоровские чтения «Научно-техническое развитие нефтегазового комплекса». - Алматы-Шымкент. - 2005. - с.97-102, // Поиск. - 2006.-№ 1. - с.208-211
18. Тулегенова О.Ш. Оценка эффективности применения акустического воздействия при обработке призабойной зоны пласта // Вестник АИНИГ. - 2006 -№8-9.- с. 140-145
19. Тулегенова О.Ш. Определение продуктивности скважины при вибрационном изменении забойного давления, вызванным действием акустического излучателя // Поиск. - 2005. - №2. - с.234-237.

УДК 622.276

Сравнительный анализ применения гидроразрыва пласта на различных месторождениях России.

Тухбатуллин Р.Ф. МГБз 01-16
(ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа 2017г.)

Аннотация: В статье комплексно проведен сравнительный анализ применения гидроразрыва пласта на различных месторождениях России. Приведены примеры возникающих проблем во времени проведения работ по гидроразрыву пласта, пути их решения.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), нефтеотдача пласта, месторождение, трещина, экономический эффект.

UDC 622.276

Comparative analysis of the application of hydraulic fracturing in various fields of Russia.

Tukhbatullin R.F. MMDc 01-16
(USPTU, Ufa, 2017.)

Annotation: In the article, a comparative analysis of the application of hydraulic fracturing in various fields of Russia is carried out. Examples of arising problems in the time of work on hydraulic fracturing of a formation, ways of their solution are given.

Key words: hydraulic fracturing of a reservoir (fracturing), oil recovery of a reservoir, deposit, crack, economic effect.

Рассмотрим способы повышения нефтеотдачи пласта, а именно такого способа как гидроразрыв пласта. Сущность данного метода интенсификации и увеличения притока

флюида в скважине. Данный метод применяется на многих месторождениях мира. ГРП заключается в определённых стадиях проведения работ на скважине:

Первая стадия - выбор скважины-кандидата на проведение ГРП;

Вторая стадия – подготовка (выбор рецептуры, изготовление дизайна, внутрискважинные работы бригады КРС);

Третья стадия - работа флота ГРП на скважине, подготовка оборудования, химии, воды; проведение замещения скважинной жидкости на линейный гель и мини-ГРП;

Четвертая стадия - анализ эффективности жидкости разрыва, редизайн проводимой работы, закачка «основной работы»;

Пятая стадия - освоение скважины после ГРП и пуск её в работу.

Резкий толчок применения метода ГРП получил в России в начале 2000-х. На данном этапе времени он используется как один из основных методов увеличения рентабельности разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами.

Практика применения ГРП показывает, что выбор объекта проведения операции является основным критерием проведения успешного ГРП.

Существует основные критерии выбора объекта ГРП:

- эффективная толщина пласта;
- количество проницаемых пропластков в интервале перфорации;
- нефтенасыщенность коллекторов пласта;
- степень истощения пластовой энергии (повторное ГРП);
- мощность покрывающих и подстилающих глинистых экранов;
- наличие рядом водонасыщенных пропластков.

Немалую роль играет применение технических решений при проведении ГРП. Однако на некоторых месторождениях методика проведения традиционного ГРП показала отрицательную эффективность, например, Ромашкинское месторождение ПАО «Татнефть» на мендым-доманиковских отложениях. На данном месторождении пришлось сильно изменить принцип работы для успешного проведения ГРП. Были введены дополнительные мероприятия:

- 1) Кислотная обработка (для инициализации и снятия части напряжений в трещинах);
- 2) Изменение направления развития трещин (на максимально возможную длину);
- 3) Нестандартная рецептура жидкости разрыва (маловязкая жидкость гидроразрыва пласта);
- 4) Мелкая фракция проппанта (20/40);
- 5) Высокий темп закачки жидкости разрыва (расход 5-7 м³/мин) [6].

На Южно-Троицкой площади Абдуловского месторождения НГДУ «Туймазанефть» при проведении ГРП столкнулись с такой проблемой, как увеличение обводненности скважины при увеличении тоннажа. А на скважине, где проводилось повторное ГРП, получили почти полную потерю притока флюида, причем основную часть оставшегося флюида составляла вода. Поэтому при проектировании работ на данном месторождении очень тщательно проводится подбор скважин под ГРП [1].

Рассмотрим на примере месторождений Западной Сибири, которые отличаются от привнесенных выше месторождений по многим характеристическим показателям.

На продуктивных пластах БС_{4.5} Приразломного месторождения использование метода ГРП получило большой скачок в 2000 гг. Прирост удельного дебита скважинной жидкости составил 76%, а добыча нефти 65% соответственно. Опытным путем было получено, что применение ГРП на 3-х рядной, 5-и и 9-и рядной системе эксплуатации считается наиболее эффективной в плане увеличения добычи и экономической эффективности [5]. Еще одно крупное месторождение – Вынгапурское, пласт ЮВ₁, на котором использование метода ГРП привело к увеличению добычи нефти на 38,4% [4].

С каждым годом основной объём проводимых операций по ГРП на территории Западной Сибири составляют скважины, вводимые в эксплуатацию, то есть только пробуренные. Руководство многих нефтяных компаний Западной Сибири приняло решение по

использованию ГРП в связке с более технологичными методами разработки месторождений. Это дало толчок развитию таких направлений как: зарезка боковых стволов (ЗБС), бурение скважин с большим горизонтальным участком (применение многопортовых операций ГРП в одной скважине), REFRAC с увеличением тоннажа (повторное ГРП на скважинах, где уже проводилась данная операция).

Зарезка боковых стволов «реанимирует» скважины, находящиеся уже давно эксплуатации, где «большое бурение» уже нерентабельно. А во вновь пробуренных боковых стволах проводится операцию ГРП, которая воздействует на неиспользуемые до этого участки пласта [2].

Строительство скважин с горизонтальным окончанием дает возможность вовлечения в работу большей площади пласта, что в свою очередь увеличивает приток флюида к скважине.

Все эти работы являются высокотехнологичными и сложными в реализации, ведь к каждой конкретной скважине необходим особенный подход. А это трудоемкий и дорогой проект. Но практика показывает, что это дает стимул к развитию промышленности и применению различных технологий как отечественных, так и зарубежных.

Исходя, из выше изложенного сделаем вывод, применения технологии ГРП показывает существенный положительный результат с экономической точки зрения, на большинстве месторождений он является едва ли не основным методом повышения нефтеотдачи пласта, который делает разработку рентабельным. Но бездумно проводить эту операцию не стоит, она может дать отрицательный эффект, поэтому к подбору скважин-кандидатов на ГРП необходимо подходить тщательно. Необходимо всегда анализировать полученный положительный опыт проведенных операций, для составления неких критериев успешного ГРП. В условиях сложных экономических реалий нужно развивать собственную программу по методам увеличения нефтеотдачи пласта, так как львиная доля сервисных организаций проводящих ГРП используют иностранное оборудование и программное обеспечение. На данный момент в России гидроразрыв пласта в основном занимаются такие компании как Schlumberger, Trican, Weatherford, Halliburton, Mecamineft, Catkoneft. По названиям организаций вы можете понять, что этим занимаются в основном иностранные сервисные компании, либо совместные предприятия. Поэтому ГРП, как метод, в ближайшие десятилетия будет востребован, но использовать его нужно с умом.

Список сокращения:

ГРП – гидроразрыв пласта

КРС – капитальный ремонт скважин

ЗБС - зарезка боковых стволов

НГДУ – нефте-газо добывающее управление

Список использованных источников

1. Фаттахов И.Г., Малышев П.М., Шакуров А.Ф., Шакурова А.Л.Ф., Сафиуллина А.Р. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта // Фундаментальные исследования. 2015. №2-27 С.6023-6029.
2. Гильмиев Д.Р., Шабаров А. Б. Эффективность гидроразрыва пласта при рядной системе расстановки скважин // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. 2013. №7 С.54-63.
3. Васильев В. А., Верисокин А.Е., Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №6 С.101-110.
4. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении // Фундаментальные исследования. 2015. №2-12 С.2581-2584.
5. Козлова И.А., Малцева И.О.. Обоснование усовершенствования реализуемой системы разработки посредством применения метода гидравлического разрыва пласта на отдельных опытных участках разработки (на примере пласта БС 4-5 Приразломного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №8 С.62-70.

6. Хусаинов Р. Ф., Назимов Н. А., Гумаров Н. Ф., Ганиев Б. Г., Швыденко М. В., Абсаямов Р. Ш. Разработка залежей низкопроницаемых Доманиковых коллекторов с применением массивованного гидроразрыва пластов на примере НГДУ «Альметьевнефть» // Гео-ресурсы. 2015. №4 (63) С.14-17.

7. Сабитов Р. Р., Швечиков Е. Д. Модель принятия решений на основе линейной регрессии для планирования повторного ГРП объекта ЮВ 1 Нивагальского месторождения // Известия ТПУ. 2015. №3 С.122-127.

УДК 622.276.6

Применение волокнисто-дисперсных систем (ВДС) для повышения эффективности разработки на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения

Хабиров А. Э.

(Альметьевский Государственный Нефтяной Институт)

Аннотация: В статье рассматривается применение технологии волокнисто-дисперсной системы (ВДС) для повышения эффективности разработки на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Выполняются расчёты дополнительной добычи нефти по характеристикам вытеснений и методике ТатНИПИнефть. В результате анализа выявлены причины низкой эффективности, обосновано техническое решение для повышения качества ремонта.

Ключевые слова: волокнисто-дисперсная система, закачка, технология, критерии, дебит, месторождение.

UDC 622.276.6

Application of fiber-disperse systems (GVS) for improving the efficiency of development on the example of Minnibaevskaya square of Romashkin deposit

Habirov A. E.

(Almetyevsk State Oil Institute)

Abstract. The article discusses the features of the results and the application of fiber-dispersed system (VDS) to improve development efficiency by the example Minnibaev area Romashkinskoye field. Perform additional calculations on oil displacement characteristics and methods TatNIPIneft. An analysis of the causes of low efficiency, grounded technical solutions to improve the quality of repair.

Key words: fiber-dispersed system, injection technology, criteria, debit, deposit.

Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется значительными осложнениями условий разработки многих месторождений. Основное число высокопродуктивных залежей и месторождений вступило в позднюю стадию разработки, что ведёт к интенсивному уменьшению добычи и сильному увеличению обводнённости продукции скважин.

Одним из решений данной проблемы является использование потокоотклоняющих технологий с целью введения в эксплуатацию участков неохваченных заводнением и увеличения нефтеизвлечения пластов.

В качестве действующих агентов для данных технологий используются различные эмульсионные составы, ПАВ, полимеры, растворы кислот, комплексные реагенты и др.

Повышение коэффициента охвата совершается из-за результата привлечения в разработку как областей с наименьшими фильтрационными сопротивлениями (застойных зон), так и низкопроницаемых слоев.

В данной работе рассмотрен один из методов повышения нефтеотдачи пластов – использование технологии ВДС (волокнисто - дисперсная система) на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Применение волокнисто-дисперсной системы направлена на увеличение охвата воздействием высокообводнённых неоднородных пластов на поздней и завершающей стадиях разработки, т. е. на увеличение коэффициента извлечения нефти. Данная технология заключается в последовательно-

чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины. Древесная мука представляет собой продукт сухого механического измельчения древесины, хорошо суспендирующейся в воде. В качестве глинопорошка может быть использована и карьерная глина, хорошо распускающаяся в воде. За счет сил физического взаимодействия между последними возникает структурированная система, способная заметно повышать фильтрационное сопротивление высокопроницаемых зон пласта. Это приводит к перераспределению фильтрационных потоков с подключением в активную разработку слабоденируемых низкопроницаемых пропластков и, таким образом, способствует повышению охвата пласта воздействием и в, конечном счете, приросту извлекаемых запасов нефти.

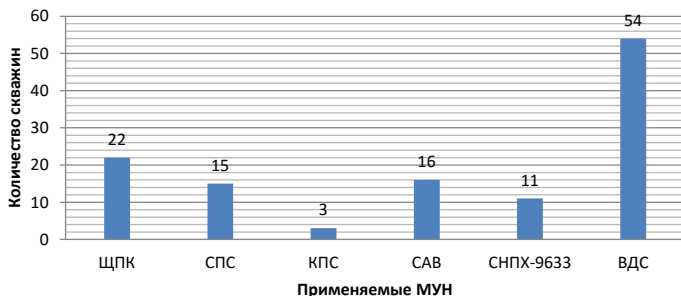


Рисунок 1 - Количество скважин на которых применялись МУН

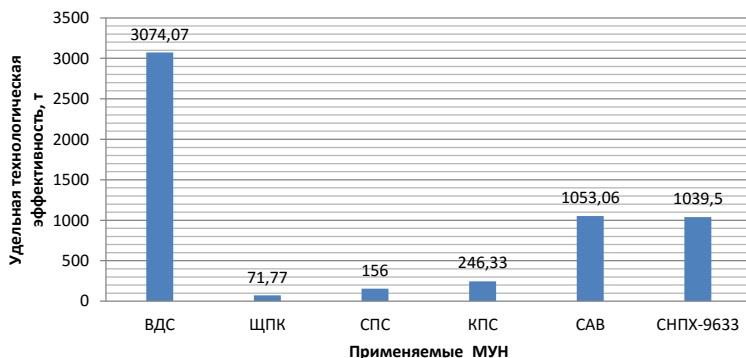


Рисунок 2 - Динамика удельной технологической эффективности каждого метода МУН

Для определения успешности проведения данной технологии была проанализирована динамика показателей разработки нагнетательных и добывающих скважин.

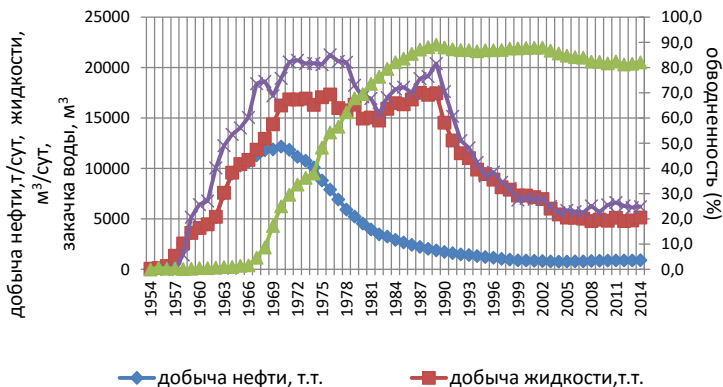


Рисунок 3 - Динамика основных технологических показателей разработки

Проведены расчёты дополнительной добычи нефти по характеристикам вытеснений. Анализ этих расчетов продемонстрировал технологическую эффективность технологии ВДС, т.е. после использования данной технологии дополнительная добыча нефти на участке существенно возросла.

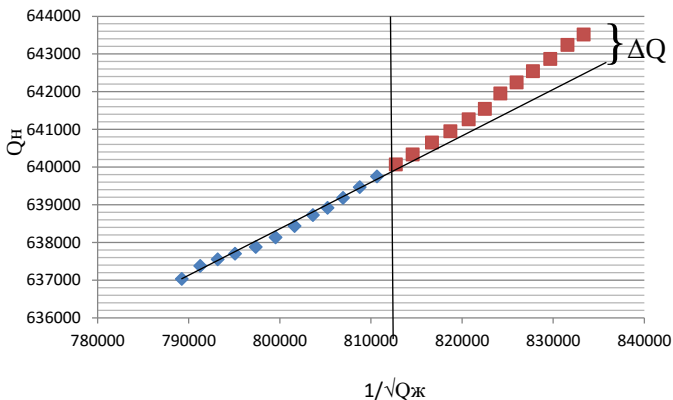


Рисунок 4 - Характеристика вытеснения, вычисленная по формуле Пирвердяна

Также были выполнены расчеты технологических показателей разработки по методике ТатНИПИнефть, по результатам которых стало очевидно, что обводнённость пластовой продукции со временем возрастает, это связано скорее с прорывом подошвенных вод.

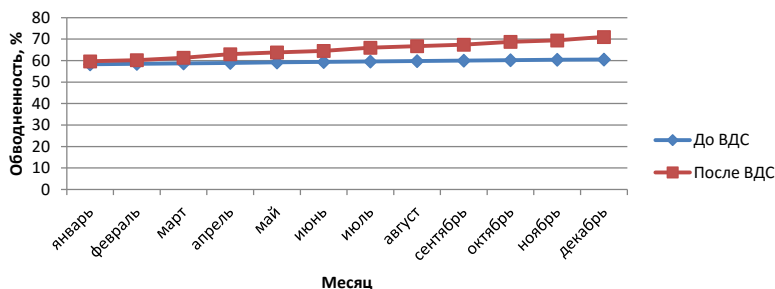


Рисунок 5 - Динамика обводнённости до и после применения технологии ВДС

Массовый текущий дебит в пластовых и поверхностных условиях незначительно уменьшился. Накопленный отбор по нефти и жидкости постепенно возрастает. После выполнения расчетов КИН составил 37% до проведения технологии ВДС, а после проведения технологии КИН вырос на 15% и составил 52%.

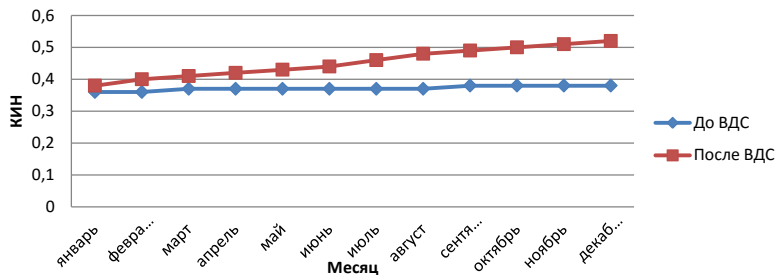


Рисунок 6 - Изменение КИН до и после применения технологии ВДС

По результатам анализа можно сделать вывод, что закачка в нагнетательные скважины волокнисто-дисперсной системы на Миннибаевской площади эффективна с технологической точки зрения, так как при этом достигается максимальная дополнительная добыча нефти. Необходимо принимать во внимание, что успешность обработок и средний прирост на 1 скважину в первую очередь зависит от точного подбора скважины и выполнения технологии проведения ремонта.

Таким образом, применение технологии по закачке ВДС на Миннибаевской площади является как технологически, так экономически эффективным методом.

Список использованных источников:

1. Данные КИС АРМИТС за 2014-2015 гг.
2. Геологический отчет НГДУ «Альметьевнефть» за 2014.
3. Ибатуллин, Р. Р. О совместимости методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ПАО «Татнефть» [Текст] / Р. Р. Ибатуллин, Е. Д. Подымов, Э. П. Васильева // Нефтяное хозяйство. – 2010. – 34 с.
4. Исмагилов, Т. А. Применение потокоотклоняющих технологий с учетом механизма обводнения продукции скважин [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – 56с.
5. Ибатуллин Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) [Текст] Ибрагимов Н. Г., Тахаутдинов Ш. Ф., Хисамов Р. С. //– М.: Недра-Бизнес- центр, – 2004. – 292с.

Моделирование несовершенства скважин с помощью индикаторных линий**Ханнанов А.И.***(Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, магистрант)***Майский Р.А.***(Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, доцент кафедры «математики»)*

Аннотация: В статье рассматривается процесс определения несовершенства скважин по данным исследовании. Исследования проводятся на двух режимах: установившемся и не установившемся. По результатам исследования строятся индикаторные линии, и по ним определяются два параметра: гидропроводность и коэффициент продуктивности. Эти данные позволяют определить истинные коэффициенты несовершенства скважины на данный момент времени работы скважины.

Ключевые слова: Несовершенство скважины, индикаторные линии, КВД, индикаторная диаграмма, режим работы скважины.

UDC 532.546

Modeling imperfection wells using indicator lines**Khannanov A.I.***(Ufa State Oil Technical University Russia, Republic of Bashkortostan, Ufa, graduate student)***Maiski R.A.***(Candidate of technical sciences, associate professor)**(Ufa State Oil Technical University Russia, Republic of Bashkortostan, Ufa, docent)*

Abstract: The article deals with the process of identifying imperfections wells according to the study. Research is being conducted in two modes: steady and unsteady. According to the survey indicator lines are constructed, and the two parameters are determined by them: water permeability and productivity factor. These data allow us to determine the true rate well imperfections. Currently, work well.

Keywords: Imperfection wells, indicator lines, the pressure recovery curve, the indicator diagram, a well operation.

При разработки нефтяных месторождений важное значение имеет коэффициент гидродинамического несовершенства скважин. Правильная оценка данного коэффициента дает возможность разработать мероприятия для увеличения коэффициента продуктивности по скважинам и улучшить качество вскрытия пласт, что в свою очередь даст возможность сократить затраты и сроки разработки нефтяных месторождений.

В теории различают два вида несовершенства скважин:

- по характеру вскрытия пласта;
- по степени вскрытия пласта.

Но в скважине практически всегда встречается сразу два вида несовершенства. Оба вида несовершенства вызывают дополнительные сопротивления и соответственно дополнительное понижение давления в прискважинной зоне, так и в самой скважине. Эту зависимость можно выразить следующим образом:

$$\Delta P_{\text{д.с.}} = \frac{Q_0}{2\pi\epsilon} \cdot C, \quad (1)$$

где $\Delta P_{\text{д.с.}}$ — дополнительное снижение давления в скважине, обусловленное несовершенством; Q_0 — дебит скважины; ϵ — гидропроводность пласта; C — показатель дополнительного сопротивления.

Величину C , исходя выше сказанного можно разделить на два слагаемых:

$$C = C_1 + C_2,$$

где C_1 — часть дополнительного сопротивления, определяемая степенью вскрытия; C_2 — часть, определяемая характером вскрытия пласта скважиной.

Определению величины C_1 рассмотрено во многих учебниках, и их определение возможно не только аналитически но графически. Сложнее обстоит дела с определением величины C_2 . Это сопротивление обуславливается самим фильтром скважины и оказывается различным для разных типов и конструкций фильтров [5]. Большее значение имеют изменения в структуре и фильтрационных свойства породы вблизи скважины, происходящие под влиянием различного рода механических и физико-механических процессов при бурении и в период эксплуатации [6,7]. Дополнительное сопротивление возникает также в связи с нарушением линейного закона фильтрации вблизи скважины.

В общем виде сопротивление за счет C_2 можно оценить лишь сугубо приближенно.

Из выше сказанного вытекает, что определение коэффициентов по отдельности связано с большими трудностями [4]. Поэтому для практических расчетов определяют не каждое из этих составляющих, а комплексное значение суммарных гидравлических сопротивлений C как по косвенным данным, так и по результатам гидродинамических исследований скважин. Для этой цели величина C вводится в основную формулу для совершенной скважины и рассматривается фиктивная совершенная скважина с приведением радиусом $r_{c,пр}$.

При этом формула (1) преобразуется к виду при неустановившемся режиме фильтрации (2) и при установившемся режиме фильтрации (3):

$$\Delta P = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \cdot E_1 \left(\frac{r_{c,пр}^2}{4\chi t} \right), \quad (2)$$

$$\Delta P = \frac{Q}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{c,пр}} \right), \quad (3)$$

$$r_{c,пр} = r_0 \cdot e^{-C},$$

где r_0 — радиус скважины по долоту; R_k — радиус контура питания; E_1 — символ интегральной показательной функции.

Формулы (2) и (3) можно переписать:

$$\Delta P = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{2,25\chi t}{r_{c,пр}^2} \right), \quad (4)$$

$$\Delta P = \frac{Q}{2\pi\varepsilon} \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_0} \right) + C \right). \quad (5)$$

В практике гидродинамических исследований скважин на установившихся режимах фильтрации при определении величины C нашел широкое применение косвенный метод В.И. Щурова [3], основанный на электро моделировании призабойной зоны в однородном пласте. По предложенным им графикам определяется как C_1 , так и C_2 . Но полученные результаты в большинстве случаев не отражают реальных условий вскрытия неоднородного пласта. При вторичном вскрытии пласта возможны деформация как самой колонны, так и перфорационных каналов от ранее заданных. Это увеличивает погрешность при использовании метода Щурова.

При этом, по данным исследования на установившихся режимах фильтрации, величина C равна:

$$C = \frac{2\pi\varepsilon(\Delta P)}{Q} - \ln \left(\frac{r_1}{r_0} \right), \quad (6)$$

где ΔP — понижение давления; r_1 — расстояние от опытной до наблюдательной скважины; r_0 — радиус опытной скважины по долоту.

Для оценки гидродинамического несовершенства скважин предлагается метод, использующий результаты исследования скважин на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации [2]. При этом строится график в координатах $\varepsilon - K$ и по нему определяется угловой коэффициент для каждой скважины, означающий общее фильтрационное сопротивление. Исходя из формулы (5), аналитическая зависимость выражается в виде:

$$\varepsilon = \frac{K}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_0} \right) + C \right), \quad (8)$$

откуда

$$C = \frac{2\pi\varepsilon}{K} - \ln \left(\frac{R_k}{r_0} \right), \quad (9)$$

где ε — гидропроводность, $\text{м}^2 \cdot \text{м/Па} \cdot \text{с}$; K — коэффициент продуктивности, приведенный к пластовым условиям, $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{Па}$; r_0 — радиус скважины по долоту, м; R_k — радиус контура питания, м.

Величину ε необходимо определять по кривым восстановления давления, так как в данном случае определяется гидропроводность удаленной от забоя зоны и при этом несовершенство скважины не будет заметно сказываться на полученных параметрах [8,9]. Коэффициент продуктивности характеризует гидродинамическую характеристику призабойной зоны, которая зависит от совершенства скважины. Поэтому величину K нужно определять по индикаторной диаграмме [1].

Если получится что, $\frac{2\pi\varepsilon}{K} = \ln \left(\frac{R_k}{r_0} \right)$, то можно говорить об идеальной скважине, $C = 0$.

Таким образом исследование скважины на установившемся и неуставившемся режимах позволяет определить несовершенство скважины на момент проведения исследований.

Список использованных источников

- 1 Николаевский В.Н. О расчете дополнительного фильтрационного сопротивления скважин, несовершенных по степени вскрытия. Изв. ФН СССР, ОТН, № 8, 1957.
- 2 Бочевер Ф.М., Алексеев В.С. Оценка сопротивления водозаборных скважины по опытным и эксплуатационным откачкам. «Разведка и охрана недр», №3, 1965.
- 3 Каменецкий С.Г. и др. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1971.
4. Байбакова И. Р. , Майский Р.А. Организационно-методические аспекты управления предприятиями нефтегазового комплекса / И. Р. Байбакова, Р. А. Майский // Актуальные проблемы науки и техники-2015 : материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - Т. 3. - С. 173-175.
5. Моделирование методов исследования скважин на основе обобщенной формулы Грина / Карабельская И.В., Абызбаев И.И., Ахметов И.В., Майский Р.А., Янченко С.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). С. 18-27.
6. Матросов В.Ю., Майский Р.А., Сысолятин А.А. Причины загрязнения призабойной зоны пласта и возможные пути ее устранения //Символ науки. 2016. №4-4 (16). С. 49-51.
7. Майский Р.А., Хасанов И.Г. Моделирование процессов при гидравлическом разрыве пласта с использованием специализированных программных продуктов //Актуальные проблемы науки и техники. материалы VII Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2014. С. 48-49.
8. Методы математической статистики / Абзалимов Р.Р., и др.// Учебное пособие / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2016.
9. Круглова З.М., Майский Р.А., Филиппов В.Н. Применение математического моделирования при исследовании геологических объектов // Информационные технологии. Проблемы и решения. 2016. № 1 (3). С. 339-342.

УДК 550.834.08

Внедрение инновационных технологий сейсморазведки при разработке морских месторождений нефти и газа

Хороших А.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация: В данной статье анализируется современное состояние сейсморазведки, описываются новейшие технологии в данной сфере, а также анализируется опыт их

применения. Выявляются наиболее перспективные методы и приводятся примеры месторождений, где они могли бы быть использованы. Также даются рекомендации по внедрению инновационных технологий в производство.

Ключевые слова: Сейсморазведка, сейсмическая съемка, сейсмический мониторинг, освоение углеводородов, морские месторождения нефти и газа.

UDC 550.834.08

Implementation of innovative seismic survey technologies in extraction of marine oil and gas deposits

Khoroshikh A. A.

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract: This article analyzes the current state of seismic prospecting, describes the latest technologies in this field, and also analyzes the experience of its application. The most promising methods are revealed and examples of deposits are shown where relevant. Also recommendations on the implementation of innovative technologies in production are given.

Key words: Seismic survey, seismic screening, seismic monitoring, hydrocarbonate extraction, offshore oil and gas fields.

При разработке шельфовых месторождений за рубежом все более широкое применение получил сейсмический мониторинг (4D), позволивший повысить на ряде месторождений коэффициенты извлечения нефти до 50–60 [2,3]. Например, к 2009 г. 4D-сейсмика была выполнена более, чем на 50 морских месторождениях, а за прошедшие годы это число выросло почти в два раза. Лидером по количеству месторождений, где такие работы проводились или проводятся по сей день, является компания British Petroleum. В последние годы активность добывающих компаний всего мира в использовании сейсмического мониторинга стала быстро расти [5].

Сам по себе сейсмический мониторинг это периодическая 3D сейсмическая съемка на месторождении, по результатам которой следят за движением водонефтяного контакта и степенью обводненности и выработанности различных частей залежи. По сравнению с предыдущей сейсмической съемкой 3D, сигнал 4D может представлять собой любое изменение сейсмической. Этот эффект основан на изменении отражающих способностей в пласте коллекторе при замещении нефти водой, что называется прежде всего на амплитудах отраженных волн. При продолжительных интервалах между съемками могут отмечаться и небольшие сдвиги во временах отражения, обусловленные изменением скоростей в продуктивной толще при смене типа флюида [1].

Для детального исследования нахождения углеводородов в пластах необходимо повторять сейсморазведку 3D через несколько лет после начала эксплуатации месторождения и выявить изменения, которые отражаются в волновом поле. При этом есть одна немаловажная особенность, а именно: для 4D надо повторить такую же сейсморазведку, какая и была выполнена на данном участке до того, т. е. с теми же амплитудно-частотными характеристиками источника и регистрирующего тракта. А сделать это спустя много лет весьма не просто [1].

В Европе и США время от времени данные работы проводятся на некоторых месторождениях, но в России есть лишь один пример такого рода работ: на Пильтун-Астохском месторождении с интервалом в 13 лет: в 1997 и 2010 г. На рис. 1 приведен один из примеров сопоставления результатов. Хорошо видно, что при вычитании волновых полей двух съемок остаются две зоны с наиболее выраженными изменениями. Это связано с закачкой воды в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления при вытеснении нефти водой.

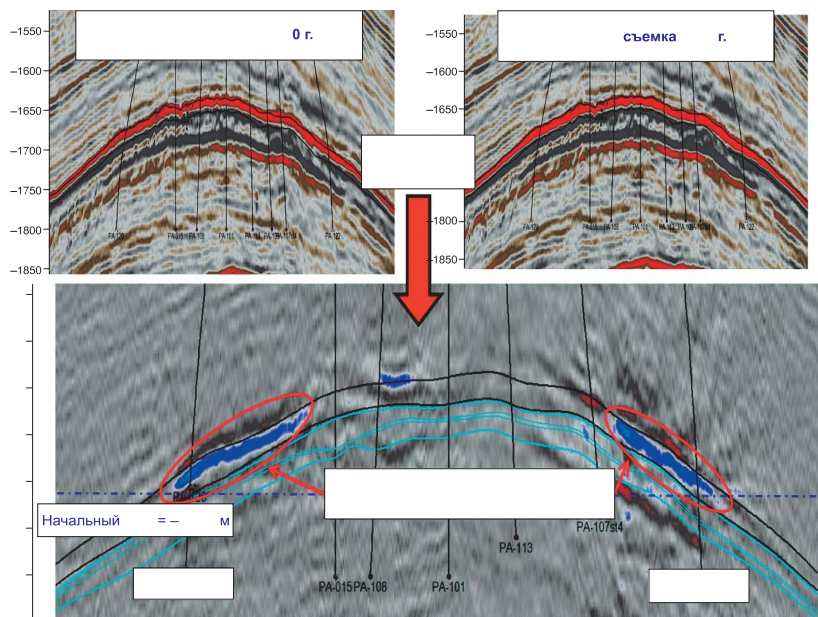


Рис. 1. Пример первой в России 4D-сейсморазведки на Пильтун-Астохском месторождении сахалинского шельфа [5].

Эксперты провели глубокие исследования полученных данных и сравнили их с промысловыми данными по эксплуатационным скважинам. Это позволило закартировать зоны распространения воды, учесть полученные данные в фильтрационной модели месторождения и определить места для бурения дополнительных нагнетательных скважин [5,6]. В целом данный проект признан весьма успешным и работа над его усовершенствованием продолжается. В ближайшие годы ожидается расширение таких работ в России в связи с интенсификацией освоения шельфа. К слову, как косвенный результат тщательных многократных съемок, происходит выявление дополнительных перспективных для добычи участков месторождения, чтократно повысило его запасы в целом по сравнению с оцененными первоначально. Также постоянные системы мониторинга позволяют использовать наряду с активной сейсморазведкой весь арсенал методов пассивной сейсмоки, основанной на изучении микросейсмических колебаний.

Из возможных модификаций сейсморазведки 4D наиболее информативен вариант с установкой донных оптоволоконных систем с 4-компонентными датчиками на весь период разработки месторождения. Возможна установка подобных систем и на суше.

На подземном газовом хранилище Cere La Ronde (Франция) был получен результат положительного опыта использования сейсмомониторинга. Это говорит о хороших возможностях 4D сейсморазведки и на суше. А предоставить для этого все необходимые технические возможности может разрабатываемая PGS совместно с компанией SHELL оптоволоконная система с миллионом каналов.

На наш взгляд, важным звеном во внедрении инновационных технологий сейсморазведки в производство является закрепление законодательным путем необходимость включения в лицензионные соглашения обязательного применения инновационных тех-

нологий сейсмического мониторинга на разрабатываемых уникальных и крупных морских месторождениях России, повышающих эффективность нефтегазодобычи. Наиболее актуальны для таких работ несколько морских месторождений Российского шельфа: Приразломное и Варандей-море в Печорском море, Кириновское на шельфе Сахалина, Корчагина и Филиановского на Каспии.

Список использованных источников

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа//М.: Геоинформмарк, 2008. 385 с.
2. Богоявленский В. И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов//монография. М. : ВЭО, 2014. С. 11–175.
3. Богоявленский В. И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы//Морской сборник. 2010. № 9. С. 53–62.
4. Barkved O.I. Seismic Surveillance for Reservoir Delivery//EAGE Ann. Mtg. Expanded Abstracts. 2012. P. 314.
5. Foreste K., Robertson J., Boekholt M. Опыт и результаты первых в России морских сейсморазведочных работ 4D на шельфе Сахалина//Материалы 7-й конф. “Шельф России 2012”. М., 2012.
6. Van Gestel J.P., Kommedal J., Barkved O. et al. Continuous Seismic Surveillance of Valhall Field//The Leading Edge. 2008. P. 8–14.

Структура пустотного пространства и коллекторские параметры нефтенасыщенных пород

Шагалеев Роберт Рауфович

(ПАО «Булгарнефть», заместитель генерального директора)

Аннотация: По литолого-петрографическому описанию шлифов изучено распределение пор и поровых каналов по размерам. Рассмотрены вопросы математического моделирования структуры пустотного пространства. Получена функциональная взаимосвязь между проницаемостью и отношением пористости к остаточной водонасыщенности. Показана необходимость разделения коллекторов по степени гидрофильности, коэффициенты вытеснения которых существенно различаются, и обоснована необходимость оценки их для каждого класса в отдельности.

Ключевые слова: пористость, проницаемость, пустотное пространство, остаточная нефтенасыщенность.

The void space structure and oil-saturated rocks reservoir parameters

Shagaleev Robert Raufovich

(Public joint-stock company «Bulgarneft», Deputy General Director)

Abstract: Basing on the lithological and petrographic description of the thin sections we studied distribution of pores and pore channels in size. The problems of mathematical modeling of the void space structure were studied. We obtained a functional relationship between permeability and porosity relation to the residual water. The necessity of the separation of sewers in the degree of hydrophilicity displacement coefficients of which are significantly different, and the necessity of evaluating them for each class separately was shown.

Keywords: porosity, permeability, pore space, residual oil saturation.

Структура пустотного пространства горной породы настолько сложна, что количественная ее характеристика встречает принципиальные затруднения. Если представить себе возможность определения расположения в пространстве всех поверхностей пор в пористом теле с последующим введением данных в память компьютера, то это тоже не спасает положения: граничные условия на этих поверхностях настолько сложны, что исключают реальную возможность решения соответствующих уравнений для искомых физиче-

ских полей [1]. Единственным путем решения этой проблемы является создание математических моделей пустотного пространства, которые позволяют устанавливать количественные соотношения между теми иными свойствами породы.

Исследования шлифов под микроскопом показывают, что пустотное пространство горных пород представляет собой совокупность хаотически расположенных пор и межпоровых каналов (сужений). Поры и поровые каналы реальных пород-коллекторов имеют сложную форму, поэтому их трудно охарактеризовать в каждой точке пустотного пространства определенным геометрическим параметром. Исходя из вышесказанного, пустотное пространство можно представить как взаимосвязанную систему двух распределений: пор и межпоровых каналов по размерам. При этом емкостные свойства породы определяются распределением пор, а фильтрационные - распределением поровых каналов. Пористость, проницаемость и удельная поверхность породы являются интегральными характеристиками соответствующих распределений [2-5].

В гранулярных коллекторах чаще всего распределения пор и поровых каналов подобны по форме, но сдвинуты по оси абсцисс относительно друг друга, в силу этого наблюдается корреляционная связь между пористостью и проницаемостью.

В сложных карбонатных коллекторах эти распределения резко различаются, поэтому между указанными коллекторскими параметрами корреляционные связи, как правило, отсутствуют [6-10].

Такие параметры, как коэффициент остаточной нефтенасыщенности и фазовые проницаемости также в первую очередь определяются распределением пор и поровых каналов, однако в данном случае дополнительно приходится учитывать влияние поверхностных явлений в системе порода - насыщающая жидкость [4-15].

Главным фактором, определяющим важнейшие физико-емкостные свойства породы, является структура пустотного пространства.

В настоящее время существуют прямые методы изучения пустотного пространства, позволяющие в лабораторных условиях путем изучения шлифов получить кривые распределения пор и поровых каналов по размерам.

Однако наибольший интерес представляет проблема создания косвенных методов изучения структуры пустотного пространства, например, по данным промыслово-геофизических методов исследования скважин. Практическая ценность решения данной проблемы очевидна, поскольку она позволит получить функциональные связи между основными физико-емкостными параметрами коллекторов. Для решения этой проблемы необходима постановка широких целенаправленных исследований как структуры пустотного пространства, так и основных физико-емкостных свойств продуктивных пластов [13].

Каждое распределение определяется по крайней мере двумя параметрами: математическое ожидание и дисперсия. Однако для нормировки распределений необходимо также знание площадной (объемной) густоты пор и поровых каналов. Таким образом, для двух распределений имеем не менее 5-6 неизвестных параметров.

В настоящее время по данным промыслово-геофизических методов исследования скважин можно оценить не более 2-3 характеристик продуктивных пластов: пористость, начальную или текущую водонасыщенность, а в отдельных благоприятных условиях – коэффициент проницаемости.

Поскольку специалистов-нефтяников интересуют, прежде всего, динамические характеристики коллекторов, из двух распределений, отражающих структуру пустотного пространства, главным является распределение поровых каналов по их размерам.

Что касается распределения самих пор, то специалистов чаще всего интересует лишь его интегральное значение, т.е. коэффициент пористости.

Этим и объясняется широкое распространение на практике капилляриметрических исследований образцов пород-коллекторов в лабораторных условиях. Для математического описания структуры пустотного пространства предлагается использовать понятие эквивалентности исследуемой породы - коллектора некоторой специально выбранной трубча-

той капиллярной модели. В этом случае под диаметром порового канала понимается диаметр капилляра, эквивалентного по своим свойствам данному поровому каналу.

Наличие расширений капилляров в местах распределения пор (эффект «гофрировки») при математическом описании модели необходимо учитывать дополнительно.

Нами в результате расчетов была определена функциональная взаимосвязь между коэффициентом проницаемости и отношением коэффициента пористости к коэффициенту остаточной водонасыщенности:

$$K_{пр} = A \cdot (K_n / K_{во})^w,$$

где K_n – коэффициент пористости;

$K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;

A, w – неизменные параметры для данного пласта.

Данная формула при низких значениях остаточной водонасыщенности переходит в формулу Котеса-Дюмануара и по существу является ее модификацией. При средних и низких значениях проницаемости полученная формула дает более точные результаты по сравнению с формулой, которая используется американскими геофизиками. Формула позволяет также количественно оценить толщину пленки связанной воды по данным лабораторных исследований коллекторских свойств [15].

В качестве примера рассмотрим вопросы количественной оценки коэффициента проницаемости для пород-коллекторов тульского и боб-риковского горизонтов Бурейкинского и Матросовского месторождений Республики Татарстан.

В результате сопоставления коэффициента проницаемости с отношением $K_n / K_{во}$ линейным масштабе выявлено наличие трех семейств точек и соответственно трех разных зависимостей. Все три зависимости представляют собой параболы с единой вершиной в начале координат и имеют различную крутизну ветвей.

Зависимость коэффициента проницаемости от отношения $K_n / K_{во}$ удобно строить в логарифмической системе координат, поскольку в данной системе связь между указанными параметрами должна быть линейной.

В данной системе координат также имеем три семейства точек, для каждого из них связь между указанными параметрами с точностью, вполне достаточной для практических целей, аппроксимируется прямой линией.

С использованием полученной формулы получили следующие оценки для средней толщины слоя связанной воды на поверхности каналов данного класса связанная $\delta_I = 1,2$ мк, $\delta_{II} = 0,52$ мк, $\delta_{III} = 0,11$ мк. В соответствии с этими значениями толщины пленки связанной воды рассматриваемые образцы пород-коллекторов могут быть разделены по степени гидрофильности на три класса:

I класс – гидрофильные;

II класс – частично гидрофобные;

III класс – гидрофобные коллекторы.

Коллекторы III класса обладают минимальными значениями коэффициента остаточной водонасыщенности. Вероятно в коллекторах данного класса связанная (остаточная) вода находится преимущественно в виде тороидальных колец на контактах зерен породы, а другие участки пустотного пространства практически не содержат связанной воды, т.е. являются гидрофобными. В гидрофобных коллекторах коэффициент вытеснения нефти водой минимален [11-19].

Коллекторы второго класса также обладают низкой остаточной водонасыщенностью, но, вероятно, достаточной для образования сплошной пленки связанной воды на поверхностях частиц. На это указывают максимальные значения коэффициента вытеснения для образцов данного класса.

Коллекторы первого класса обладают наиболее высокими значениями коэффициента водонасыщенности. Значения коэффициента вытеснения для этих коллекторов несколько ниже и приближаются к значениям в гидрофобных коллекторах.

Список использованных источников

1. Сургучев, М.Л. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов [Текст] / М.Л. Сургучев, В.И. Колчанов, А.В. Гавура. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
2. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
3. Ахметов, Р.Т. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 341-352.
4. Ахметов, Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87-89.
5. Ахметов, Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62-63.
6. Мухаметшин, В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 9-3. – С.11-12.
7. Мухаметшин, В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 9-4. – С. 47-50.
8. Зейгман, Ю.В. Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности контроля и регулирования процесса воздействия на пласт [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 138 с.
9. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
10. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.
11. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / Андреев В.Е., Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 13-4. – С. 89-96.
12. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижов, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 13-4. – С.132-136.
13. Кнеллер, Л.Е. Геофизические исследования скважин [Текст] / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с.
14. Ахметов, Р.Т. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.
15. Ахметов, Р.Т. Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 94 с.
16. Ахметов, Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 14-2. – С. 34-37.
17. Ахметов, Р.Т. Оценка характера смачиваемости продуктивных пластов по дан-

ным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.В. Мухаметшин // Проблемы экономики, организации и управления в России и мире – 2016: материалы XII Международной научно-практической конференции / отв. редактор Н.В. Уварина. – Прага: Изд-во WORLD PRESS s.r.o., 2017. – С. 14-17.

18. Новые тампонирующие материалы на основе модифицированного цемента и полимеров [Текст] / В.В. Мухаметшин, Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, Ю.В. Зейгман // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 41-46.

19. Ахметов, Р.Т. Оценка степени смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // I научно-практическая конференция с международным участием – 2016: сборник тезисов / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 31.

Гидродинамический метод повышения нефтеотдачи месторождений **Шакирова Гульназ Эдиковна**

(Альметьевский Государственный Нефтяной Институт, магистр)

Аннотация: В современном мире существует проблема извлечения остаточной нефти из эксплуатируемых пластов. Одними из самых эффективных и актуальных методов, благодаря которым возможно решение данной проблемы, являются гидродинамические методы повышения нефтеотдачи. Суть нестационарного (циклического) заводнения заключается в том, что в пластах искусственно создается нестационарное давление с помощью периодического изменения режима работы залежи путем остановки и возобновления закачки воды.

Ключевые слова: нефтеотдача, заводнение, нестационарный режим

Hydrodynamic method of oil recovery enhancement **Shakirova Gulnaz Edikovna**

(Almetyevsk State Oil Institute, Master)

Abstract: In the modern world there is the problem of recovering residual oil from reservoirs exploited. One of the most effective and relevant methods by which it is possible to solve this problem is the hydrodynamic methods enhanced oil recovery. The essence of the unsteady (cyclic) waterflooding is that in the formations unsteady pressure is artificially created by periodically changing the operating mode and by stopping the reservoir resumption of water injection. This facilitates the penetration of water into the reservoir area, which was previously unaffected by influence.

Keywords: oil recovery, water injection, transient mode

Нефть является одним из самых необходимых полезных ископаемых в мире, но запасы Земли истощаются и с каждым годом добывать ее все сложнее. Журнал "British Petroleum" опубликовал статью, в которой говорилось о том что, мировые запасы нефти в 2015 г. снизились на 2,4 млрд баррелей, в сравнении с 2014 годом, и составили 1697,6 млрд баррелей. Добывающие месторождения добыча нефти на которых становится меньше, перешедшие на поздние стадии производства, все чаще встречаются в данной отрасли. Что приводит к выводу, необходимо внедрять новые виды извлечения нефти на данной стадии добычи.

Показателем объемов добычи того или иного месторождения является коэффициент извлечения нефти (КИН). Многие нефтедобывающие страны, в том числе и Россия, поставили перед собой вопрос об увеличении данного показателя из эксплуатирующихся месторождений. По средним оценкам специалистов по России значение КИН составляет примерно 35-44%, что не достигает даже 50%.

В нефтедобыче используются многочисленные методы повышения эффективности использования начальных извлекаемых запасов, и к таким методам относят передовые интегрированные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Данные методы реализуемы, если

есть данные о состоянии месторождения, а именно информация о насыщенности, то сколько именно остаточной нефти в нем распределено и каково ее состояние в порах пласта. Частичное вытеснение нефти из пластов с помощью воды, основано на неоднородности пластов и условиями извлечения: смачиваемостью (растекание жидкости по горным породам), межфазным натяжением (измеряющееся тензиометром) и вязкостью нефти. [1]

Сургучев М.Л. советский ученый, в области увеличения нефтеотдачи пластов, выделял информацию об определенном месторождении и состоянии его на рынке, которая необходима для выбора наиболее подходящего метода весомого повышения нефтеотдачи: нефтенасыщенность (водогазонасыщенность) пластов или степень их истощения, заводнения; свойства нефти и пластовой воды; содержание серы, вязкость, парафина, асфальтенов, солей, смол; коллекторские свойства пород, слагающих пласт; расположение и техническое положение пробуренных скважин; наличие материально-технических средств, их качество, характеристика стоимости, потребность в увеличении добычи нефти; отпускная цена на нефть;

Основной идеей современных методов увеличения нефтеизвлечения является заводнение. Наиболее яркими представителями данных методов считаются: гидродинамические методы, газовые методы, физико-химические методы, тепловые методы. Газовые методы основаны на водогазовом циклическом воздействии, то есть вытеснении газом высокого давления, нефти из пласта. Физико-химические методы реализуются применением активных примесей. Тепловые методы заключаются например, в внутрипластовом горении, пароциклической обработке или в вытеснении нефти горячей водой (паром).

В данной статье, большее внимание будет уделено гидродинамическим методам. В данных методах система расстановки скважин, как нагнетательных, так и добывающих, остается неизменной. Также, не возникает необходимости в дополнительных источниках энергии, что влияет на экономическую эффективность внедрения данных методов.

Одним из самых встречающихся в нефтедобыче гидродинамических методов, является нестационарное заводнение. В других источниках его еще называют циклическим заводнением. Суть данного метода проста в применении и не требует больших затрат. Основывается он на формировании искусственного нестационарного давления в скважинах и изменении направления потоков жидкости. Достигается данный результат двумя способами: благодаря изменению объемов нагнетания воды в скважины, отбором жидкости из скважин в конкретизированном порядке (периодически повышают или понижают).

В результате влияния циклического заводнения, непостоянного во времени (изменяющегося), в пластах возникают волны, которые отражают свое влияние на показателе давления пласта, либо увеличивают, либо уменьшают его. Хаотично располагающиеся в пластах зоны, слои, участки с малой проницаемостью обогащены нефтью, но при этом имеют низкий показатель пьезопроводности, а также скорость распределения давления в них значительно меньше, чем на тех зонах, участках и слоях, где проницаемость высокая. Вследствие чего появляются перепады давления.

Положительные по знаку перепады давления появляются, если увеличивается объем нагнетания воды или понижается отбор жидкости. В нефтенасыщенных зонах показатель давления будет низкий, в заводненных зонах высокий.

Отрицательными по знаку будут перепады давления когда понизится давление в пласте, в результате уменьшения объема нагнетаемой воды или повышения отбора жидкости. В нефтенасыщенных зонах показатель давления будет высокий, в заводненных зонах низкий.

В результате появления перепадов давления с разными знаками, осуществляется перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте. Из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые сквозь малопроницаемые перемычки в слоистонеоднородном пласте, организуются вертикальные перетоки, за счет которых осуществляется прирост добычи. [7]

Во многие нефтяные месторождения нашей страны, а именно в Республике Татар-

стан, Западной Сибири, Самарской области, внедрен метод нестационарного заводнения. Специалисты данных месторождений отмечают, что простота реализации, применение метода при широком диапазоне требований пласта являются достоинством данного метода. Также при внедрении данного метода, достигаются цели, которые преследовались, получение значительно высокой технологической и экономической эффективности.

На сегодня имеется большой багаж опыта работ: промысловых, теоретических, экспериментальных. Поздняя стадия разработки становится характеристикой все большей части нефтяных месторождений, что влечет за собой необходимость увеличить эффективность технологии циклического заводнения, осуществить его усовершенствование. [6]

Как говорилось ранее, необходимо повысить коэффициент извлечения нефти, при внедрении нестационарного метода по показателям вышеупомянутых месторождений, КИН наблюдался в диапазоне от 30%, достигая порой 70%, при этом 20-25% достигнуты осуществлением первичных способов разработки, а 25-35% при вторичных способах разработки. [8]

Извлекаемые мировые запасы повышаются в полтора раза, благодаря методам увеличения нефтеотдачи, а это по расчетам составляет около 70 миллиардов тонн нефти.[9]

Список использованных источников

1. Harwell M.A., Gentile H. Ecological Significance of Residual Exposures and Effects Oil Spill. – М.: InTech, 2006. – 246 p.
2. Schulz H. E. Hydrodynamics – Optimizing Methods and Tools. – М.: InTech, 2011. – 420 p.
3. Snow N. Optimizing Methods of Exploitation Oil Field // Oil&Gas. – 2013. – 21. – Р. 18–21.
4. Ахметзянов, Р.Р. Как повысить коэффициент извлечения нефти без применения традиционных методов увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / Р.Р. Ахметзянов //Территория нефтеотдачи.–2014.– №11.– С. 56-61
5. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст]: учебник для вузов/ В.С. Бойко.– М.: Недра, 1990. – 427 с.
6. Вашуркин, А.И. Руководство по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков [Текст]: РД 39-3-507-80/ А.И. Вaшуркин. –1980.
7. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст]: учебник/ Ю.П. Желтов.–М.: Недра, 1986. – 333 с.
8. Крянев, Д.Ю. Расчет параметров проведения технологии нестационарного заводнения на примере конкретно выбранного участка воздействия [Текст]: Сб. науч. тр./ Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков. – ВНИИнефть. – 2006. – № 133. – С. 28-43.
9. Сургучев, М.Л. Методы извлечения остаточной нефти [Текст]: учебник/М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

УДК 622.276

Анализ эффективности применения водобитумной системы при выполнении водо-изоляционных работ в условиях залежи №5 Ромашкинского месторождения
Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, И.А. Гизетдинов, Э.Т. Кильмаматова
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье представлен анализ применения водобитумных систем в условиях залежи № 5 Ромашкинского месторождения при выполнении водоизоляционных работ. Эффективность проводимых мероприятий оценивалась при помощи характеристик вытеснения, в ходе которых установлена максимальная дополнительная добыча в размере 1861,15 тонн. Представлены основные техника и технология проведения мероприятий, а также условия их применения.

Ключевые слова: заводнение, обводненность, водоизоляционные работы, закачка, водобитумная система.

Analysis of the efficiency of the application of the vodobitum system in the performance of water-insulating works in the conditions of deposit № 5 of Romashkinskoe field*Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, I. A. Gizetdinov, E.T. Kilmamatova**(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The paper presents an analysis of the use of water bitumen systems in the deposit № 5 of the Romashkinskoe field in the performance of waterproofing works. The effectiveness of the measures carried out was evaluated using the displacement characteristics, during which the maximum additional extraction of 1861.15 tons was established. The main equipment and technology for carrying out the measures are presented, as well as the conditions for their application.

Keywords: waterflooding, waterproofing works, injection, water-bitumen system.

Разработка нефтяных месторождений в условиях поддержания пластового давления за счет закачки в продуктивные пласты воды приводит к закономерному обводнению добывающих скважин.

Повышение доли воды в продукции скважин приводит к повышению энергетических затрат, усложняет процесс подготовки нефти усиливает коррозию оборудования и т.п. В конечном итоге рост обводненности продукции скважин приводит к тому, что дальнейшая эксплуатация их становится нерентабельной.

Одним из направлений решения проблемы снижения обводненности скважин является ограничение и изоляция обводненных пропластков.

Основное назначение водоизоляционных работ (ВИР) – снижение обводненности продукции, но при этом недопустимо снижение дебита нефти, который был до проведения ВИР, т.к. конечная цель - добыча нефти.

Широкое применение в нефтяной промышленности нашли методы изоляции водопритоков, основанные на использовании водорастворимых полимеров, главным образом, акрилового ряда – гипан и полиакриламид. Однако, полиакриламид обладает низкой стойкостью к механическим воздействиям и к повышению температуры. Отмеченные недостатки привели к поиску более эффективных технологий.

Залежь №5 Ромашкинского месторождения находится на последней стадии разработки, по третьему блоку выработано уже 71,8% нефти. На данном периоде на залежи №5 используются различные методы для поддержания и улучшения нынешних показателей разработки, такие как ППД, всевозможные МУН, а также исследования по контролю за состоянием разработки и технического состояния эксплуатационных колонн.

Анализ технологической эффективности методов водоизоляции скважин залежи №5 Ромашкинского месторождения проводится за период с 2009 по 2013 годы.

За данный промежуток времени на скважинах залежи №5 Ромашкинского месторождения провели следующие виды водоизоляционных работ: технология водоизоляции с помощью водобитумной системы, водоизоляция с применением реагента СНПХ-9633, технология водоизоляции с применением вязкоупругого состава (ВУС), РГС, технология ВПСД на основе полиакрила, водоизоляция с помощью эмульсии высоковязкой нефти, а также модифицированный полимерный состав (МПС).

По результатам обработки промысловых данных, водоизоляция с применением водобитумной системы является наиболее рентабельной в условиях залежи № 5 Ромашкинского месторождения.

Закачка водобитумной системы в качестве водоизолирующего материала с 2009 по 2013 годы произведена на 7 скважинах залежи № 5 Ромашкинского месторождения. Дополнительная добыча от обработок составляет 8315,02 тонн нефти.

Технология применения композиции на основе природного битума для изоляции водопритоков в добывающих скважинах предназначена для снижения содержания воды в продукции добывающих скважин.

Композиция на основе природного битума для изоляции водопритоков в добывающих скважинах представляет собой водобитумную эмульсионную систему. ВБС является эмульсией обратного типа: дисперсионная среда - товарный битум, а дисперсная фаза – водный раствор соляной кислоты. Механизм действия ВБС основан на способности повышения исходной вязкости при взаимодействии в пластовых условиях с минерализованной водой.

Для проведения водоизоляции с применением ВБС в скважине должны быть выдержаны следующие требования:

- 1) скважины добывающие, в которых продуктивные пласты представлены терригенными и карбонатными коллекторами;
- 2) плотность попутно-добываемых вод – не менее 1040 кг/м³;
- 3) содержание воды в продукции скважины – от 70 % до 98 %;
- 4) толщина продуктивного пласта – от 3 до 10 м;
- 5) дебит скважины по жидкости – не менее 10 м³/сут;
- 6) приемистость скважины на сточной воде – не менее 150 м³/сут при допустимом давлении нагнетания.

Обрабатываемая скважина должна иметь исправную устьевую арматуру, зумпф не менее 5 м, позволяющий проводить комплекс промысловых геофизических исследований.

Выбранные для расчета скважины (15644, 15660, 10049, 15701, 15766, 15762, 15686) залежи №

5 Ромашкинского месторождения, как и весь действующий добывающий фонд скважин, пригодны для применения водоизоляции с помощью водобитумной системы, техническое состояние колонн, исправная устьевая арматура соответствует требованиям проведения ГТМ. Весь добывающий фонд представлен терригенными отложениями, что так же соответствует требованиям ГТМ.

Для расчета дополнительной добычи нефти были использованы характеристики вытеснения:

- 1) Сазонова – $Q_n = A + B \ln Q_j$;
- 2) Камбарова – $Q_n = A + B \ln Q_j$;
- 3) Давыдова – $Q_n = A + B \ln Q_j$;
- 4) Максимова – $Q_n = A + B Q_j/Q_j$.

Здесь Q_n , Q_v и Q_j – накопленная добыча нефти, воды и жидкости.

Представленные формулы используются для расчета прогнозных показателей добычи нефти по базовому варианту на период, начиная с даты применения метода нового метода.

Наибольший прирост добычи за год получен по методу Давыдова, он составил 1861,15 тонн, наименьший по методу Сазонова – 1692,48 тонн, следовательно, водоизоляция прошла успешно. Значение фактической добычи выше расчетного и составляет 2244 тонны.

Фактические показатели применения технологии показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Фактические показатели эффективности применяемой технологии

Метод	Скв.	Объем примен.	Допол. добыча, т	Уд. эфф., т/скв	Обводненность, %		Продол. эфф., месяц	Стоим., тыс.руб	Удельный расход реагента, т/т
					до	после			
ВБС	15644	7	3174	1187,86	94	77,7	19,3	137,392	0,009
	15660		637		68,9	65,7	28,4	176,207	0,052
	10049		45		94,9	89,2	28,5	160,75	0,713
	15701		0		95,1	96	0	235,583	-
	15766		1409		99,2	77	25,6	211,91	0,031
	15762		806		98,3	77,8	36,7	592,282	0,071
	15686		2244		93,4	89	32,8	459,659	0,021

Согласно расчетным данным, индекс доходности превышает единицу, его значение равно 1,518, чистый дисконтированный доход составляет 18929 тыс. руб., что подтверждает экономическую целесообразность мероприятия.

Список использованных источников

1. Шакурова А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энергоресурсов. Уфа, 2011. 26 с.

2. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 57-58.

3. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 59-60.

4. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении // Коротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.

5. Шакурова А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – № 11. – С. 40-42.

6. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.

7. Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., Шакурова А.Ф. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2013. – № 8. – С. 9-14.

8. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

9. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

10. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

11. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

12. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

13. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

14. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016:

сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.)/отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

15. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.276.66

**Анализ технологии бесшарового многостадийного гидроразрыва пласта на
Вынгапуровском месторождении**

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Т.Р. Газизов

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассматривается анализ применения бесшарового многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах в условиях Вынгапуровского месторождения.

Ключевые слова: нефть, многостадийный гидроразрыв пласта, ГТМ, горизонтальная скважина.

UDC 622.276.66

**Analysis of technology of ball-less multistage hydraulic fracturing of reservoir in
conditions of Vyngapurovskoye deposit**

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, T.R. Gazizov

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

Abstract. The article analyzes the use of technology of a ball-less multistage hydraulic fracturing of reservoir in the horizontal wells in conditions of Vyngapurovskoye deposit.

Keywords: oil, multistage hydraulic fracturing, well interventions, horizontal well.

На сегодняшний день разработка большинства нефтяных месторождений в нашей стране характеризуется все более высокими темпами роста обводненности и снижением уровня добычи нефти при еще значительных остаточных извлекаемых запасах.

Ввод в эксплуатацию новых месторождений не в состоянии обеспечить восполнение извлекаемых запасов и компенсировать текущее падение добычи нефти на уже эксплуатируемых месторождениях. В то же время, все большее число новых вводимых в разработку залежей, как правило, представлено низко продуктивными пластами с высокой неоднородностью и слабой проницаемостью, а запасы нефти в таких коллекторах относятся к категории трудно извлекаемых.

Одной из самых острых и актуальных проблем при разработке месторождений нефти является интенсификация добычи нефти, нефтянники постоянно борются с ухудшением проницаемости призабойной зоны скважин и уменьшением их продуктивности, постоянно идет поиск новых технологий поддержания добычи и возможностей усовершенствования методов повышения нефтеотдачи пластов

В этой связи все чаще предпочтение отдают бурению горизонтально направленных скважин: горизонтальных, боковых стволов из скважин бездействующего фонда, причем на ряде месторождений горизонтальные скважины завершаются проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Эти операции позволяют существенно увеличить коэффициент извлечения нефти, что объясняет все более обширное применение данного метода.

Например, на Вынгапуровском месторождении, разрабатываемом компанией «Газпромнефть-ННГ», в 2013 году по плану планировалось пробурить более 70 горизонтальных скважин, что практически в три раза больше прошлогодних показателей, а операций по многостадийному гидроразрыву пласта в 2013 год было проведено втрое больше, чем в 2012 – 65. В целом, осуществление МГРП на месторождениях «Газпромнефть-ННГ» по-

зволило предприятию значительно увеличить объем добычи по итогам первого полугодия 2013 г. по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 6% до 4,4 млн. тонн.

В связи с этим, в течение последних лет в среде специалистов нефтегазовой отрасли значительно вырос интерес к практическому использованию новых высокоэффективных и рентабельных технологий гидроразрыва пласта.

В 2015 году компанией «Газпромнефть-ННГ» был опробован новый вид компоновки для МГРП – бесшаровый, принципиально отличающийся от применяемых ранее. В результате, в эксплуатацию была введена скважина, на которой впервые в России был произведен 15 стадийный гидроразрыв пласта. Глубина скважины – 4,2 км, длина горизонтального участка – 760 м. На данной скважине был получен впечатляющий пусковой дебит – более 135 т/сутки, что на 1/3 превосходит результаты, полученные на горизонтальных скважинах с меньшим количеством стадий ГРП.

Особенность новой технологии прежде всего в способе изоляции портов ГРП от ранее простимулированных участков. В отличие от старой шаровой технологии МГРП, когда каждая новая зона МГРП отделяется от предыдущей композитным или металлическим шаром, диаметр которых постепенно уменьшается от зоны к зоне, что не позволяет провести более 10 операций гидроразрыва из-за конструктивных особенностей, при проведении бесшарового гидроразрыва в качестве изолятора используются не шары, а специальный инструмент с многоразовой уплотняющейся «подушкой» – пакером.

Оборудование для открытия муфт, закрывающих места будущих разрывов, с инсталлированным пакером спускается в скважину на гибких трубах (колтюбинге). При механическом сдавливании пакер увеличивается в размере и отделяет зоны с уже проведенными гидроразрывами, параллельно с этим происходит открытие новой муфты. После завершения операции пакер уменьшается до исходного размера, и оборудование можно транспортировать к следующему порту (тогда как шары и муфты после выполнения работ необходимо разрушать специально). В случае применения бесшаровой технологии количество стадий МГРП ограничивается лишь протяженностью самой скважины и технико-экономическими расчетами.

Увеличение количества стадий гидроразрыва крайне важно при разработке низкопроницаемых коллекторов, так как, увеличивается количество создаваемых в пласте трещин и зона дренирования, что, в свою очередь, обеспечивает повышение значений пускового дебита скважины, а в перспективе – более высокую накопленную добычу в сравнении со скважинами, где проведен обычный МГРП. Кроме того, технология бесшарового МГРП позволяет проводить исследования внутри скважины и, что также крайне немало важно, повторный ГРП.

Объемы невовлеченных в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти на сегодняшний день огромны и эффективность их добычи напрямую зависит от инновационности применяемых технологий. Бесшаровый многостадийный гидроразрыв пласта может стать одной из таких технологий.

Бесшаровый МГРП дает много преимуществ, к тому же потенциал технологии огромен, теоретически она позволяет проводить до ста стадий ГРП. Тем не менее важно точно подсчитать экономическую эффективность от проведения мероприятия: при увеличении количества стадий и, соответственно, длины горизонтального ствола скважины растут и величина необходимых капиталовложений.

Список использованных источников

1. Шакурова А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энергоресурсов. Уфа, 2011. 26 с.

2. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». –

2012. – № 1. – С. 57-58.

3. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 59-60.

4. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.

5. Шакурова А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – № 11. – С. 40-42.

6. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.

7. Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., Шакурова А.Ф. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2013. – № 8. – С.9-14.

8. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

9. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

10. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

11. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

12. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

13. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

14. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

15. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

Обоснование технологического эффекта от антикоррозионного мероприятия в условиях НГДУ «Комсомольскнефть»

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Д.С. Егоров

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье приводится обоснование эффективности ингибиторной защиты трубопроводов путём сравнения скорости коррозии с подачей ингибитора и без подачи ингибитора.

Ключевые слова: коррозия, ингибитор, эффективность, индекс подачи (ИП), трубопровод.

UDC 622.276

Substantiation of the technological effect from the anticorrosion measures in conditions of NGDU "Komsomolskneft"

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, D.S. Egorov

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

Abstract. The article substantiates the effectiveness of inhibitor protection of pipelines by comparing the rate of corrosion with the supply of an inhibitor and without the supply of an inhibitor.

Keywords: corrosion, inhibitor, efficiency, feed index (PI), pipeline.

Контроль над скоростью коррозии трубопроводов, как с ингибиторами коррозии, так и фоновой, производится с помощью узлов контроля коррозии (УКК), в которых могут быть использованы три метода, определяющие скорость коррозии:

- весовой (гравиметрический);
- резистометрический;
- электрохимический.

Весовой метод для определения скорости коррозии металлов применим в двух вариантах:

- по увеличению массы образца;
- по потере массы образца [1].

Найдём скорость коррозии образца по первому варианту:

$$v_{\text{ум}} = \frac{n \cdot (m_1 - m_0)}{S \cdot t}, \quad (1)$$

где $n = 1,1$ – коэффициент, который зависит от состава продуктов коррозии;

m_1 – масса образца с продуктами коррозии, г;

$m_0 = 16,303$ – масса необходимого образца, г;

$S = 0,00265$ – площадь поверхности образца, м²;

$t = 240$ – продолжительность испытаний, ч;

Без ингибитора коррозии:

$$v_{\text{ум}} = \frac{1,1 \cdot (16,3506 - 16,303)}{0,00265 \cdot 240} = 0,082 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}} \quad (2)$$

С ингибитором коррозии:

$$v_{\text{ум}} = \frac{1,1 \cdot (16,3142 - 16,303)}{0,00265 \cdot 240} = 0,019 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}} \quad (3)$$

Формула нахождения скорости коррозии по увеличению массы образца применяется только тогда, когда известны химические составы продуктов коррозии. Преимуществом первого варианта является возможность наблюдения за кинетикой процесса на одних и тех же образцах, поскольку прослеживается увеличение их массы [2].

При использовании второго варианта продукты коррозии удаляют различными составами, которые взаимодействуют не с основным металлом, а с продуктами коррозии. Чтобы убедиться об отсутствии химического взаимодействия между очищающим составом и металлом или получить данные о растворимости в очищающем составе основного

металла, ставят так называемую «слепую» пробу, то есть обрабатывают неэкспонированные образцы в коррозионной среде.

Найдём скорость коррозии образца по потере его массы:

$$v_{\text{пм}} = \frac{m_0 - m_2}{S \cdot t}, \quad (4)$$

где m_2 – масса образца после удаления продуктов коррозии, г;

Без ингибитора коррозии:

$$v_{\text{пм}} = \frac{16,303 - 16,2632}{0,00265 \cdot 240} = 0,063 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}. \quad (5)$$

С ингибитором коррозии:

$$v_{\text{пм}} = \frac{16,303 - 16,2938}{0,00265 \cdot 240} = 0,015 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}. \quad (6)$$

Второй вариант весового метода определения скорости коррозии имеет несколько недостатков: практически весьма трудно удалить все продукты коррозии с поверхности, не оказав негативное влияние на основной металл; невозможно определить скорость коррозии, которая протекает неравномерно.

По потере массы образцов можно оценить коррозионную стойкость в баллах, предположив, что разрушение металла происходит равномерно.

Среднее значение скорости коррозии металла по глубине растворения $\bar{v}_{\text{грм}}$ вычисляют, используя данные о $v_{\text{пм}}$:

$$\bar{v}_{\text{грм}} = 8,8 \frac{v_{\text{пм}}}{g}, \quad (7)$$

где 8,8 – переводной коэффициент, который зависит от природы металла;

$g = \frac{m_0}{V}$ – удельная масса образца.

$$V = 40 \cdot 25 \cdot 2 = 2000 \text{ мм}^3 = 2 \text{ см}^3.$$

$$g = \frac{16,303}{2} = 8,152 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}.$$

Без ингибитора коррозии:

$$\bar{v}_{\text{грм}} = 8,8 \frac{0,063}{8,152} = 0,068 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}. \quad (8)$$

С ингибитором коррозии:

$$\bar{v}_{\text{грм}} = 8,8 \frac{0,015}{8,152} = 0,016 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}} \quad (9)$$

Индекс подачи (дозировку) ингибитора определяют по вышележащей формуле. В нашем случае в течение 1 месяца (31 день) дозировка была ниже заданной в 3 периодах (1 период: 4 дня, 2 период: 1 день и 3 период: 1 дня), следовательно ИП ингибитора равен:

$$\text{ИП} = \frac{31 - (4 + 1 + 1)}{31} = 0,807. \quad (10)$$

Ингибиторная защита предназначена для повышения надежности и увеличения срока службы трубопроводов, на снижение количества порывов, приводящие к увеличению затрат по обслуживанию трубопроводов, а также на повышение экологической безопасности объектов. [3].

Необходимость мероприятий по коррозионной защите определяется экономической стратегией, в результате которой организацией принимается система оценки рисков отказов промышленных трубопроводов. При этом учитывают опасность аварии трубопровода из-за внутренней коррозии и возможные последствия от этих аварий. Таким образом, на основании установленных приоритетных трубопроводных систем определяются объемы мероприятий по коррозионной защите и очередность их проведения [4].

Список использованных источников

1. Габитов А.И. Итоги и перспективы в теории и практике борьбы с коррозией. – Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», - 1998. – 121 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302с.
3. Егоров, Д.С. Применимость закона Дарси при плоскорадиальной фильтрации нефти к совершенной скважине [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Айг.Ф. Шакурова, Д.С. Егоров

// 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. 435-443.

4. Шакурова А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энергоресурсов. Уфа, 2011. 26 с.

5. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 57-58.

6. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 59-60.

7. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.

8. Шакурова А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП// Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – № 11. – С. 40-42.

9. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.

10. Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., Шакурова А.Ф. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2013. – № 8. – С. 9-14.

11. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

12. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

13. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

14. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

15. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

16. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

17. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016:

сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

18. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.276

Исследование скважин методом снятия кривых восстановления уровня (КВУ) на Федоровском месторождении

Шакурова Айгуль Ф¹., Шакурова Алсу Ф¹., Шамсутдинова Г.Ф.²

(¹доцент, ФГБОУ ВО филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия (452620г. Октябрьский, ул. Девонская д.54-а, @mail: afagim@mail.ru)

(¹доцент, ФГБОУ ВО филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия (452620г. Октябрьский, ул. Девонская д.54-а.)

(²студент, ¹ФГБОУ ВО филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия (452620г. Октябрьский, ул. Девонская д.54-а, @mail: sh25gulnaz@mail.ru)

Аннотация: Исследование скважин методом снятия кривых восстановления давления проводится на всех скважинах с низкими статистическими уровнями. Данный метод проводится в остановленной скважине с открытым устьем. Из пласта продолжается затухающий со временем приток и подъем уровня в стволе скважины. Изменение давления в основном определяется подъемом уровня за счет продолжающегося притока жидкости из пласта. Кривую изменения давления (уровня) в этом случае называют кривой притока (КП).

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, гидродинамические исследования скважин, боковой ствол, обводненность, продуктивность.

UDC 622.276

Study well recovery by removing the curves level (RCL) on Fedorovsk deposit

Shakurova Aigul F¹., Shakurova Alsu F.¹., Shamsutdinova G.F.²

(Associate Professor, Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Oktyabrsky, the Russian FederationRussia (452620g. Oktyabrskiy.ul. D.54, and Devon, @mail: afagim@mail.ru)

Oktyabrsky, the Russian FederationRussia (452620g. Oktyabrskiy.ul. D.54, and Devon.)

(²student, Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Oktyabrsky, the Russian FederationRussia (452620g. Oktyabrskiy.ul. D.54, and Devon, @mail: sh25gulnaz@mail.ru)

Abstract: Investigation of wells by removing the pressure recovery curves carried out at all levels of the low statistical wells. This method is carried out in a well stopped with the mouth open. From the reservoir continues to decay with time inflows and the rise of the level in the wellbore. The change in pressure is mainly determined by the rise of the level due to the continued inflow of formation. The curve of change of pressure (level) in this case is called the inflow curve (IC).
Keywords: hydraulic fracturing, gidrodinamichsk research wells, sidetrack, water cut, productivity.

Расчет коэффициента продуктивности по кривым восстановления уровня осуществился с использованием метода М. Маскета, путем построения графиков в координатах

$Ln \frac{\Delta H(t)}{\Delta H_0} - t$. Величина гидропроводности при этом вычислялась по формуле Дюпюи.

На месторождении с целью интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП). В начальный период применения метода (1994-1995 годы) основной объем ГРП производился на пласты БС10 и БС10/1, но в настоящее время скважин для высокоэффективного применения ГРП по существующим технологиям на данные пласты практически нет. На дату отчетности произошло перераспределение структуры фонда скважин-кандидатов, поэтому практически все ГРП проведены на пласт ЮС2/1. По данным «Базы данных по ведению ГРП» выполнено более 950 операций ГРП в добывающих скважинах пласта ЮС2/1.

На представленных в отчете пластах группы БС эффективность ГРП по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) до и после проведения мероприятия нужно рассматривать на отдельных скважинах, например: скважина №3641 (пласт БС10/1) – производительность увеличилась более чем в четыре раза; скважина №8118 (пласт БС10/1) – в пять раз.

С 2003 года на месторождении начинается бурение скважин с боковыми стволами. Боковые стволы добывающих скважин имеют в основном горизонтальную ориентацию. Основанием для резки бокового ствола в скважинах с длительной историей эксплуатации является необходимость выработки запасов в скважинах, имеющих высокую обводненность добываемой продукции (например: №668, 1671, 3240 и 7598 – пласт БС10) и соответственно низкий дебит по нефти.

Сравнивая значения полученных коэффициентов продуктивности объектов разработки, следует отметить, что по боковым стволам среднее значение либо ниже аналогичного показателя по наклонно-направленным скважинам, либо совпадает с ним. Данная тенденция наблюдается на протяжении истории исследования боковых стволов для всех пластов.

На основании проведенной сравнительной характеристики коэффициентов продуктивности ($m^3/сут \cdot МПа$) горизонтальных и наклонно-направленных скважин эксплуатационных объектов за аналогичный период (дата начала ГДИС ГС) можно сделать вывод об эффективности эксплуатации в процессе разработки горизонтальных скважин (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнительная характеристика типов скважин по продуктивности Федоровское месторождение

Тип скважин	Пласт			
	АС4-8	БС10	БС16	ЮС1/1-2
Горизонтальные	35,00	11,75	4,35	6,55
Наклонно-направленные	10,61	9,91	3,60	2,28

С 2014 года на Федоровском месторождении проводятся исследования скважин, оборудованных УЭЦН с термоманометрическими системами (ТМС). Всего на месторождении термоманометрическими системами (ТМС) оборудованы 739 скважины. Использование ТМС позволяет повысить охват гидродинамическими исследованиями объектов разработки. Обработка исследований и определение гидродинамических параметров скважин производится в ПС «Модуль «Гидродинамика» НПК «Альфа». Исследования с неинформативными замерами давления отбраковываются. К неинформативным замерам давления относятся периодическая работа скважин, недостаточная длительность исследования, завышенные или заниженные показания прибора ТМС по давлению на приеме насоса. Корректные результаты анализируются и заносятся в базу данных.

Анализ результатов кондиционных гидродинамических исследований скважин Федоровского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

– ГДИС, проведенные на месторождении, по качеству и объему исследований соответствуют требованиям действующих Регламентов и Стандартов;

- выполненный объем ГДИС добывающих скважин достаточен для контроля процесса разработки месторождения;
- в течение анализируемого периода (2010-2013 годы) продуктивные характеристики эксплуатационных объектов остаются достаточно стабильными;
- эффективным способом реабилитации высокообводнённых скважин длительно разрабатываемых объектов является бурение боковых стволов;
- эксплуатация нефтяных залежей месторождения горизонтальными скважинами достаточно эффективна;
- определение гидродинамических параметров скважин, оборудованных УЭЦН с термоманометрическими системам, производится в ПС «Модуль «Гидродинамика» НПК «Альфа» и корректно вписывается в историю исследований добывающих скважин.

Список использованных источников

1. Шакурова А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энергоресурсов. Уфа, 2011. 26 с.
2. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 57-58.
3. Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Шакурова А.Ф., Аржиловский А.В. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – № 1. – С. 59-60.
4. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.
5. Шакурова А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП// Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – № 11. – С. 40-42.
6. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.
7. Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., Шакурова А.Ф. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2013. – № 8. – С.9-14.
8. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Гареев Л.Р. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.
9. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.
10. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.
11. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно- технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.
12. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно- технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т.

1. – С.280-286.

13. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.)/отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

14. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.)/отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

15. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти // Коротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.27

**Отложения асфальтенов, смол и парафинов и метод борьбы с ними на
Ромашкинском месторождении**

Шарафутдинов Эмиль Маратович

(студент 3 курса ВО ОФ УГНТУ, г. Октябрьский

E-mail: darealdenja@gmail.com)

Аннотация. В данной статье рассматривается комбинированный метод борьбы с образованием отложений асфальтенов, смол и парафинов (далее АСПО) на металлических поверхностях промыслового оборудования на территории НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». В качестве рабочего агента используется углеводородный дистиллят. Для интенсификации действия дистиллята в работу введен агрегат для его подогрева.

Ключевые слова: дистиллят, термодистиллятная обработка, АСПО, теплообменное устройство, обратная закачка.

UDC 622.27

Asphaltene-resin-paraffin deposits and removal method with them in Romashkinskiy oilfield

Sharafutdinov Emil Maratovich

(the 3rd year student, the filial of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky city

E-mail: darealdenja@gmail.com)

Abstract. This article discusses the combine method of asphaltene-resin-paraffin deposits removal on metallic surfaces of enterprise equipment in the territory of OGEA «Almetevneft» JSC «Tatneft». Hydrocarbon distillate is used as working agent. For distillate effect intensification there is a unit for its heating.

Keywords: distillate, thermal distillate treatment, ARPD, heating unit, reverse injection.

Введение

Парафинизация является одним из факторов, который снижает производительность работы в нефтяной отрасли. Отложение парафинов происходит при добыче парафинистой нефти на забое скважины, подъемных трубах, в местах муфтовых соединений НКТ, выкидных линиях. Следовательно, для нормализации процесса добычи нефти необходимо проведение мероприятий по депарафинизации [5].

В настоящее время остро стоит проблема эффективного устранения и предотвращения АСПО.

Ромашкинское нефтяное месторождение – это крупнейшее месторождение России Волго-Уральской провинции. На данный момент балансовые запасы насчитывают 5 млрд тонн. Статус – в разработке. Годовая добыча – 15 млн тонн [2]. Введены в разработку

промышленно-нефтеносные объекты терригенных отложений девона, бобриковского горизонта и карбонатные коллекторы турнейского яруса карбона Бухарского месторождения [3].

Отложения асфальтенов, смол и парафинов и метод борьбы на Ромашкинском месторождении

В ОАО «Татнефть» одним из способов борьбы с АСПО со стенок эксплуатационных колонн нагнетательных и добывающих скважин, а также с поверхности глубинного насосного оборудования в добывающих во время ремонтных работ является дисциллитная обработка.

Дисциллиты – это продукты многостадийного разделения нефти на фракции (без химического изменения веществ, входящих в состав фракций) посредством её перегонки или ректификации [4].

Более того, разработан ряд различных видов интенсификации данного типа обработки (например, термодисциллитная. Далее ТДО).

Технологический план мероприятия включает следующие этапы. Глубиннонасосную установку (кроме УЭДН, УШВН) останавливают. Схема расстановки и обвязки оборудования приведена на рис. 1. Проведя необходимые подготовительные работы, посредством обратной закачки (через затрубную полость) в скважину вводят дисциллит. Его объем соответствует сумме объемов кольцевого пространства и насосно-компрессорных труб (далее НКТ) до устья скважины. Давление при этом не должно быть выше допустимого расчетного давления на эксплуатационную колонну, а жидкость из скважины должна двигаться в нефтепровод из НКТ. После этого, вводится промывочная жидкость объемом необходимым для промывки насоса и нагнетательных труб. Затрубная задвижка закрывается и разбирается обвязка агрегата. Период реагирования – не менее 8 часов.

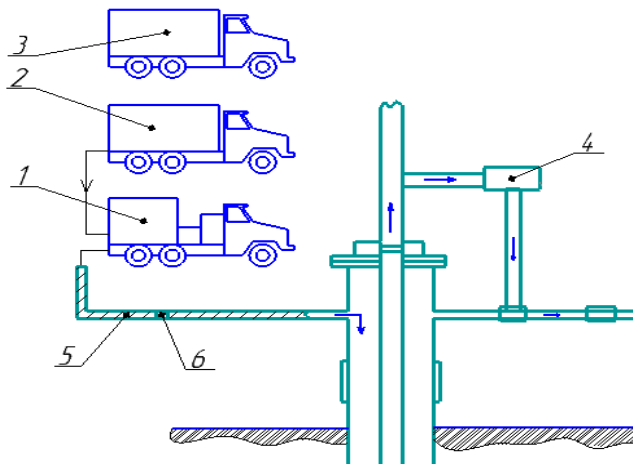


Рис. 1 - Схема расстановки и обвязки оборудования:

1 – насосный агрегат; 2,3 – автоцистерна соответственно с дисциллитом и технологической жидкостью; 4 – задвижки; 5 – нагнетательная линия; 6 – обратный клапан.

Комбинированный характер воздействия на АСПО заключается в сочетании химического и теплового действия. Для подогрева дисциллита в НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» был спроектирован и задействован мобильный теплообменный агрегат [6]. Теплообменное устройство представляет собой конструкцию «трубы в трубе», состоящую

из пары секций, соединенных последовательно, и установленную на шасси одноосного автомобильного прицепа. Если промываемая скважина оборудована скважинными штанговыми насосами (далее СШН), то выходная температура закачиваемого дисциллята сохраняется в диапазоне 75-85С. Рабочий агент, дисциллат, вводится в скважину по следующей технологической линии: затрубное пространство – насос – колонна НКТ – выкидная линия. Если промываемая скважина оборудована электроцентробежным насосом, то выходная температура закачиваемого дисциллята сохраняется в диапазоне 70-75С.

Возможно изменение данной выходной температуры за счет регулирования температуры или расхода пара, а также расхода самого дисциллята, регулируемого посредством насосного устройства. Схема расстановки и обвязки оборудования представлена на рис. 2.

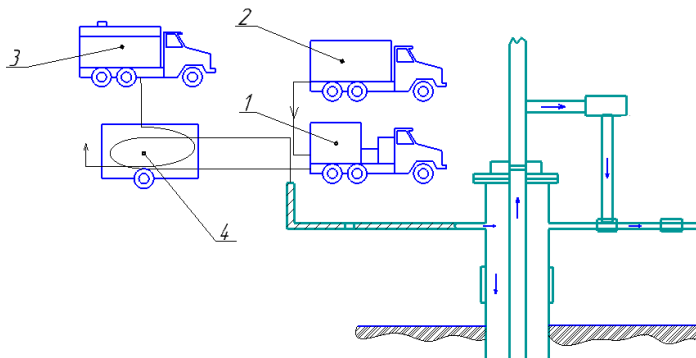


Рис. 2 – Схема расстановки и обвязки оборудования при ТДО скважин, оборудованных ЭЦН и СШН:

1 – насосный агрегат; 2 – автоцистерна с технологической жидкостью; 3 – ППУ; 4 – теплообменное устройство

Попав в межтрубье, дисциллат подогревается в теплообменнике, а поддержание расчетной температуры осуществляется передвижным паровым устройством. Следовательно, обратный промывкой через межтрубную полость и НКТ вводится расчетное количество дисциллята и, при этом, вверх на дневную поверхность устремляется скважинный флюид. По окончании мероприятия скважина вводится в работу.

Необходимо упомянуть о технологических особенностях, присущих для дисциллатной обработки эксплуатационной колонны и глубинного скважинного оборудования.

1. Устранение (вынос) АСПО осуществляется закачкой и реагированием дисциллята в статических условиях.

2. В процессе обработки рабочий агент смешивается с нефтью как в затрубье, так и в НКТ, снижая при этом результативность мероприятия. Таким образом, необходим точный расчетный объем закачиваемого дисциллята равный объему скважины.

3. Дисциллат есть ни что иное как растворитель парафинового типа, при реагировании которого растворяются включенные в состав АСПО смолы и парафины.

4. Наибольшей эффективностью растворения АСПО с поверхности стенок эксплуатационной колонны НКТ объясняется его технологической схемой движения, а именно насыщением рабочего агента растворенными парафинами по мере прохождения дисциллята через затрубье в НКТ.

5. Насыщенный парафинами и его производными рабочий агент используется в качестве технологической жидкости, а дальнейшее удаление АСПО осуществляется за счет турбулентного режима движения жидкости при условии технических возможностей глу-

бинного насоса или наземного промывочного оборудования [1].

Заключение

Таким образом, развитие методов борьбы и, по возможности, предотвращения АС-ПО является важной задачей в современной нефтяной отрасли. Это связано с ростом числа трудноизвлекаемых запасов углеводородов, а они, как известно, богаты содержанием парафинов и его производными. Промышленники заинтересованы в поиске наиболее эффективных и в то же время наименее финансово затратных методиках.

Список использованных источников

1. Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. // Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [текст]. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – С. 175
2. Ромашкинское нефтяное месторождение [электронный ресурс] URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Ромашкинское_нефтяное_месторождение
3. Официальный сайт «Татнефть». НГДУ «Альметьевнефть». URL: <http://ngdu.tatneft.ru/almetev---neft/deyatelnost?lang=ru> [электронный ресурс]
4. Горная энциклопедия. [электронный ресурс] URL: <http://www.mining-enc.ru/d/distillyaty-nefti/>
5. Ибрагимов Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана [Текст] – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – С. 316
6. Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на копей-кубовском месторождении [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. т. 90. № 4. С. 33-39.
7. Халимов Р.Н., Тазетдинов И.Р., Корепанов Д.И., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х. Исследование нагнетательных скважин с повышенными устьевыми давлениями вследствие высоких пластовых давлений автономными приборами методом термометрии [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. № 4. С. 98-107.
8. Альмухаметова Э.М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения северные бузачи [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. № 3 (101). С. 20-27.
9. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью [текст] / Энергоэффективность. Проблемы и решения материалы XIV международной-практической конференции. Институт проблем транспорта энергоресурсов. – 2014. С. 50-52.
10. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Определение оптимальных периодов работы / Простая нагнетательных скважин при нестационарном заводнении залежей высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. № 4. С. 64-74. 5
11. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Особенности применения теплового воздействия в коллекторах двойной двойной проницаемости, насыщенных высоковязкой нефтью [текст] / Энергоэффективность. Проблемы и решения материалы XIV международной-практической конференции. Институт проблем транспорта энергоресурсов. – 2014. С. 60-61.
12. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Общие принципы применения теплового воздействия в коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью [текст] / Энергоэффективность. проблемы и решения материалы XIV международной-практической конференции. Институт проблем транспорта энергоресурсов. – 2014. С. 58-59.

13. Альмухаметова Э.М. Зависимость эффективности путевого сброса воды от предварительной разрушенности эмульсии [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. № 4. С. 25-28.

14. Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Юсифов Э.Ю., Петрова Л.В., Нафикова Р.А., Герасимова А.В. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта [текст] / Современные проблемы науки и образования. – 2015. № 1-1. С. 302.

15. Халимов Р.Н., Тазетдинов И.Р., Корепанов Д.И., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х. Исследование нагнетательных скважин с повышенными устьевыми давлениями вследствие высоких пластовых давлений автономными приборами методом термометрии [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. № 4. С. 98-107.

16. Петров В.А., Петрова Л.В., Хабибуллин М.Я. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях нгду "туймазанефть" [текст] / Технологии в нефтегазовом деле - 2014 сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2014. С. 375-378.

17. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [текст] Уфа, – 2014.

18. Петров В.А., Тимеркаев А.А., Петрова Л.В. Установки электроцентробежных насосов. отказы и пути их устранения в погружных энци [текст] / Современные технологии в нефтегазовом деле-2015 сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. ответственный редактор В.Ш. мухаметшин. – 2015. С. 111-117.

19. Петров В.А., Петрова Л.В., Петров В.В. Использование концевых делителей фаз на нефтепромысловых площадках дожимных насосных станций [текст] / Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013 сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х томах. уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2013. С. 196-201.

20. Зайнагалина Л.З., Петрова Л.В., Сулейманов Р.И. Задания в тестовой форме как инструмент оценки качества обучения [текст] / Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства тезисы международной научно-практической конференции. в.к. тян (отв. редактор), м.в. петровская (отв. секретарь). – 2014. С. 31.

21. Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Шайхутдинова А.Ф., Мухутдинова А.А. Конструкция низа бурильной колонны при разработке залежей высоковязких нефтей [текст] / Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2012. № 5. С. 55-61.

22. Габдрахимов М.С., Зайнагалина Л.З., Петров В.А., Петрова Л.В., Сулейманов Р.И. Разработка тестовых заданий для измерения и оценки профессиональных компетенций студентов [текст] / Актуальные вопросы инженерного образования – 2015 сборник научных трудов международной научно-методической конференции. 2016. С. 83-88.

23. Халимов Р.Н., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х. Применение поинтервального гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «Лукойл Западная Сибирь» [текст] / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. № 4. С. 56-63.

УДК 622.24

Современные методы решения проблемы мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений

Юсупова Лилия Фановна,

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

Габдрахманова Клара Фаткуллиновна,

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

Аннотация: В данной работе рассматриваются проблемы мониторинга и контроля за

разработкой нефтяных месторождений. Предлагается метод промыслового контроля многопластовых нефтяных скважин путем использования глубинных мобильных систем непрерывного мониторинга, характеризующих продуктивность пластов. На основе анализа состояния проблемы, авторы предлагают свое видение решения проблемы.

Ключевые слова: мониторинг, свойства пластов, скважинный флюид, призабойная зона, измерительные датчики, глубинные измерители, дебит скважины, замерные установки, дистанционные измерительные модули, обводненность, газовый фактор

UDC 622.24

Modern methods for solving problems of monitoring and managing the development of oil fields

Yusupova Liliya Fanovna

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the City of Oktyabrsky, Russian Federation, postgraduate)

Gabdrakhmanova Klara Fatkullinovna

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the City of Oktyabrsky, Russian Federation, docent)

Abstract: This paper discusses the problems of monitoring and control over the development of oil fields. The method for monitoring crafting multilayer oil-wells through the using the deep mobile systems for continuous monitoring, characterizing productive reservoirs. Based on the analysis of the problem, the authors offer their vision of the problem.

Keywords: monitoring, reservoir properties, wellbore fluid, bottom hole zone, detectors, measuring sensors, depth meter, well flow rate, metering stations, remote measurement modules, water cut, GOR

Важнейшей проблемой при мониторинге разработки месторождений является передача измеряемых параметров скважин на пункты обработки информации и принятие решений. Эта передача должна осуществляться в режиме реального времени. Устаревшие технологии передачи данных не позволяют достигать оперативности принятия решений и обладают малой надежностью передачи данных, что в свою очередь в значительной степени снижает эффективность добычи. Поэтому создание новых установок измерения дебита скважин и совершенствование технологии измерения является актуальной проблемой.

Наиболее продуманной и достаточно легко реализуемой является концепция решения указанной проблемы, разработанная в ОАО «Газпромнефть». Данный метод основан на оснащении оборудования добычи приборами КИП: т.е. датчиками температуры, давления, устанавливаемые на приеме электроцентробежных насосов (ЭЦН) (типа Phoenix компании Schlumberger), или аналогичных стационарных глубинных автономных и дистанционных измерительных модулей устанавливаемых в мандрелях хвостовиков НКТ, либо с помощью устройств автоотцепов на якорях внутри НКТ.

Данный способ промыслового мониторинга по мере улучшения метрологических характеристик контрольных датчиков ЭЦН и после организации надлежащего технологического надзора становится эффективным средством контроля не только текущих депрессии и продуктивности, но и фазовой проницаемости, а также изменяющегося скин-фактора в прискважинной зоне пласта. Решение задач по контролю меняющихся ФЕС реализовано, в частности, на основе применения аналитических технологий Decline Analyze (длительные периоды стационарной работы скважин) и Well Testing (в условиях нестационарных переходных режимов работы скважин).

Эффективность работы системы автономного и дистанционного on-line мониторинга значительно увеличивается при разработке многопластовых нефтяных месторождений. Часто продуктивные нефтенасыщенные пласты могут быть расположены в пределах одного геологического поднятия на разной глубине, поэтому траектории нефтяных скважин часто проходят через несколько (от пяти и более) продуктивных пластов. Однако в

совместной контролируемой эксплуатации на современном этапе развития технологий могут находиться только близкие по проницаемости и пластовому давлению объекты разработки, что существенно сокращает объем внедрения систем индивидуального мониторинга работы пластов. По приближенным оценкам в масштабах всей страны это можно соотнести примерно к четверти от всех пробуренных и планируемых к бурению многопластовых нефтяных скважин.

Повсеместное внедрение систем совместной (а следовательно, и стационарных измерительных систем индивидуального мониторинга пластов) разработки пластов затрудняется из-за значительных различий фильтрационных и энергетических свойств пластов, межпластовых перетоков флюидов, низких дебитов нефти из отдельных продуктивных пластов, высокой обводненности продукции некоторых скважин (глубинные измерители состава обычно рассчитаны на диапазоны изменения обводненности до 50 %) и др.

Мониторинг разработки, выполняемый Научно-техническим центром ОАО «Газпромнефть» на основе гидродинамических цифровых моделей пластов, показывает, что переход от раздельной к совместной системе разработки не снижает проектные коэффициенты извлечения нефти (КИН). Наоборот, при тех же капитальных вложениях это дает возможность значительно уплотнить сетку добывающих скважин.

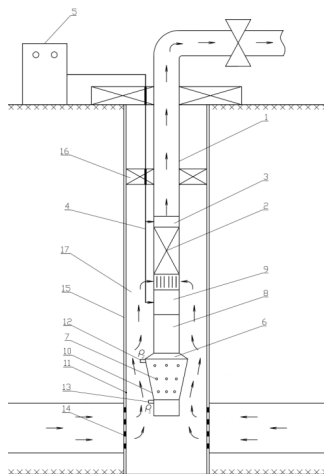
Однако, по нашему мнению, рассмотренные методики и устройства имеют существенные недостатки, а именно:

- известные устройства в составе датчиков приборного погружного модуля не содержат средство для измерения расхода перетекающего скважинного флюида по стволу скважины, что не обеспечивает полной характеристики параметров состояния скважины.
- изменение объема поступающего скважинного флюида характеризует состояние призабойной зоны, в частности, степень ее кольматации или уровень обводненности, и является важной информацией при выборе режима эксплуатации продуктивных пластов с высоким уровнем обводненности.

Поэтому, исходя из выше изложенного, по нашему мнению, эффективность промыслового контроля многопластовых нефтяных скважин можно существенно повысить путем использования глубинных мобильных систем непрерывного мониторинга параметров, как минимум, характеризующих продуктивность пластов, в том числе совместно с системами ОРЭ, оборудованных пакерами и регулируемые мандрями.

Нам предлагается метод решения поставленной проблемы. Известные устройства в составе датчиков приборного погружного модуля не содержат средство для измерения расхода перетекающего скважинного флюида по стволу скважины, что не обеспечивает полной характеристики параметров состояния скважины.

Изменение объема поступающего скважинного флюида характеризует состояние призабойной зоны, в частности, степень ее кольматации или уровень обводненности, и является важной информацией при выборе режима эксплуатации продуктивных пластов с высоким уровнем обводненности. Задачей заявляемого изобретения является расширение функциональных возможностей погружного приборного модуля с датчиками параметров состояния скважины, установленного на колонне труб совместно с погружным насосом, за счет возможности более точного измерения расхода перетекающего скважинного флюида между внутренней стенкой обсадной колонны и внешней поверхностью приборного модуля.



1 – колонна труб; 2 – погружной насос; 3 – погружной электродвигатель; 4 – силовой кабель; 5 – станция управления; 6 – погружной приборный модуль; 7 – датчики; 8 – приборный отсек; 9 – электроразъем; 10 – внешняя поверхность приборного модуля; 11 – внутренняя стенка обсадной колонны; 12, 13 – датчики; 14 – перфорационные отверстия; 15 – обсадная колонна; 16 – пакер; 17 – межтрубное пространство

Рисунок – Скважинная насосная установка

Список использованных источников

1. Габдрахманова, К.Ф. Эффективные методы решения проблемы контроля и управления разработкой нефтяных месторождений в современных условиях [Текст] / К.Ф. Габдрахманова, А.Ю. Гуторов, Л.Ф. Юсупова, Э.Р. Гизатов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. - С. 179-185.
2. Гуторов, А.Ю. Технология повышения нефтеотдачи на основе применения одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов, Л.Ф. Юсупова. - г. Октябрьский, УГНТУ, 2016. - 102 с.
3. Гуторов, А.Ю. Современные технологии комплексной автоматизации разработки нефтяных месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.Ф. Юсупова. - Октябрьский, УГНТУ, 2016. 84 с.
4. Гуторов, А.Ю. Основы проектирования технологической схемы разработки «интеллектуального месторождения» нефти [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов. – Октябрьский, УГНТУ, 2016. – 68 с.
5. Заявка на патент № 2016119856/03(031292) Скважинная насосная установка. Авторы: Габдрахманова К.Ф., Гуторов А.Ю., Юсупова Л.Ф., Гизатов Э.Р.
6. Муслимов, Р.Х.. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст] /Р.Х. Муслимов // Казань, АН РТ, 2005. - 688с.
7. Юсупова, Л.Ф. Скважинная насосная установка [Текст] / Л.Ф. Юсупова, К.Ф. Габдрахманова // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском Материалы в 2-х томах. 2016. - С. 279-282.

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

УДК 622.24.063.2

Повышение термостойкости полисахаридов, применяемых в буровых промывочных жидкостях **Ахаев Р.Р.**

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант)

Вязниковцев С.Ф.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, соискатель)

Мамаева О.Г.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н., доцент)

Дихтярь Т.Д.

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

Аннотация. В данной работе рассматривается эффективность реагентов-термостабилизаторов с различными механизмами предупреждения термической деструкции полисахаридов и выбора их оптимальной концентрации путем построения математической модели.

Ключевые слова: полисахариды, термостабилизаторы, термическая деструкция, термостойкость, высокая температура.

UDK 622.24.063.2

Increasing sustainability polysaccharides used in drilling mud to the high temperatures

Akhaev R.R.

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, master student)

Vyaznikovtsev S.F.

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, distributor)

Mamaeva O.G.

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, candidate of engineering sciences, associate professor)

Dikhtyar T.D.

(Branch of USPTU in the City Oktyabrsky, candidate of engineering sciences, associate professor)

Abstract. In this paper, the efficiency of thermal stabilizer reagents with various mechanisms for preventing thermal degradation of polysaccharides and the choice of their optimal concentration by constructing a mathematical model.

Key words: Polysaccharides, thermostabilizers, thermal destruction, heat resistance, high temperature.

Сегодня в буровой технологии наиболее востребованы реагенты на основе полисахаридов [1]. Однако, область их применения зачастую ограничивается устойчивостью к высоким температурам. Прежде всего, это относится к крахмальным реагентам, термостойкость которых не превышает 120°C. Существует большое количество научных работ, в которых предлагается использовать различные добавки, обладающие термостабилизирующей способностью [2,3,4]. Тем не менее, практика показывает, что эффективность их не всегда подтверждается, и проблема сохранения свойств полисахаридов при воздействии высоких температур до сих пор не решена.

Анализ публикаций, посвященных данному вопросу, позволил сделать заключение о существовании двух видов деструкции углеводов: окислительной (происходит под действием растворенного молекулярного кислорода) и гидролитической (происходит под действием температуры, кислот и ферментов микроорганизмов). В связи с этим выполнены исследования по изучению термостабилизирующих добавок с разным механизмом воздействия на факторы, ускоряющие деструкцию углеводов при воздействии высоких температур. Для этого к пресному глинистому раствору, содержащему крахмальный реагент ФИТО-РК (2%), (далее - ИР) добавлялись в одинаковых концентрациях (0,5%): по-

глутитель молекулярного кислорода (ПК); органическая соль, снижающая активность микроорганизмов (БМ); ингибитор гидролиза (ИГ) полисахарида, встраиваемый в структуру молекулы последнего при повышенных температурах. У всех растворов определялся показатель фильтрации (ПФ) и рН после старения при 140°С в течение 16часов (таблица 1).

Таблица 1 – Влияние различных термостабилизирующих добавок на параметры пресного глинистого ИР, подвергнутого старению при 140°С в течение 16 часов

Состав раствора		ИР	ИР+0,5% ПК	ИР+0,5% БМ	ИР+0,5% ИГ
Показатели раствора	ПФ,см ³ /30мин	28	20	24,5	7,4
	рН	7,5	7,9	8,05	9,1

Из таблицы 1 видно, что наибольшую фильтрацию имеет ИР, не содержащий термостабилизаторов, что указывает на деструкцию полимера при воздействии высокой температуры. Раствор, содержащий добавку ИГ, имеет минимальный ПФ. Ввод в ИР добавки ПК и добавки БМ лишь незначительно улучшает термостойкость раствора. Более низкие значения рН в ИР и в растворах с добавками ПК и БМ также указывают на деструкцию полисахарида, сопровождаемую выделением углекислого газа при воздействии температуры.

Однако, анализ ранее проведенных исследований показал, что наиболее трудно обеспечить термостойкость полисахаридов в соленасыщенных растворах [4]. В связи с этим с целью подбора термостабилизаторов и определения их оптимальных концентраций, позволяющих обеспечить высокую термостойкость полисахаридов в растворах с разной степенью минерализации, был проведен дробно-факторный эксперимент с применением комбинационного греко-латинского квадрата [5,6]. Для этого использовался модельный раствор, содержащий, %: NaOH – 0,3; глинопорошок – 4; ФХЛС – 2; ПК – (0,1-1); ИГ – (0,1-1); ФИТО-ПК – 2; NaCl – (2-30). Варьируемыми факторами являлись: содержание термостабилизаторов ПК и ИГ, минерализация раствора и температура. Значения каждого фактора в эксперименте задавались на трех уровнях. Согласно схеме комбинационного квадрата (рисунок 1) для поиска оптимальных значений каждого фактора, в том числе и термостабилизаторов, необходимо было провести 9 опытов.

Температура, °С		NaCl, %		ПК, %								
				0,1			0,55			1		
				ИГ, %								
				0,1	0,55	1	0,1	0,55	1	0,1	0,55	1
145	100	30			3							
							5		7			
						4						
				2								
											9	
										8		
							6					
			2	1								

Рисунок 1 – Комбинационный греко-латинский квадрат

Выходным параметром являлся показатель ПФ, определяемый после старения раствора в течение 16 часов при температуре 25, 100 и 145°С. Обработка результатов экспериментов проводилась согласно методу, предложенного Протодяконовым М.М. [5], из-

вестного как метод случайного баланса, суть которого основывается на группировке значений выходного параметра (ПФ) по каждому значению одного фактора. На рисунке 2 показана зависимость ПФ от значения факторов «Температура» и «NaCl», а на рисунке 3 – от значения факторов «ПК» и «ИГ».

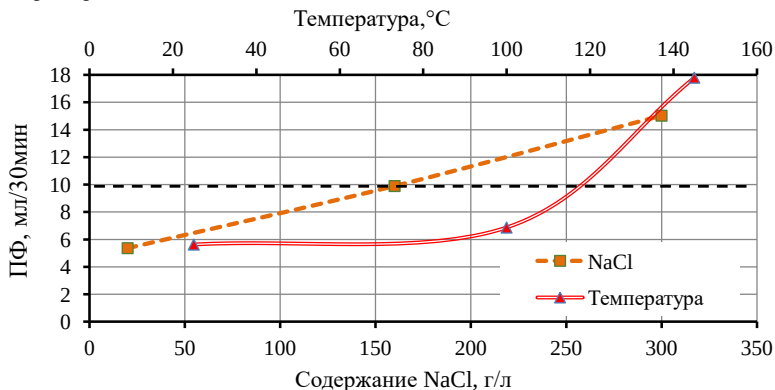


Рисунок 2 – Зависимость ПФ от значения факторов «Температура» и «NaCl»

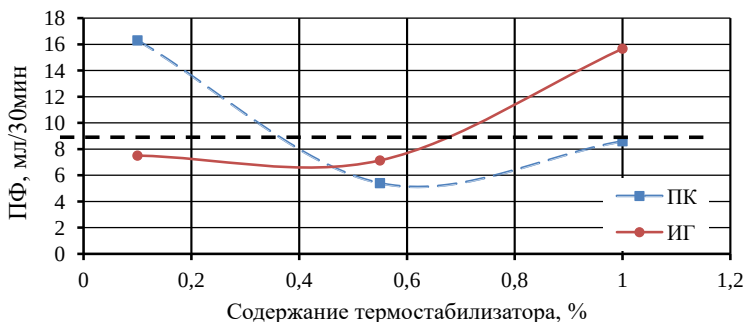


Рисунок 3 – Зависимость ПФ от значения факторов «ПК» и «ИГ»

Нам известно, что температура и минерализация способствуют увеличению ПФ промысловых жидкостей, что хорошо подтверждается графическими зависимостями (рисунок 2); при этом увеличение минерализации имеет линейную зависимость, а увеличение температуры вначале не оказывает существенного влияния на ПФ, а затем приводит к его резкому росту.

При анализе графиков, представленных на рисунке 3, видно, что зависимость ПФ от концентрации термостабилизатора ИГ аналогична графической зависимости ПФ от температуры, т.е. применение ИГ в минимальных концентрациях (0,1-0,55%) не оказывает существенного влияния на ПФ минерализованного раствора, а увеличение его содержания до 1%, наоборот, будет приводить к его ухудшению. Совершенно иной вид имеет график, отражающий влияние термостабилизатора ПК на ПФ, – минимальная концентрация ПК (0,1%) недостаточна и лишь ее увеличение до 0,55% позволяет достичь показателя фильтрации ниже 10 см³/30мин (данное значение нами было принято как максимально допустимое); дальнейшее же увеличение концентрации до 1% приводит к росту ПФ, но не пре-

вышает значения более 10 см³/30мин. Следовательно, для минерализованных растворов более эффективно применять термостабилизатор ПК, оптимальная концентрация которого 0,55%. Сделанные нами выводы подтверждаются данными, представленными в таблице 2.

Таблица 2 – Влияние термостабилизирующих добавок на показатель фильтрации солена-
сыщенного глинистого ИР, подвергнутого старению при 140°C в течение 16 часов

Состав раствора	ИР (без т/с)	ИР+0,55% ПК	ИР+1% ИГ
ПФ, см ³ /30мин	29	14	34,5

Таким образом, экспериментально установлено, что для пресного полисахаридного раствора более эффективным является применение термостабилизатора, предотвращающего гидролитическую деструкцию, а для соленасыщенного – предотвращающего окислительные процессы. Сделанные выводы предварительны и требуют дальнейшего изучения данного вопроса.

Список использованных источников

1. Исследование влияния продуктов биоразложения буровых полисахаридных реагентов на коллекторские свойства горных пород [Текст] /Р.А. Исмаков, О.Г. Мамаева, С.Ф. Вязниковцев, Г.В. Конесев, Л.А. Насырова/ Нефтегазовое дело. - 2011. – № 6. – С. 332-339.
2. Пат. 4652384 США, МПК С 09 К 3/00. High temperature drilling fluid component / Francis H.P., DeBoer E.D., Wermes V.L.; заявл. 30.08.1984; опубли. 24.03.1987.
3. Пат. 5851959 США, МПК С 09 К 7/02. High temperature stable modified starch polymers and well drilling fluids employing same / Bernu C.J.; заявл. 03.08.1997; опубли. 22.12.1998.
4. Городнов, В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурение [Текст]: учебник / В.Д. Городнов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – С.91-101.
5. Statsoft [электронный ресурс]. URL: <http://statistica.ru>
6. Протодяконов, М.М. Методика рационального планирования эксперимента [Текст]: учебник / М.М. Протодяконов, Р.И. Тедер. – М.: Наука, 1970. –78с.

УДК 622.23.05

Износ шарошечных долот при бурении скважин

К.Р. Валямов,

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант)

В.В. Мыкалкин

(Начальник отдела шарошечных долот ООО НПП «БУРИНТЕХ»)

Г.Г. Ишбаев

(Уфимский государственный нефтяной технический университет д.т.н., профессор)

Аннотация.Статья рассматривает различные виды износа шарошечных долот при бурении скважин. Описывается методика оценки износостойкости. Приводятся пути увеличения ресурса шарошечных долот использованием принципиально нового типа нанесения наплавки.

Ключевые слова: долото, износ, наплавка, твердый сплав, ресурс.

UDC 622.23.05

Wear of roller cone bits for well drilling

K. R. Valyamov

Ufa State Petroleum Technological University, the master student

Ufa State Petroleum Technological University, Doctor of Sc., professor

Abstract: The article considers with different types of wear of roller cone bits for well drilling. The method of calculation of durability has been described. Ways of increasing resource of rolling cutter bits using a new type of application of the surfacing is provided.

Key words: drill bit, wear, surfacing, hardmetal, resource.

В процессе бурения глубоких нефтяных и газовых скважин особенно сильно износу подвергается скважинное оборудование. К нему можно отнести все оборудование, постоянно или временно находящееся в скважине, а это долота, забойные двигатели, ясы, утяжеленные и обычные бурильные трубы, прочие элементы бурильной и обсадной колонн.

На буровой инструмент оказывает влияние:

- высокие статические и динамические нагрузки;
- повышенное давление, температура;
- абразивная и коррозионная активность окружающей среды;
- отсутствие объективного контроля за текущим состоянием;
- реализация высоких удельных мощностей;
- перегрев и катастрофический износ рабочих поверхностей режущих (рабочих) элементов и др.

При эксплуатации происходит его постепенное разрушение и потеря рабочих характеристик, называемое износом. Износ характерен для любых деталей машин и агрегатов, но сильнее всего он развивается в крайне тяжелых условиях бурения скважин. Одинаково сильно такой параметр, как износостойкость, важен для скважинного и наземного оборудования.

Чтобы эффективно работать над вопросом увеличения износостойкости оборудования, а именно породоразрушающего инструмента, важно грамотно описать основные типы и виды износа. Наибольшее распространение имеет неравномерный износ, который является причиной большинства отказов техники.

Основным инструментом разрушения горной породы является долото, именно от его темпов и продолжительности работы зависит скорость проходки и, соответственно, стоимость проводки скважины.

При этом, чем выше скорость бурения, тем больше указанные выше нагрузки.

Долото и его составные части (резьбовое соединение, насадки) работают в загрязненной шламом, высокоабразивной среде. Оно подвергается механическому изнашиванию, которое, в свою очередь, подразделяется на абразивное, ударное, усталостное. Последнее характерно для присоединительных резьб (из-за многократного свинчивания - развинчивания, усталости от циклических нагрузок изнашивания резьбы струей промывочной жидкости) и гидромониторных насадок.



Рисунок 1 – Ударный износ спинки лапы



Рисунок 2 – Абразивный износ спинки лапы

Как видно на первом и втором рисунках, долота при работе на забое в одинаковых горно – геологических условиях могут получить абсолютно разный износ, который приводит к выходу долота из строя.

Во всех случаях область применения шарошечных долот - это тяжелые условия, сочетающие влияние вибраций, нагрузок, ударов и прочих видов негативного воздействия. Боковые элементы долота контактируют с горными породами, которые слагают разрез, причем породы бывают от вязких малоабразивных глин до твердых и крепких пород. Контактруя, элементы инструмента совершают возвратно–поступательное движение друг относительно друга в присутствии абразивных частиц [6].

Внимание в данной статье акцентировано на износе спинки лап шарошечных долот. Причем для защиты данного элемента используются 2 основных способа: применение твердосплавных зубков и наплавка твердосплавным материалом. Из существующих твердых сплавов для оснащения породоразрушающего инструмента чаще всего применяются зубки из карбида вольфрама, с заданной геометрией (например, полусфера или клин и др.). По твердости, теплопроводности, теплостойкости, износостойкости твердые сплавы уступают алмазу, но они лучше работают при ударных нагрузках.

Наплавка состоит из двух основных составляющих – это матричный материал, выполняющих роль связующего элемента (обычно $Ni+Cr+B+Si$) и карбида вольфрама, который используется как защитный материал (от абразивного и ударного воздействия).

И наплавочные материалы и твердосплавные зубки состоят из зерен карбида вольфрама (твердая, износостойкая составляющая). Повышение содержания карбидов вольфрама приводит не только к повышению твердости и износостойкости резцов, но и снижению их сопротивления ударным нагрузкам. Существенное влияние на эксплуатационные свойства сплавов оказывают также состав и зернистость карбидной составляющей.

Сегодня, при производстве долот данные 2 типа усиления спинки лапы дополняют друг друга. Зубки принимают на себя основные удары, а наплавочное покрытие защищает от абразивного воздействия основной металл.

Плазменно–порошковая наплавка, в отличие от газопламенной, позволяет наплавлять на детали слой твердого сплава толщиной от 0,5 до 3–4 мм. Твердость наплавленного материала достигает 65 HRC, перемешивание его с основным металлом сведено к минимуму, сохраняет химический состав исходного материала. В струю подают порошковую смесь, которая захватывается и переносится на поверхность наплавливаемого изделия инертным газом.

Технология плазменной наплавки обладает преимуществами, такими как высокая скорость наплавки, позволяющая ускорить работы, возможность соблюдения требований

самой сложной геометрии, качество наплавочного материала, отсутствуют поры и брызги, стабильность процесса, который не зависит от внешних факторов.

Сама наплавка проводится при определенной силе тока, установленной эмпирически. Она достаточна, чтобы сплавить материал основы (выступает в качестве связующего элемента), но при этом не вызывающая разрушение зерен карбида вольфрама под действием высоких температур.

Для определения оптимального состава, отвечающего требованиям ударной и абразивной стойкости, следует рассмотреть зависимость стойкости сплава карбида вольфрама от основных параметров: твердости, размера зерна карбида, пластичности, концентрации зерен. В твердом сплаве карбида вольфрама повышение твердости достигается за счет повышения доли карбида вольфрама и уменьшения размеров зерна, а пластичность возрастает за счет доли кобальта при равных прочих условиях [6].

На данный момент проводятся лабораторные изучения твердых сплавов и их испытание на трение и износ, максимально моделирующий работу шарошечного долота на забое скважины.

Износ деталей любого оборудования - неотъемлемая составляющая эксплуатации. Поэтому главная задача – это всестороннее изучение явлений изнашивания и уменьшение вредного воздействия изнашивания, в том числе и на породоразрушающий инструмент путем внедрения новых методов нанесения защитных покрытий.

Список использованных источников

1. Булатов, А.И., Проселков, Ю.М., Шаманов, С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 1007 с.
2. Курлов А.С., Гусев А.И. Карбиды вольфрама и фазовая диаграмма системы W-C// Неорган. материалы. 2006. Т. 42, № 2. С. 156–163.
3. Паркин, А.А. Плазменная наплавка порошковых материалов на элементы буровых долот / А.А. Паркин, С.С. Жаткин, А.В. Типунков, Д.А. Писарев // Материалы международной научно-технической конференции «Современная электротехнология в машиностроении». – Тула, 5-6 июня 2007. – С. 22-29.
4. С.С. Жаткин, В. И. Никитин, А.А. Паркин. «Моделирование нагрева системы «модель – подложка» при плазменной порошковой наплавке Stellite 190 сканирующей дугой», Изд. СамГТУ, 2009.
5. А.А. Раабен, П.Е. Шевалдин, Н.Х. Максutow Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования, 3-е издание, переработанное, М.: Недра – 1989.
6. А.А.Афанасьев, Н.И.Борисенко, О.Н.Борисенко, В.И.Калмыков, П.А.Лисин, С.В.Рягузов, В.В.Сербин, Е.В.Сербина, Н.И.Смирнов, Н.Н.Смирнов, М.В.Прожега Повышение надежности деталей технологической оснастки с использованием твердых сплавов, модифицированных наночастицами карбида вольфрама, Электростальский политехнический институт МИСиС.

УДК 622.276

Влияние изменения радиуса кривошипа на кинематику станка-качалки при регулировании динамического уровня жидкости в скважине

Габзалилова А.Х., Гарифуллина З.А.

(филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г.Октябрьском,)

Ахметзянов И.И., Янтурин Р.А., Гилязова М.Д., Янтурин А.Ш.

(ФГБОУ ВПО УГНТУ)

Аннотация: Рассматривается влияние изменения радиуса кривошипа на кинематику станка-качалка при регулировании динамического уровня жидкости между колоннами НКТ и обсадной, с целью увеличения дебита скважины или снижения аварийности с колонной штанг.

Ключевые слова: станок качалка, радиус кривошипа, динамический уровень, скважина

Influence of crankshaft radius change on gearing of pumping jack while regulating dynamic level of fluid in a well

Gabzalilova A.F., Garifullina Z.A.

(branch of FSBEI of HE USPTU in Oktyabrsky),

Akhmetzyanov I.I., Yanturin R.A., Gilyazova M.D., Yanturin A.Sh.

(FSBEI of HE USPTU)

Abstract. Influence of crankshaft radius change on gearing of pumping jack while regulating dynamic level of fluid between tubing and casing aimed at increasing the well rate and lowering breakdown rate of strings.

Key words: pumping jack, crankshaft radius, dynamic level, well.

Как известно, при увеличении радиуса кривошипа ход плунжера насоса возрастает, что в определенных условиях может сопровождаться увеличением дебита скважины. При уменьшении, наоборот, за счет снижения хода плунжера погружного насоса дебит снижается, амплитуда продольных колебаний колонны становится меньше, что способствует снижению аварийности с колонной штанг.

К сожалению, распространенные в промысловой практике методы учета влияния радиуса изменения (регулирования) радиуса кривошипа станка-качалки на динамический уровень жидкости между колоннами НКТ и обсадной до настоящего времени не всегда используются.

На рис.1 представлена схема кинематики кривошипно-шатунного механизма станка-качалки (без удлинителя хода штанг), используемого на отечественных промыслах, наглядно характеризующая нелинейность перемещения полированного штока вверх $h^{\uparrow}(t)$ или вниз $h^{\downarrow}(t)$ во времени $t^{\uparrow\downarrow}$ при общей (суммарной) величине продольного перемещения $H_{шт}$, которому соответствует период $T/2$, эквивалентный повороту кривошипа l на угол π . Показано и влияние увеличения (рис.1,б) или уменьшения (рис.1,в) длины кривошипа (при регулировании длины хода полированного штока) на изменение зависимости (нелинейной во времени) перемещения угла поворота $\delta^{\uparrow\downarrow}$ балансира 3 от угла поворота кривошипа $\beta^{\uparrow\downarrow}$ кривошипа, вращающегося с постоянной угловой скоростью

$$\omega_{с-к} = 2\pi / 60, \quad \text{где } n - \text{число качаний станка-качалки, в минуту.}$$

К сожалению, распространенные в нефтепромысловой практике приближенные, упрощенные и уточненные [1, 2 и др.] методы учета влияния кинематики кривошипно-шатунного механизма станка-качалки не учитывают влияния изменения радиуса кривошипа на ряд основных параметров перемещения колонны штанг. Кроме того приближенные и уточненные методы расчета [1], по структуре своей основаны на утрированном (для станка-качалки) механизме кривошипно-шатунного механизма с ползуном, перемещающимся по прямой A_1A_2 , а не по дуге $A_1A_2(\cap)$ (рис.1).

Углам поворота балансира на величины $\delta^{\uparrow\downarrow}$ соответствуют углы поворота кривошипа $\beta^{\uparrow\downarrow}$. В зависимости от смещения (наклона при горизонтальном положении балансира) нижнего конца шатуна 2 (точка В) относительно верхнего (точка А) вправо (рис.1) или влево от линии

вертикали полные величины углов поворота кривошипа, при перемещении полированного штока на величину $H_{шт}$, изменяются в пределах (верхние знаки перед θ соответствуют условию $r > r_0$, нижние - $r < r_0$):

- при перемещении полированного штока вверх

$$\beta^{\uparrow} = 0^{\circ} \dots (180^{\circ} \mp \theta);$$

- при перемещении вниз

$$\beta^{\downarrow} = 0^{\circ} \dots (180^{\circ} \pm \theta),$$

где θ - асимметричность перемещения балансира станка-качалки относительно горизонтали, вызываемая нарушением симметричного механизма по рис.1,б и рис.1,в) в результате изменения (рабочего) радиуса

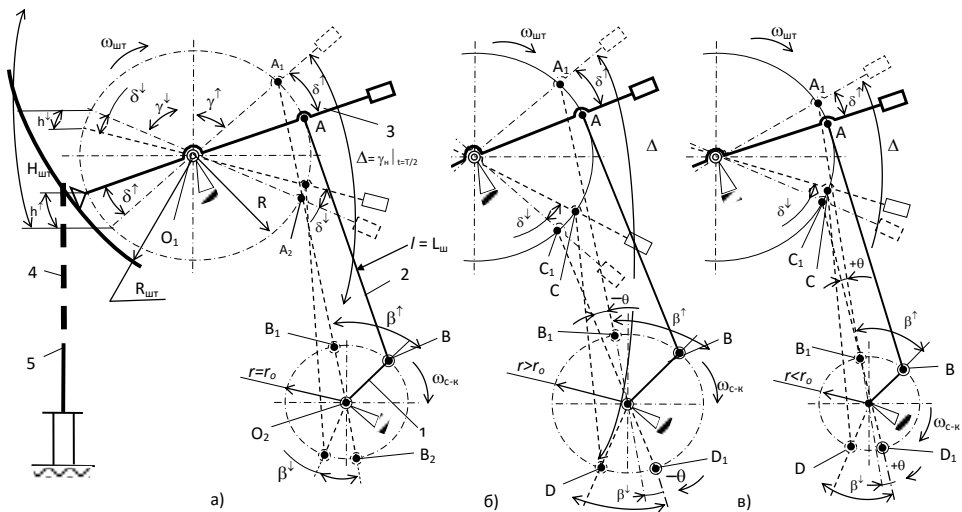


Рис.1. Нелинейность кинематики привода полированного штока станка-качалки (перемещений полированного штока $h^{\uparrow, \downarrow}$, углов поворота балансира $\delta^{\uparrow, \downarrow}$ и кривошипа $\beta^{\uparrow, \downarrow}$): а) общая схема при симметричном ($r = r_0; \theta = 0; \beta^{\uparrow} = \beta^{\downarrow}$) перемещении «вверх» и «вниз»; б) асимметричное (радиус кривошипа $r > r_0; \theta < 0; \beta^{\uparrow} < \beta^{\downarrow}$) перемещение; в) асимметричное ($r < r_0; \theta > 0; \beta^{\uparrow} > \beta^{\downarrow}$) перемещение. 1 – кривошип; 2 – шатун; 3 – балансир; 4 – канат; 5 – полированный шток

кривошипа при регулировании длины хода полированного штока в соответствии с требуемой производительностью плунжерного насоса.

В частном случае, при $\gamma = \gamma_0$; $\theta = 0$; $\beta^\uparrow = \beta^\downarrow$ и $t^\uparrow = t^\downarrow$, т.е. перемещение полированного штока 5 (рис.1,а) «вверх» и «вниз» становится симметричным относительно вращения кривошипа 1. В этом случае, синхронности перемещения полированного штока и кривошипно-шатунного механизма станка-качалки соответствует радиус кривошипа равный $r = r_0$, при соблюдении условия эквивалентности перемещения точки А балансира по прямой

$$\bar{A}_1 \bar{A}_2 = 2 r_0 = 2 R \sin(\Delta^0 / 2). \quad (1)$$

Поэтому при регулировании радиуса кривошипа следует учитывать влияние производительности насоса и, соответственно, дебита скважины на изменение уровня добываемого пластового флюида в скважине, который, в свою очередь предопределяет, в т.ч., следующие основные факторы:

1. Различное гидравлическое сопротивление коллекторов различной проницаемости, максимальное в прискважинной зоне пласта и предопределяющее степень вовлечения пласта (пропластка) в разработку.

2. Синхронизацию (при одновременно-раздельной эксплуатации) добычи флюидов из пластов и пропластков различной проницаемости и с различными пластовыми давлениями

3. Амплитуду волн продольных колебаний в колонне штанг, предопределяющих наряду с напряжениями изгиба эксплуатационный ресурс штанг на отдельных интервалах стволов искривленных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин, а также в боковых ответвлениях стволов скважин.

Неполный учет первых двух факторов может предопределять недостаточно целесообразное снижение конечной нефтеотдачи пласта (ряд регионов Западной Сибири, Урало-Поволжья и др.) за счет наблюдаемого в промысловой практике и усиливающегося в последние десятилетия чрезмерного увеличения дебитов скважин (в рассматриваемом случае путем недостаточно обоснованного временного роста добычи нефти, например, при увеличении числа двойных ходов станка-качалки или излишнего увеличения длины хода плунжера насоса и др.). При этом на нефтяных месторождениях порой наблюдается и многократное снижение объемов добычи уже за несколько лет эксплуатации, а на газовых – может возрастать удельный вес случаев самогашения скважин.

Третий фактор может стать причиной повышения аварийности с колонной штанг и сокращения связанного с ней межремонтного периода эксплуатации скважины.

Список использованных источников

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.- М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.- 816 с.

2. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа.- М.: Недра, 1984.- 464 с.

3. Способ определения параметров волн продольных колебаний в колонне штанг [Текст] /А.Ш. Янтурин, И.И.Ахметзянов, М.Д. Гилязова, Р.А. Янтурин, Ф.Ш. Забиров // Нефтепромысловое дело. – 2015. - № 9. – С.21 - 31.

7. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин в процессе их строительства: дис. ... канд. техн. наук /А.Х. Габзалилова – Уфа, ОАО НПФ «Геофизика, 2012.

8. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. - 2008.- № 4.- С. 105-107.

9. Нафикова, Р.А. Разработка и результаты применения технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов СВЧ [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т.1.- С. 149-152.

10. Установка переработки амбарных углеводородов Нафикова Р.А. патент на полезную модель RU 116856 07.07.2011.

УДК 622.244

Анализ ингибированных растворов применяемых на Ромашкинском месторождении.

Ганеев Э.Э.

(Альметьевский Государственный Нефтяной Институт, студент 4 курс)

Аннотация: В 2010 году было пробурено 168 скважин со средним дебитом нефти 4 т/сут., а в 2016 году - 467 со средним дебитом нефти 11,7 т/сут. При прохождении осложнённых участков, связанных с осыпями и обвалами, применяют высокоингибированные буровые растворы комплексного действия. В работе был проведен анализ основных преимущественных свойств исследуемых растворов, выбран оптимальный тип ингибированного раствора, при бурении горизонтальных стволов, позволяющий минимизировать осложнения.

Ключевые слова: гидратация, ингибирование, растворы, осложнения, показатели свойств.

UDC 622.244

Analysis of inhibited solutions used in Romashkin deposit

Ganeev E.E.

(Almetyevsk State Petroleum Institute, student 4 year)

Annotation: In 2010-168 wells were drilled with an average oil production rate of 4 tons per day, and in 2016-467 wells with an average oil production rate of 11.7 tons per day. Highly inhibited drilling fluids are used in order to drill out complicated wellbore sections to avoid cavings. We have analyzed the advantageous of drilling mud as well as optimal inhibited solution has been chosen for horizontal wells drilling which allows to mitigate drilling operations.

Key words: hydration, inhibition, drilling mud, complications, indices of properties.

Повышение роли промывочных растворов в современной буровой технологии, а также более жесткие требования к ним обусловлены возросшими трудностями сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов при вскрытии их горизонтальными стволами из-за особенностей напряженного состояния горных пород стенок и выноса шлама из скважины, увеличения времени воздействия инородной для продуктивного коллектора среды на физико-химическое состояние пристволенной зоны. Количество пробуренных скважин с горизонтальным окончанием в ПАО «Татнефть» стремительно увеличивается. В 2010 году было пробурено 168 скважин со средним дебитом нефти 4 т/сут., а в 2016 году - 467 со средним дебитом нефти 11,7 т/сут.[1]

Геологический разрез нефтяных скважин Татарстана, как и большинство месторождений мира, представлен на 70-75% глинистыми отложениями, что определяет необходимость применения ингибированных растворов при бурении активных глин. На Ромашкинском месторождении, при бурении кыновско-пашийских горизонтов выявлены следующие проблемы: снижение механической скорости и проходки на долото вследствие большого ушла входа в пласт;

осложнения, связанные с обвалами и осыпями стенок скважин; затраты времени на освоение продуктивного пласта. [2]

Рассмотрим далее некоторые разновидности ингибиторных растворов, которые нашли свое наибольшее применение в практике бурения.

Безглинистые солевые растворы. Главное их преимущество – крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ – гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. Недостатки этих растворов – низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затвердение раствора.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Недостаток многих калиевых растворов - отсутствие или малое значение СНС, затрудняющее очистку скважины от шлама и обрушившихся частиц породы.

Хлоркалиевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности – гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава. Недостатки – сложность проведения ГИС ($УЭС < 0,2 \text{ Ом*м}$)

На передний план выходят безглинистые буровые растворы - содержащие природные органические полимеры – биополимеры и природные модифицированные полимеры. Данным системам свойственно изменение в широком диапазоне реологических свойств, что обеспечивает эффективную работу породоразрушающего инструмента за счет резкого снижения вязкости при высоких скоростях сдвига и мгновенной фильтрации, а в то же время – достаточно высокую выносящую способность бурового раствора за счет тиксотропного восстановления структуры в режиме низких скоростей сдвига. Безглинистые полимерные системы способны снижать гидравлическое сопротивление в трубном пространстве при турбулентном режиме, уменьшая тем самым гидродинамическое давление и негативное воздействие на пласт. Благодаря вязкоупругим свойствам они могут увеличивать фильтрационное сопротивление пористой среды. Недостатки биополимерных растворов: дефицитность отечественных высокомолекулярных веществ; высокая стоимость импортных высокомолекулярных веществ;

Малосиликатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости стенок скважин при бурении в осыпаящихся аргиллитах и глинистых сланцах.

Недостатки: несовместимость с нефтью; низкий коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пластов.

Как следует из всего вышеперечисленного, все ингибированные растворы имеют щелочную среду. В свою очередь все высокощелочные системы ограниченно термостойки, и чем выше коллоидность разрушаемых пород, тем ниже термостойкость раствора. В этом состоит основной недостаток ингибированных растворов. Также, с ростом pH возникает опасность нарушения устойчивости стенок скважины, за счет их дополнительного увлажнения, химического диспергирования глинистых пород и снижения проницаемости песчано-глинистых коллекторов в результате набухания глин. Поэтому следует особо контролировать содержание ингибиторов в растворе. [3]

В ПАО «Татнефть», с 2013 по 2017 года, применялись следующие типы ингибированных систем: UNIDRILL, MUDMAX, PREMIUMGEL. Данные буровые растворы имеют схожие свойства: псевдопластичность, благодаря которой полимерные растворы обладают хорошей очистной, несущей и удерживающей способностью; многокомпонентная химическая обработка; способность создавать на стенках скважин полимерную пленку, препятствующую проникновению фильтрата в поры горных пород;

Буровой раствор UNIDRILL для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин. Обеспечивает максимальную защиту от проблем, связанных с бурением при высоких температурах. Система отличается хорошей совместимостью с разнообразными типами реагентов и используется при вскрытии пластов с АВДП и для строительства разведочно-поисковых скважин.

Преимущества: высококачественная стабилизированная система, отличается простотой приготовления, низкой стоимостью; совместное ингибирование и капсулирование активных глин; система легко «настраивается» для решения конкретных задач и хорошо совместима с большинством продуктов, используемых в растворах на водной основе. В зависимости от конкретной ситуации в раствор могут вводиться вспомогательные добавки

Биополимерный буровой раствор MUDMAX для первичного вскрытия продуктивных пластов. Обеспечивает защиту коллектора и оптимальный уровень продуктивности пласта. Состав используется при разных способах заканчивания скважин: для открытых стволов с негравийной и гравийной набивкой, при заканчивании без спуска обсадной колонны перфорированным и щелевым фильтром-хвостовиком, а также с ее спуском. MUDMAX одобрен к применению во всех основных регионах бурения РФ.

Преимущества: более быстрое достижение максимальной производительности; снижение затрат на восстановление; легкость и быстрота очистки скважины; минимальное проникновение твердой фазы и фильтра в пласт; снижение давления на насос; максимальная скорость проходки, сокращение времени на бурение скважины; высокое качество очистки ствола скважины любой геометрии; снижение затрат на очистку и утилизацию отходов бурения; обеспечивает устойчивость склонных к гидратации пород за счет ингибирующего эффекта комплекса солей двухвалентных металлов, практически нулевого показателя фильтрации, а также процесса осмоса, направленного из пласта в скважину, что приводит к упрочнению глинистых пород.

Буровой раствор PREMIUMGEL на основе гидрогелей солей, обладающий ингибирующей и смазывающей способностями. Предназначен для бурения протяженных участков в неустойчивых, склонных к гидратации и обрушению глин и аргиллитов.

Преимущества: минимальное содержание твердой фазы; оптимизированный реологический профиль; минимальные показатели фильтрации и липкости корки; совместимость с любыми системами заканчивания скважины.

Качество бурового раствора и его соответствие геолого-техническим условиям бурения является важным фактором, от которого зависят скорость бурения, предупреждение осложнений, качественное вскрытие продуктивных пластов, расход материалов и стоимость строительства скважины. Одним из основных современных технологических требований к буровому раствору является требование обеспечения высоких скоростей бурения и проходки на долото, т. е. создание максимально благоприятных условий для работы долота. Следовательно, основными критериями качества раствора, призванного решать задачу получения высокой скорости бурения и максимальной проходки на долото, должны быть те показатели, которые характеризуют свойства раствора, способствующие эффективной работе долота. Если буровой шлам из-под долота не удаляется так же быстро, как образуется, он подвергается дополнительному перемалыванию: между долотом и забоем скважины нарастает слой разрушенной породы, т. е. образуется шламовая подушка. Таким образом плотность является свойством бурового раствора, оказывающим наибольшее влияние на скорость проходки. Еще одним свойством бурового раствора, значительно влияющим на скорость проходки, является вязкость. Низкая вязкость способствует высоким скоростям, главным образом, благодаря хорошей очистке забоя от шлама под долотом. Объемная доля твердой фазы - свойство бурового раствора, от которого зависит скорость проходки. Высокая объемная доля твердой фазы вызывает снижение скорости проходки, так как при этом повышаются плотность и вязкость бурового раствора.[4]

Специалистами по буровым растворам выполняются работы по оптимизации рецептур ингибированных растворов. Новые решения позволяют увеличить технико-экономические показатели: увеличение механической скорости бурения; уменьшение количества осложнений; уменьшение времени взаимодействия бурового раствора с активными глинами, что в целом сокращает цикл строительства скважин. В работе был проведен анализ основных преимущественных свойств исследуемых растворов, выбран оптимальный тип ингибированного раствора, при бурении горизонтальных стволов, позволяющий минимизировать осложнения. [5]

Список использованных источников:

1. Б. М. Курочкин, В. Н. Лобанова, З. Ф. Гилязетдинов, А. И. Поваляев, Ю. И. Карпов, В.В. Коробкин. Перспективные технологические жидкости для бурения скважин в осложненных условиях. – Бурение скважин, 1998, №5, с33-38.

2. Рабаи Х. Технология бурения нефтяных скважин. Перевод английского кандидаты технических наук В.Г.Григулецкого и, Ю.Ж. Кисельмана. – Москва: Недра, 2012.
3. Дж.Р.Грей, Г.С.Г. Дарли – Состав и свойства буровых агентов/Промысловых жидкостей/, перевод с английского Д.Е.Столяров – Москва: Недра, 1985.
4. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: «Недра», 1984. 229с.
5. Л.М. Левинсон, В.Г. Конесев, Р.И. Шафигуллин, В.Г. Еромасов, Т.О. Акбулатов, М.Л. Левинсон, Р.А. Хасанов. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин, - Уфа, 2014.

УДК 622.24

Технология бурения многоствольных скважин

Гусейнова Елена Лазаревна

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, старший преподаватель)

Гусейнов Эльдар Махмудович

(ООО «РН-Ванкор», оператор ППД)

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы, связанные с бурением многоствольных горизонтальных скважин. Приводится различие между многоствольными и многозбойными скважинами. Описываются различные технологии. Рассматриваются преимущества многоствольного бурения.

Ключевые слова. Многоствольное бурение, многоствольная скважина, многозбойная скважина.

UDC 622.24

Technology of drilling multilateral wells

Guseynova Elena Lazarevna

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the city of Oktyabrsky, Senior Lecturer)

Guseynov Eldar Mahmudovich

(OOO «RN-Vankor, the operator PPD)

Abstract. The article discusses the issues associated with drilling multilateral horizontal wells. Is the distinction between multilateral and multibranch wells. Describes a variety of technologies. Discusses the advantages of multi-drilling.

Key words. Multilateral drilling, multilateral well, the multilateral well.

Одним из крупнейших участников мирового энергетического рынка является Россия, при этом строительство скважин является одним из основных процессов в нефтегазовой отрасли. Сегодня нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий [1, 2, 7]. Существуют технологии строительства одноствольных и многоствольных скважин.

Первые патент на технологию строительства многоствольных скважин был зарегистрирован в 1929 году в США, но данный метод бурения продолжает развиваться до сих пор. Первая успешная многоствольная скважина была пробурена в Башкирии в 1953 году [3].

Скважина, имеющая в своем составе один или несколько дополнительных стволов-ответвлений, отходящих от основного, называется многоствольной. Она может быть обычной эксплуатационной скважиной, уплотняющей скважиной или боковым стволом.

Различают многоствольные и многозбойные скважины, которые имеют основной ствол и дополнительные. Основным отличием является расположение точки разветвления стволов, если точка разветвления находится выше продуктивного горизонта, на который была пробурена скважина, то такая скважина называется многоствольной (МСС). Поскольку дополнительные стволы скважины пробурены из основного ствола выше продуктивного горизонта, то скважина имеет больше одной точки пересечения с продуктивным горизонтом, и дополнительные стволы могут быть пробурены на разные горизонты [4].

В случае, когда точка разветвления стволов находится в пределах продуктивного горизонта, скважина является многозабойной (МЗС). В МЗС основной ствол скважины бурится до продуктивного горизонта, а в самом продуктивном горизонте из него бурят один или несколько дополнительных стволов. Скважина пересекает верхнюю границу продуктивного горизонта только в одной точке [4].

Чаще всего многоствольное бурение используется при разведочном бурении нового месторождения. А затем принимается решение о целесообразности применения технологии в промышленных целях. Ранее возможности данной технологии бурения были ограничены несовершенством оборудования, в настоящее время технология является надежной и проверенной, что позволяет использовать ее повсеместно.

Истощение действующих крупных месторождений стимулирует быстрое развитие многоствольного бурения там, где большие объемы нефти располагаются в достаточно крупных полостях горных пород. В настоящее время значительная часть действующих месторождений имеет в наличии множество изолированных полостей, к которым получить доступ очень сложно и экономически нецелесообразно с помощью обычных одноствольных скважин. Применение технологии с применением многоствольных скважин позволяют вывести нефть из нескольких полостей в один ствол одновременно.

Технология строительства многоствольных скважин является масштабным и ресурсоемким проектом, несмотря на существующие отработанные методы проектирования и строительства. На начальном этапе обязательно проводится тщательная оценка коллектора. Существуют характеристики коллекторов, которые указывают на целесообразность проведения многоствольного бурения.

- Скопления углеводородов в коллекторе изолированы.
- Наличие не допускающей использования одной горизонтальной или вертикальной скважин линзовидная форма коллектора.
- Если разработка месторождения проводится с заводнением. В таком случае основную законченную скважину начинают использовать в качестве нагнетательной, а боковые ответвления будут применяться как продуктивные. Иногда боковые стволы могут быть использованы для нагнетания давления.
- Наличие большого количества природных трещин в коллекторе, или имеющаяся достаточная проницаемость в одном направлении.
- Разработка месторождения не может быть проведена с ожидаемой эффективностью с учетом количества скважин, предусмотренных на добывающей платформе.

Технология строительства многоствольных скважин для многоуровневых месторождений с несколькими нефтеносными пластами является наиболее оптимальной. Возможным является проведение нескольких ответвлений в один пласт, что позволяет улучшить его вскрытие. Получила распространение кистевая форма многоствольного бурения, которая позволяет вскрывать пласты на нескольких уровнях. Многоствольное бурение в рамках одного пласта чаще всего используется для увеличения дренажной площади (применяются веерные или параллельные ответвления).

Разработаны различные способов реализации технологии бурения многоствольных скважин, которые используются при проведении разведки крутопадающих залежей. Каждый отдельный ствол в таких условиях искривляется по естественному направлению. Схемы искривления имеют существенные различия между собой. В итоге структура скважины будет очень сложной. Для каждого конкретного случая многоствольного бурения скважин разрабатывается индивидуальный проект, учитывающий особенности месторождения.

Существуют различные технологии многоствольного бурения [4].

- Технология «снизу вверх». Проводится следующим образом: основной ствол бурится на предельную глубину для достижения наиболее глубокозалегающего горизонта изучаемого объекта, а затем для подсечения полезного ископаемого от нижних горизонтов к вышерасположенным производится забуривание дополнительных стволов. Геофизические исследования проводятся сразу после окончания бурения каждого из стволов.

Данная технология является эффективной при проведении работ по сгущению разведочной сети, когда производится переход от предварительной разведки к более детальной, и повышается уровень категоричности запасов полезного ископаемого. Наиболее рациональное использование технологии «снизу вверх» предусмотрено для разведки пологозалегающих пластов, сравнительно выдержанных по мощности на значительные глубины крутопадающих зон, штокверковых, столбообразных и подобных тел.

- Технология «сверху вниз». Бурение основного ствола скважины осуществляется до определенной глубины, на которой забуривается 1-й дополнительный ствол в результате резкого искривления для подсечения верхнего горизонта рудного тела. Бурение основного ствола продолжается до следующего интервала, и затем забуривается 2-й и все последующие дополнительные стволы, включая из ранее пробуренных дополнительных стволов. Данная схема бурения позволяет изучить промышленную минерализацию по глубине распространения, начиная от верхних пластов к нижним, включая параллельные геологические разрезы. При этом сохраняется геологический принцип последовательности разведки месторождений: переход от изучаемого к неизвестному, что позволяет в случае выклинивания рудной зоны прекратить бурение скважины.

При использовании технологии «сверху вниз» основной ствол скважины остается свободным, при этом не возникает трудностей при выполнении комплекса последующих геофизических исследований. Также технология является эффективной при проведении поисков и разведки месторождений, которые имеют в своем составе сложное строение зон полезных ископаемых с: непостоянной, изменчивой мощностью; крутым падением (более 40-50%); неравномерным содержанием полезного ископаемого; значительной протяженностью по глубине; неравномерным распределением полезного компонента в пластах, имеющих промышленные объемы.

- «Параллельная» технология. По данной технологии сначала бурится основной ствол параллельно проходящей крутопадающей рудной зоне, а затем проводится бурение дополнительных стволов с использованием технологий «снизу вверх» и «сверху вниз».

Также при проведении многоствольных скважин применяются безклиновые технологии.

Поддержание скважин долгое время в хорошем состоянии требует проведения капитального ремонта. Капитальному ремонту многоствольных скважин начали уделять должное внимание. В обиход вошел термин «многоствольное оборудование для КРС», данное оборудование позволяет находить нужный ствол и направлять в этом направлении необходимые для организации КРС трубы.

Применение данной технологии строительства скважин имеет ряд преимуществ. Общая стоимость работ снижается. Извлекаемый объем нефти увеличивается. Коллектор за счет нескольких имеющихся стволов разрабатывается на большей площади. С большей точностью оцениваются запасы нефти. Бурение многоствольных скважин позволяет разрабатывать периферийные месторождения-спутники и небольшие по объемам залежи, а также используется в сложных геолого-технических условиях. Уменьшается отрицательное воздействие на окружающую среду за счет снижения количества скважин на поверхности. Производится в меньших размерах утилизация бурового раствора и шлама. Технология многоствольного бурения эффективна при бурении на морских платформах, поскольку количество скважин является ограниченным. Одновременно могут разрабатываться несколько продуктивных зон, даже при условии различных параметров. Ствол скважины удерживается в стабильном состоянии длительное время [5].

Технология бурения многоствольных скважин экономически эффективна, поскольку время, затрачиваемое на разведку месторождения, сокращается; на 20-30 уменьшается объем работ, связанный с монтажом и демонтажом оборудования, подведением воды и электричества; требуется меньшее количество разведочных скважин; сокращается количество оборудования и инфраструктурных сооружений; расходы, необходимые для обслуживания нефтедобывающего комплекса также сокращаются. Сокращаются расходы на бурение и заканчи-

вание скважины, при увеличении объемов добычи нефтепродуктов. Возникает возможность получения большего количества сырья с меньшим количеством скважин. Увеличивается эффективность дренажа коллектора.

Перспективным и создающим дополнительный экономический эффект является строительство многоствольных горизонтальных скважин на основе ранее пробуренных. Поскольку, отсутствует необходимость в бурении новых скважин с поверхности, возникает возможность создания дополнительных ответвлений к ранее пропущенным пластам. Но при этом технология бурения многоствольных скважин имеет высокую стоимость, которая связана с использованием дорогостоящего оборудования, что сказывается на ограничении применения данной технологии на территории России [6].

Список использованных источников

1. Гусейнова, Е.Л. Применение смазочных добавок как средство предупреждения прихватов при бурении скважин [Текст] / Е.Л. Гусейнова, Е.А. Кузнецов // 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. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 145-149.
2. Взаимодействие колонны буровых труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – №2. – С. 14-17.
3. Многоствольные скважины: развитие технологии [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/mnogostvolnye-skvazhiny.html>
4. Развитие технологий многоствольного бурения [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/777-Razvitie-tehnologiy-mnogostvolnogo-bureniya>
5. Технология строительства многоствольных скважин [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/tehnologiya-stroitelstva-mnogostvolnykh-skvazhin/>
6. Фрайя, Х. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин [Текст] / Х. Фрайя, Э. Омер, Т. Пулик, М. Джардон, М. Кайя, Р. Паэс, П.Г. Сотомар, К. Умуджоро // Нефтегазовое обозрение. – 2003. – С. 44 – 67.
7. Шангареев, Р.Р. Краткий анализ профессиональных рисков при выполнении спуско-подъемных операций в бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Р.Р. Шангареев, А.Р. Хайдаров // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 201-204.

УДК 622

Применение технологии RAPID при бурении многоствольных скважин

Гусейнова Елена Лазаревна

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, старший преподаватель)

Гусейнов Эльдар Махмудович

(ООО «РН-Ванкор», оператор ППД)

Аннотация. Приводится история развития классификации TAML, классификация уровней сложности TAML, включающая шесть уровней сложности. Описываются обеспечивающие надежность и прочность сочленения марки RAPID. Рассматриваются и описываются премуществва сочленений RapidTieBack, RapidAccess, RapidConect и RapidExclude.

Ключевые слова. Многоствольное бурение, многоствольная скважина, классификации TAML, RapidTieBack, RapidAccess, RapidConect, RapidExclude.

The RAPID application of technology for drilling multilateral wells**Guseynova Elena Lazarevna***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the city of Oktyabrsky, Senior Lecturer)***Guseynov Eldar Mahmudovich***(ООО «RN-Vankor, the operator PPD)*

Abstract. Given the history of the development of TAML classification, classification levels of difficulty TAML, including six levels of difficulty. Describes the reliability and strength of the joint of the brand RAPID. Discusses and describes the benefits of joints RapidTieBack, RapidAccess, RapidConect and RapidExclude.

Keywords. Multilateral drilling, multilateral well, classifying TAML, RapidTieBack, RapidAccess, RapidConect, RapidExclude.

С 2000 по 2015 гг. в мировой добыче нефти доля России возросла с 8,9% до 12,4%. На сегодняшний день Россия наряду с Саудовской Аравией и США является одной из трех стран, которые определяют динамику цен на нефтяном рынке. Россия, являясь главным поставщиком нефти и нефтепродуктов на европейский рынок, также наращивает поставки нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Несмотря на разговоры о заморозке уровней добычи в 2016 году в России установлен новый рекорд добычи, добыто 547 млн. тонн нефти и газоконденсата, что превысило на 1,3% уровень добычи в 2015 году. Самый высокий уровень добычи имеет компания Роснефть [1, 2, 7].

Перспективным является применение технологии бурения многоствольных скважин, которая не является новой, но ее нельзя считать и достаточно зрелой в нефтяной промышленности. В мире сейчас работают уже тысячи скважин, построенных по данной технологии. На сегодняшний день технология многоствольного бурения применяется практически повсеместно, и ее дальнейшее развитие является перспективным.

Основным преимуществом такого способа бурения является повышенный коэффициент охвата, снижаются общие затраты на бурение и заканчивание скважин, увеличивается продуктивность, обеспечивается более эффективный приток нефти, обеспечивается повышение коэффициента извлечения нефти. Строительство многоствольных скважин значительно повышает объемы добычи нефти в мире, поскольку зачастую отсутствует техническая возможность проведения бурения новых скважин с поверхности, или расходы на осуществление нового проекта оказываются слишком высокими.

Пробуренная в удачном месте многоствольная скважина, эффективнее нескольких, построенных с использованием традиционных технологий, поскольку повышается эффективность работы, сокращаются затраты на строительство, объем поступающей из пласта нефти больше. Грамотно реализованная технология многоствольного бурения позволяет проводить разработку месторождений более качественно.

Существует три основных вида многоствольных скважин: стандартные эксплуатационные, уплотняющие и отходящие от центрального ствола боковые.

1997 год стал основополагающим в развитии терминологии и классификации, связанной с многоствольным бурением. Эрик Диггин - представитель компании Шелл предложил созвать международный форум в марте 1997 года для обмена имеющегося опыта бурения горизонтально-разветвленных скважин, унификации подходов и определения направлений дальнейшего развития технологии бурения многоствольных скважин. Форум был назван «Technology Advancement – Multi-Laterals (TAML)», является некоммерческой организацией. На нем эксперты ведущих мировых нефтяных компаний (BP, Norsk Hydro, Statoil, Esso UK, Exxon, Mobil, Phillips, Maersk, Texaco, Total, Chevron, Shell Oil, Shell International E&P, and Shell UK Expro) делились опытом использования технологии.

1998 год стал годом формирования а Joint Industry Project (JIP), в рамках которого была разработана и опубликована единая международная классификация многоствольных скважин по сложности и функциональности (The TAML Classification System).

В ноябре 2002 года в Калгари состоялась встреча членов TAML, на которой были внесены коррективы в цели организации, она была преобразована в некоммерческую организацию на основе членства, появилась возможность вступления новых участников. А также в классификацию были внесены изменения, которые учитывали новейшие разработки в области данной технологии.

Для обозначения совокупности всех применяемых технологий бурения различных видов многоствольных скважин в англоязычных публикациях используется термин Multi-Lateral Technology. В публикациях на русском языке используются разные термины, описывающие различные виды скважин и боковых стволов.

На сегодняшний день существует 6 уровней сложности бурения многоствольных скважин согласно принятой классификации Technology Advancement - Multi-Laterals (TAML). Причем уровень сложности возрастает в соответствии с возрастанием номера уровня [5].

Также существует полная классификация TAML (TAML Classification System), включающая вторую часть, которая имеет название Functionality classification. В ней производится описание скважины и описание точки пересечения стволов (стыка), а также приводится унифицированная кодировка многоствольных скважин.

Развитие технологии бурения многоствольных скважин происходило постепенно, большинство скважин, которые были пробурены с 1953 года по классификации TAML, относится к 1 и 2 уровням сложности. Развитию и усложнению технологии способствовало широкое распространение бурения многоствольных скважин. В 1993 году в Канаде в провинции Альберта Компанией Shell была пробурена первая скважина, соответствующая третьему уровню сложности. В 1994 году там же была пробурена первая многоствольная скважина четвертого уровня сложности. В США в Мексиканском заливе компанией BP в 1995 году пробурена первая многоствольная скважина пятого уровня сложности [4].

Механической и гидравлической герметичности мест сочленения главного ствола с боковыми отводами придется большое значение. Для обеспечения надежности и прочности соединения применяются передовые сочленения марки RAPID.

Для бурения боковых ответвлений может использоваться система марки RapidTieBack, которая предусматривает изготовление заранее в заводских условиях вырезов в обсадной колонне, закрытых изнутри разбуриваемым патрубком. Данную технологию отличает небольшой промежуток времени, требуемый для установки. Преимуществом системы является наличие до четырех боковых стволов, расположенных под углом в девяносто градусов к основному стволу. Система может устанавливаться над продуктивным пластом, при этом уменьшается скорость набора угла наклона скважины и величина бокового отклонения. При установке системы RapidTieBack внутри продуктивного пласта возможно проведение бурения наклонных скважин под большими углами с использованием оборудования с небольшими радиусами. Технология обеспечивает быстрый выход из обсадной колонны. Также отсутствует metallическая стружка, обсадная колонна меньше подвержена риску разрушения. Данная технология может успешно использоваться при бурении залежей с тяжелой нефтью, также ее можно использовать в условиях низкой проницаемости пластов [6].

Система бурения многоствольных скважин RapidAccess предусматривает вырезание в обсадной колонне ориентированных при монтаже сочленений с боковыми стволами боковых окон. При этом используется патрубок со специальным пазом, который называется разделительной втулкой обсадной трубы. При использовании разделительной втулки пропадает необходимость в заранее проводимой ориентации вырезанных окон. Установка нескольких втулок позволяет собирать несколько боковых сочленений, продуктивный пласт при этом вскрывается несколькими скважинами, а разработка месторождения проводится с разделительным эффектом. Являясь важным элементом, разделительная втулка позволяет производить долгосрочное планирование разработки месторождения и управление залежью. Также с помощью разделительной втулки возможен повторный отступ через сочленение в горизонтальную скважину путем установки ориентированного отклоняющего клина. Данную технологию со-

членения с открытым стволом можно применять при бурении глинистых сланцев и устойчивых уплотненных пород [6].

Сочленения марок RapidConect и RapidExclude, разработанные на основе RapidAccess представляют структурное соединение между обсадной колонной и боковыми хвостовиками, позволяющее проводить ввод в главную скважину и ответвления избирательно. Ответвления обсаживаются, но цементаж проводится только главной скважины. Данные конструкции сочленений отличает обеспечение механической целостности в условиях неустойчивых, рыхлых, слабосцементированных и непрочных пород [6].

В России в настоящее время технология бурения многоствольных скважин проводится зарубежными компаниями Weatherford, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes [3].

Многоствольное бурение, являясь эффективной технологией, позволяет повысить продуктивность давно разрабатываемых месторождений нефти и с максимальной эффективностью организовать разработку новых.

Список использованных источников

1. Гусейнова, Е.Л. Применение смазочных добавок как средство предупреждения прихватов при бурении скважин [Текст] / Е.Л. Гусейнова, Е.А. Кузнецов // 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. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 145-149.
2. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – №2. – С. 14-17.
3. Клиценко, Г.В. Строительство горизонтально-разветвленных скважин в России. Современное состояние и перспективы [Текст] / Г.В. Клиценко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической / Томск: Изд-во НИТПИ, 2013. – Т. 2. – С. 223-225.
4. Многоствольные скважины: развитие технологии [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/mnogostvolnye-skvazhiny.html>
5. Технология строительства многоствольных скважин [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/tekhnologiya-stroitelstva-mnogostvolnykh-skvazhin/>
6. Фрайя, Х. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин [Текст] / Х. Фрайя, Э. Омер, Т. Пулик, М. Джардон, М. Кайя, Р. Паэс, П.Г. Сотомар, К. Умуджоро // Нефтегазовое обозрение. – 2003. – С. 44 – 67.
7. Шангареев, Р.Р. Краткий анализ профессиональных рисков при выполнении спуско-подъемных операций в бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Р.Р. Шангареев, А.Р. Хайдаров // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 201-204.

УДК 622.24.063

Защитное действие кремниевых композиционных добавок на скорость набухания глины в буровых растворах

Загидуллин Ю.И

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант)*

Тептерева Г.А.

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
к.т.н., доцент)*

Дикhtarь Т.Д.

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

Аннотация: Проводились исследования по влиянию кремнийсодержащих добавок на изменение скорости набухания бентонитовой глины, в присутствии лигносульфонатов (pH7 и pH4). Построены графики зависимости влияния скорости набухания от времени. Сделаны выводы по проведенной работе.

Ключевые слова: набухание, силикаты, лигносульфонат, ингибитор, магний, натрий

UDC 622.24.063

Silicon protective effect of composite additives on the rate of swelling of clay in drilling fluids

Zagidullin Y. I.

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, master student)

Teptereva G.A

*(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa,
candidate of engineering sciences, associate professor)*

Dikhtyar T.D.

(Branch of USPTU in the City Oktyabrsky, candidate of engineering sciences, associate professor)

Abstract: studies were Conducted on the effect of silicon additives on the velocity change of the swelling of bentonite clay in the presence of lignosulfonate (pH7 and pH4). Plots of the effects of speed of swelling from time to time. Conclusions on the work done.

Keywords: swelling, silicates, lignosulfonate, inhibitor, magnesium, sodium.

Известно, что кремниевые соединения используются в качестве веществ, замедляющих процессы набухания глинистых пород, оказывая защитное (ингибирующее) воздействие [1,3,5-7]. Ингибирующим действием обладают и лигносульфонаты, что важно в условиях бурения, где наблюдается спонтанный рост вязкости и предельного статического напряжения сдвига (ПНС) используемых глинистых растворов. Причинами могут быть высокое содержание глинистой фазы, присутствие электролитов, повышенная температура забоя, а также дополнительная пептизация частиц глины. Любой из этих факторов способен отрицательно воздействовать на технико-экономические показатели процесса бурения. В осложненных условиях нефтедобычи (наклонно-направленные скважины и скважины с горизонтальными участками ствола), проблемы устойчивости ствола, фильтрации и поглощения можно решать применением растворов с ингибирующей способностью, которые обладают устойчивостью к воздействию выбуренных глинистых пород, солей и температуры.

Способ и механизм ингибирования заключается во введении в исходный глинистый раствор ингибирующих добавок, в результате чего происходит физико-химическое взаимодействие глины и катиона, который нейтрализует «свободные» отрицательно заряженные участки поверхности слоев и пакетов глинистых частиц [1,5,6,8]. При катионном обмене активируются ранее пассивные участки глин. Адсорбция на глинистых частицах катионов ингибирующего реагента нейтрализует зарядовое состояние, снижает гидратацию и набухаемость глин, повышает устойчивость их к увлажнению. Ингибирующие свойства анализируются по методике скорости увлажнения специально приготовленных глинистых образцов (П, %/час) в соответствии с РД 39-2-813-82. В этой связи, целью исследования являлось изучение ингибирующей способности силикатов магния и натрия с добавками кислых (pH4) и нейтральных (pH7) лигносульфонатов во времени.

Изучение защитной (ингибирующей) способности 1% композиционной добавки соли кремния и лигносульфоната проводилось на образце бентонитовой глины с использованием прибора Жигача-Ярова. Известно, что скорость набухания глин обратно пропорциональна их защитной способности:

$$V = 1/K,$$

где K – защитная способность глины,

Исследовалось во времени: влияние воды на скорость набухания образца глины (холостой опыт – Х.О.), влияние 1% добавки силиката магния, композиции силиката магния с лигносульфонатом рН4 и композиции силиката магния с лигносульфонатом рН7 (рисунок 1).

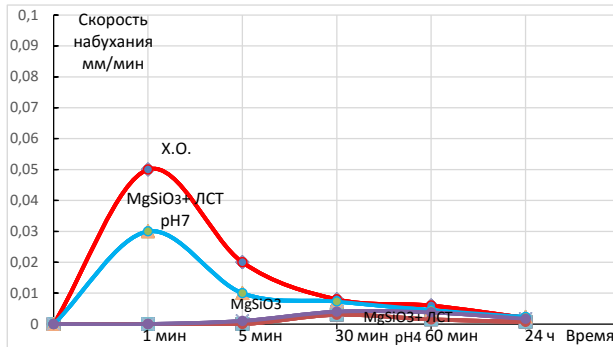


Рисунок 1 – Зависимость скорости набухания глины от времени

По данным рисунка видно, что скорость набухания глины, как величина, обратная защитной способности, максимальна для холодного опыта и весьма значима при добавке композиции состава: 1% силиката магния с лигносульфонатом рН7. Введение 1% добавки силиката магния без лигносульфонатов, исключает набухание глины на период времени от 1 до 5 минут, с последующим снижением защиты до 37% .

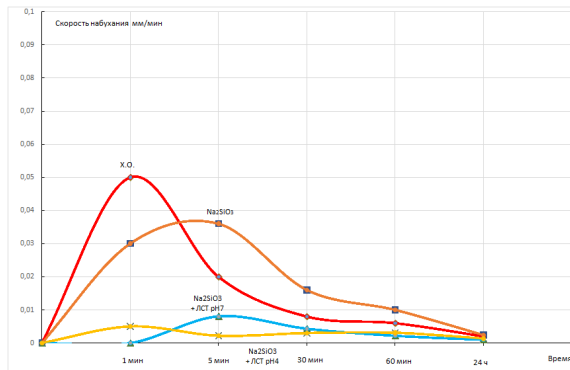


Рисунок 2 – Зависимость скорости набухания глины от времени

Введение добавки силиката магния с лигносульфонатом рН4, позволяет оценить защитную способность композиции за 1 минуту как 100% , за 5 минут – 90% с некоторым снижением защитной способности за временной промежуток 5-60 минут до 45% и после-

дующей стабилизацией защитной (ингибирующей способности) до 90%. Видно, что максимальная защитная способность (100%) достигается при добавке 1% $MgSiO_3$ в водный раствор, но на короткий временной промежуток

Также исследовалось во времени: влияние воды на скорость набухания образца глины (холостой опыт – X.O.), влияние 1% добавки силиката натрия, композиции силиката натрия с лигносульфонатом pH 4 и композиции силиката натрия с лигносульфонатом pH7 (рисунок 2).

По данным рисунка видно, что скорость набухания глины, как величина, обратная защитной способности, максимальна для опыта 1% силиката натрия с лигносульфонатом pH7 и весьма значима при добавке композиции состава: 1% силиката натрия с лигносульфонатом pH4. Введение 1% добавки силиката натрия с лигносульфонатом pH7, исключает набухание глины на период времени до 1 минуты, с последующим снижением защиты до 50%.

Введение добавки силиката натрия с лигносульфонатом pH4 позволяет оценить защитную способность композиции на период времени до 5 минуты как 90%, с некоторым снижением защитной способности за временной промежуток 5-60 минут до 48,5% и последующей стабилизацией защитной (ингибирующей способности) до 33,5%. Видно, максимальная защитная способность (100%) достигается при добавке 1% силиката натрия с лигносульфонатом pH7, но на короткий временной промежуток.

Можно сделать следующие выводы.

В присутствии силиката магния, максимальная защитная способность достигается при добавке 1% в водный раствор на период от 1 до 5 минут, и установлением стабильного ингибирования набухания по истечении 60 минут и далее на 80-90%.

В присутствии ЛСТ (pH7) наблюдается низкая защитная способность к набуханию глины. Композиция 1% силиката магния с лигносульфонатом pH4 придает достаточно высокие ингибирующие свойства водному раствору и течение суток достигает 100% защиты с некоторым снижением защиты за период до 30-60 мин до 50 %

В присутствии ЛСТ (pH7) наблюдается высокая защитная способность к набуханию глины. Композиция 1% силиката натрия с лигносульфонатом pH7 придает достаточно высокие ингибирующие свойства водному раствору за период 5-60 мин до 60-100 % и с некоторым снижением защиты по течению суток до 50%. Композиция 1% силиката натрия с лигносульфонатом pH4 придает умеренные ингибирующие свойства водному раствору за период 5-60 мин до 50-90 % и с некоторым снижением защиты по течению суток достигает 30%.

В присутствии силиката натрия, наблюдается снижение защитной способности глины, поэтому использование силиката натрия, для снижения защитной способности глины, без присутствия в растворе ЛСТ нецелесообразно.

Таким образом, для увеличения защитной способности бентонитовой глины, целесообразно использовать силикат магния, без добавления лигносульфоната.

Список использованных источников

- 1 Химическая обработка буровых растворов [Текст] / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
- 2 Исследование по физико-химии технических суспензий. Сборник экспериментальных работ [Текст] / П.А. Ребиндер. – ОНТИ, 1933. – 128 с.
- 3 Исследования в области прикладной физико-химии поверхностных явлений [Текст] / П.А. Ребиндер, – ОНТИ, 1936. – 114 с.
- 4 Энциклопедия по буровым растворам [Текст]/ Я.А. Рязанов.–Оренбург: Изд-во Летопись, 2005. – 664 с.
- 5 Совершенствование процесса получения хромлигносульфонатных буровых реагентов [Текст]: монография / А.Д. Бадикова, Г.А. Тептерева, И.Н. Куляшова, Р.А. Ялалова, Ф.Х. Кудашева. – Уфа: Изд-во БашГУ, 2015. – 108 с.

- 6 Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник в 5-ти Т.1 / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2014. – 546 с.
- 7 Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] / Дж.Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 124 с.
- 8 Буровые растворы [Текст] / К.Ф. Паус. – М.: Недра, 1973. – 303 с.

УДК 622.245.1

Исследование облегченных тампонажных материалов.

Ильясов ЭзизИндалипович, УГНТУ, магистрант

ПедросаБельо Виктор Хулиан, УГНТУ, магистрант

(Федеральное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация: Облегченные цементные растворы используются на многих месторождениях, необходимость их применения обусловлена тем что в большинстве случаев качественное цементирование и закачивание скважины зависит от плотности цементного раствора, так как данный фактор позволяет исключить поглощение цементного раствора в процессе цементирования. В тоже время Облегченные тампонажные материалы не удовлетворяют необходимым требованиям, либо у них нее достаточная плотность раствора, либо сильное уменьшение плотности раствора ведет к ухудшению прочности цементного камня.

Ключевые слова: облегченный цементный материал, крепление скважин, микросферы, твердая фаза, водоцементное отношение, прочность.

UDC 622.245.1

Investigation of lightweight plugging materials

Ilyasov Eziz Indalipovich, USPTU, master

Pedroza Bello Victor Julian, USPTU, master

(State educational institution of higher education "Ufa State Petroleum Technological University")

Abstract: Lightweight cement slurries are used in many fields. The need to use them is due to the fact that in most cases the quality and it's pumping into the wells depends on the density of the cement slurry, as the absorption factor eliminates the cement slurry during the cementing. At the same time, lightweight plugging materials do not meet the necessary requirements, either they have a sufficient density of the solution, or a strong decrease in the density of the solution leads to a deterioration in the strength of the cement stone.

Keywords: lightweight cement-based material, fastening wells, microspheres, solid phase, water-cement ratio, strength.

The main ways of producing lightweight cement slurry is to reduce the density of the solid phase or increase the water-cement ratio [1-3]. When the water cement ration increases, structures, increased porosity, increased permeability, and deterioration of insulating properties occur. Based on the above information, it can be concluded that the most promising method is to reduce the density of the solid phase.

Decrease in density of the solid phase can be achieved by the introduction of additives, among which we can distinguish: microspheres, rubber crumbs, ashes of thermal power stations, etc. [4, 5]. Previously, the most widely used in domestic and foreign practice was the application of clay powders to produce gel-cement solutions. However, these solutions have significant drawbacks, since they have a large water demand. Clay as an inert component poorly binds to cement stone, as a result of which the strength of the resulting cement is extremely low. In addition, when using such additives, it is seldom possible to obtain a backfill solution with a density lower than 1500 kg/m³.

Unfortunately, the most promising of the above supplements are promising are 2-3. Theoretical calculations have shown that it is possible to obtain a density of the solution equal to 1300 kg / m³ using the addition of a microsphere in various percentages [6]. Widespread type of micro-

spheres - aluminosilicate obtained from ash during flare roasting of coal, suggests that 80% -90% of them are composed of silica, which unlike clay has good adhesion to cement hardening products, in turn, it says about the sufficient activeness of microspheres in the composition of cement stone. [7]

However, the microspheres have a number of disadvantages. Their strength is not large and the thickness of the walls is approximately 10-15 μm . Consequently, during high-speed stirring, there is a risk of their destruction, and weighting of the solution.

We theoretically calculated the densities of the solid phase of the cement slurry as a function of the amount of the facilitating additive, the results of which are shown in the figure. It also presents calculations with other facilitating additives. Based on the results of the calculations, experimental studies were carried out to obtain lightweight oil-well slurry solutions. During the experiments, it was found that the use of microspheres leads to a strong thickening of the solution, so to maintain the necessary mobility of solutions, it is expedient to use plasticizers.

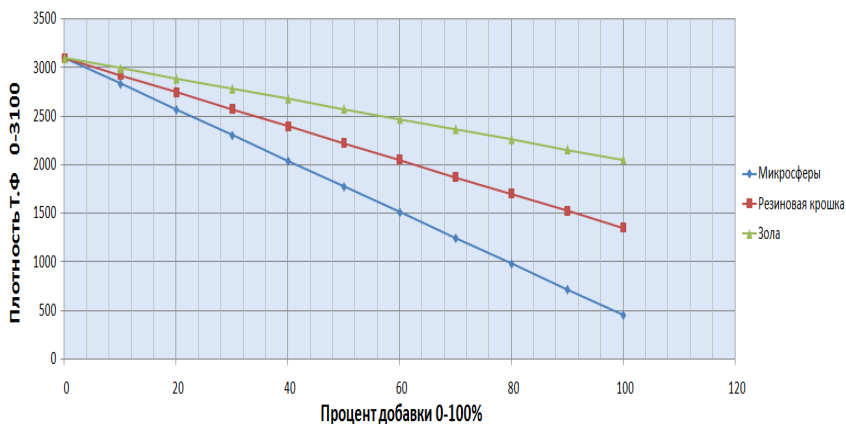


Diagram - Effect of facilitating additives on the density of the solid grouting material.

During the implementation of the planned experiments, the mutual influence of various facilitating and plasticizing additives on the properties of the resulting cement mortar was investigated. FHLS, KSSB were used as plasticizers, and microspheres, sodium silicate and Well Fix Air were used as modifying additives.

Since the produced cement reduced by the amount of binder, then with increase in water the sedimentation stability deteriorates and fluid loss increases, that is why these solutions require additive fluid loss.

Flexural strength and compression were determined from the obtained samples, and the tests were carried out with samples of various sizes and 4*4*16 2*2*8 cm. This made it possible to evaluate the influence of the size factor on the results of strength tests of cement stone. They have shown that the tensile strengths of samples of various sizes differ from each other by not more than 5%.

In the course of the experimental studies, compositions which satisfy the requirements of the guests were received. Also in the course of the experiments the samples of cement stone density lower than the density of water were obtained (1000 kg / m³), and which were floated in a current state for 30 days after which the impregnated water dropped to the bottom of the vessel.



It can be concluded, the microspheres are promising material for lightweight cement slurries, they also have several disadvantages, thus remains a need to study and further replace microspheres with other types of additives.

Bibliography

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин: учебное пособие. Тюмень, 2011. 452 с.
2. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.А. Токунова - СПб.: ООО «Недра», 2011. С.186-187, -190 с.
3. Комлева С.Ф., Измухамбетов Б.С., Кондрашев О.Ф., Ногаев Н.А. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей. Уфа: ООО «Монография», 2008. 184 с.
4. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин // Нефтегазовое хозяйство. 2003. №3.
5. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А. и др. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин - СПб.: Недра, 2007.
6. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 14. С. 14-16 с.
7. Электронный ресурс [Википедия].//URL:http://ru.wikipedia.org/wiki/Алюмосиликатные_микросферы.

УДК 622.24

Влияние пластификаторов на реологические свойства тампонажных растворов

*Ихсанов Дамир Вазихович, УГНТУ, магистрант,
Давлетшин Раиль Фларитович, УГНТУ, аспирант,
Кабдушев Арман Арстангалиевич, PhD докторант,
(НАО КазННТУ им.К.И.Сатпаева, Алматы, Казахстан).*

Аннотация. Реологические свойства цементных растворов играют важную роль в процессе крепления скважин. Поскольку высокие реологические характеристики могут привести к росту гидравлических сопротивлений, повышение давления при цементировании, а также могут вызвать гидроразрыв пластов. Поэтому управление ими всегда оставалась и является важной задачей. Для управления используются различные виды пластификаторов, в том числе отечественного и зарубежного производства.

Ключевые слова: Вискозиметр модели 900 OFITE, тампонажные материалы, водоцементное отношение, пластификаторы.

UDC 622.24

The effect of various reagents on the rheological properties of cement slurries

*Ikhsanov Damir Vazikhovich,
(Ufa State Petroleum Technological University, undergraduate)*

Abstract. Rheological properties of cement play an important role in the process of well cementing. Since the high rheological characteristics can lead to increased hydraulic resistance, increased pressure during cementing and can also cause fracturing. Therefore, the management has always been and is an important task. Used to control various types of plasticizers including those from domestic and foreign production.

Keywords: Viscometer OFITE model 900, grouting materials, water-cement ratio, plasticizer.

Реологические свойства цементных растворов играют важную роль в процессе крепления скважин. Поскольку высокие реологические характеристики могут привести к росту гидравлических сопротивлений, повышение давления при цементировании, а также могут вызвать гидроразрыв пластов [1-9]. Для управления реологией тампонажных растворов используются различные виды пластификаторов.

Экспериментальные исследования проводились на вискозиметре модели 900 OFITE, при этом определялась пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, а также статическое напряжение сдвига через 10 секунд и 10 минут. Объектами исследований являлись цементы ПЦТ-II-50 и ПЦТ-I-G-CC-1, в качестве пластификаторов использовались суперпластификатор СП-1, Wellfix P100, поликарбонатный пластификатор PRD-1002, пластификатор MELMENT, ФХЛС, при концентрации 0,3%.

Исследовалась влияние пластификаторов при различных В/Ц от 0,35 до 0,50. Результаты экспериментальных исследований приведены в таблицах 1-4.

Таблица 1 – Влияние пластификаторов на пластическую вязкость цементных растворов

Состав раствора	Пластическая вязкость, Па*с при добавке пластификаторов					
	-	0,3% WellFix P100	0,3% PRD 1002	0,3% Melmnt	0,3% CP-1	0,6% ФХЛС
ПЦТ-I-G-CC-1 (В/Ц=0,35)	100,1	14,7	15,1	65,0	23,0	схватился
ПЦТ-I-G-CC-1 (В/Ц=0,45)	26,1	4,0	3,7	21,1	7,5	схватился
ПЦТ-I-G-CC-1 (В/Ц=0,5)	15,8	3,3	2,8	14,2	7,2	7,427
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,35)	схватился	69,8	71,3	230,32	схватился	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,45)	60,88	26,4	17,0	48,82	62,8	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,5)	56,38	10,2	9,1	343,0	41,0	схватился

Таблица 2 – Влияние пластификаторов на динамическое напряжение сдвига цементных растворов

Состав раствора	Динамическое напряжение сдвига, Па при добавке пластификаторов					
	-	0,3% WellFix P100	0,3% PRD 1002	0,3% Melmnt	0,3% CP-1	0,6% ФХЛС
ПЦТ-I-G-CC-1 (В/Ц=0,35)	19,591	0,039	0,031	16,819	1,561	схватился
ПЦТ-I-G-CC-1 (В/Ц=0,45)	4,125	0,012	0,007	3,641	0,209	схватился
ПЦТ-I-G-CC-1 (В/Ц=0,5)	2,81	0,07	0,001	1,3	0,206	0,095
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,35)	схватился	12,997	4,971	36,425	схватился	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,45)	15,173	1,148	1,815	19,068	12,7	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,5)	9,92	0,456	0,095	9,083	6,982	схватился

Таблица 3 – Влияние пластификаторов на статическое напряжение сдвига цементных растворов через 10 сек

Состав раствора	СНС, Па, через 10 секунд при добавке пластификаторов					
	-	0,3% WellFix P100	0,3% PRD 1002	0,3% Melmtnt	0,3% CP-1	0,6% ФХЛС
ПЦТ-1-G-CC-1 (В/Ц=0,35)	11	0	0	14	2	схватился
ПЦТ-1-G-CC-1 (В/Ц=0,45)	3	0	0	3	1	схватился
ПЦТ-1-G-CC-1 (В/Ц=0,5)	2	0	0	1	0	0
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,35)	схватился	7	4	34	схватился	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,45)	10	1	1	11	6	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,5)	7	1	0	6	0	схватился

Таблица 4 – Влияние пластификаторов на статическое напряжение сдвига цементных растворов через 10 минут

Состав раствора	СНС, Па, через 10 минут при добавке пластификаторов					
	-	0,3% WellFix P100	0,3% PRD 1002	0,3% Melmtnt	0,3% CP-1	0,6% ФХЛС
ПЦТ-1-G-CC-1 (В/Ц=0,35)	17	74	88	19	4	схватился
ПЦТ-1-G-CC-1 (В/Ц=0,45)	5	44	97	5	2	схватился
ПЦТ-1-G-CC-1 (В/Ц=0,5)	5	92	132	3	3	3
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,35)	схватился	15	14	64	схватился	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,45)	21	4	11	19	16	схватился
ПЦТ-II-50 (В/Ц=0,5)	14	2	7	9	11	схватился

Из результатов экспериментов видно, что пластификаторы наибольший эффект оказывают при низких водоцементных отношениях, что это вполне объяснимо, потому что они оказывают смазочные действия на частицы цемента и уменьшают внутреннее трение цементной суспензии. При больших водоцементных отношениях их эффективность снижается, но в тоже время можно видеть, что, например, СП-1, при водоцементном отношении 0,35, уменьшил в 5 раз пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига 19 раз, статическое напряжение сдвига уменьшил меньшей степени.

Выводы: Реологические параметры тампонажного раствора являются единственными величинами, пригодными для расчета его движения. Эти параметры тампонажного раствора необходимо знать для проведения гидравлических расчетов процесса цементирования и для оценки качества вытеснения бурового раствора тампонажным. Низкие значения реологических параметров тампонажного раствора позволяют создавать турбулентный режим его течения за колонной, приводящий к наиболее полному вытеснению глинистого раствора тампонажным и созданию монолитного цементного кольца

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О., Мавлютов М.Р., Санников Р.Х., Алексеев Л.А., Конесев Г.В., Левинсов Л.М., Агзамов Ф.А., Акчурун Х.И., Сакаев Р.М., Матюшин П.Н. Учебник / Под общей редакцией профессора А.И Спивака. Москва, 2007. Сер. Высшее образование (3-е издание, исправленное и дополненное)

2. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
3. Басарьгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 667 с.
4. В.Д. Барановский. “Крепление и цементирование наклонных скважин”. М., Недра, 1983 г.
5. ISO 10426-2: 2003, Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing – Part 2: Testing of well cements, 2003. – 172 p.
6. Erik B. Nelson, Dominique Guillot Well Cementing. Schlumberger. 2nd Edition, 2006. – 797 p.
7. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
8. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986.– 296 с.
9. Заканчивание скважин. / Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Учебное пособие для вузов. - Тюмень, 2011. – 452 с.

УДК 622.245.422

О взаимосвязи термической стойкости цементного камня и pH продуктов твердения
Ишкулов Р.Д., Абубакиров Р.Р., Латыпов Д.Д., Ли Линь.

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа,
Республика Башкортостан, 450062, Россия)*

Аннотация. Для получения термостойких тампонажных материалов необходимо снижать основность (CaO/SiO_2), как самого цемента, так и продуктов его твердения. Для оперативной оценки основности продуктов твердения предложено оценивать их кислотность (pH). Наличие низкоосновных компонентов с pH менее 11,0 обеспечивает более высокие показатели прочности, в связи, с чем составы высокотемпературных цементов, проектируются таким образом, чтобы продукты твердения были представлены тоберморитом, ксонотлитом и другими соединениями, имеющими низкие значения pH. Исследования были проведены с двумя цементами с различным минералогическим составом, которые подвергались воздействию высоких температур, а затем у полученного камня определялся фазовый состав и pH.

Ключевые слова: термостойкость цементного камня, показатель кислотности, продукты твердения, фазовый состав, основность.

UDC 622.245.422

About relationship between heat-resistance of the cement stone and the pH-value of the hardening products

Ishkulov R.D., Abubakirov R.R., Latypov D.D., Li L.

*(Ufa state Petroleum Technological
University, Kosmonavtov Str., 1, Ufa,
Republic of Bashkortostan, 450062, Russia)*

Abstract. In order to obtain heat-resistant plugging materials, it is necessary to reduce the basicity ($\text{CaO} / \text{SiO}_2$) of both the cement and its hardening products. For rapid assessment of the basicity of curing products, it is suggested to evaluate their acidity (pH). The presence of low-basic components with a pH of less than 11.0 provides higher strength values, due to the fact that the compositions of high-temperature cements are designed in such a way that the hardening products are represented by tobermorite, xonotlite and other compounds having low pH values. Studies were carried out with two cements with different mineralogical composition which were exposed to high temperatures, and then the phase composition and pH were determined from the obtained stone.

Key words: Heat resistance of cement stone, value of acidity, hardening products, Phase composition, the basicity.

Повышение качества строительства скважин любого назначения неизбежно требует повышение качества применяемых тампонажных материалов [1, 2]. В высокотемпературных или паронагнетательных скважинах одной из основных проблем становится термическая

коррозия цементного камня, заключающаяся в перекристаллизации продуктов твердения цементного камня в термовлажных условиях [3].

Одним из важных параметров обеспечения термостойкости продуктов твердения является их основность, а именно соотношения молекулярной массы оксида кальция к молекулярной массе оксида кремния CaO/SiO_2 (C/S) [4-8]. Известно, что высокоосновные продукты твердения, у которых C/S больше 1,2, сильнее подвержены внутрифазовой и межфазовой перекристаллизации, тогда как у термостойких материалов (низкоосновных гидросиликатов кальция) это соотношение приближается к единице. Согласно литературным данным, показатель pH высокоосновных гидросиликатов кальция 12,0-12,5, а у низкоосновных менее 11 [8, 9]. Исходя из этого, можно предположить, что измеряя степень кислотности продуктов твердения цементного раствора, можно косвенно оценить термостойкость цементного камня.

Объектами исследования были выбраны цементы ПЦТ-I-50, который применяется в скважинах с температурой ниже 100, и специально разработанный термостойкий цемент ПЦТ-II-160 ACTIVE [3]. С помощью рентгенофазового анализа (РФА) определялся фазовый состав данных видов цемента и продуктов их твердения после нескольких циклов нагревания и охлаждения. Цементы заливались в микроавтоклавы [6], которые устанавливались в печи при температуре 150 °С. Каждый цикл испытания составлял 3 суток. Результаты определения pH приведены на рис. 1, 2.

Анализ фазового состава показал, что в продуктах твердения ПЦТ-I-50 содержится большое количество высокоосновных гидросиликатов кальция и портландита, что и подтверждается высокими (выше 12) значениями pH. Содержание данных фаз в цементе неблагоприятно сказывается на показателях прочности цементного камня.

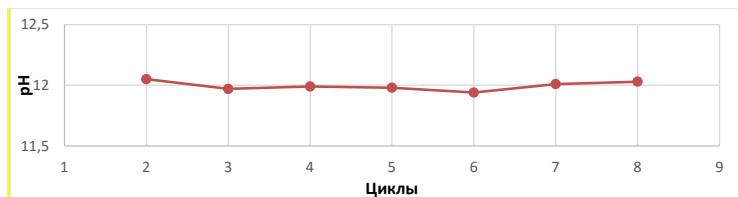


Рисунок 1 - Изменение pH при циклической термообработке ПЦТ-I-50

Поэтому при изготовлении тампонажных материалов для обеспечения термостойкости продуктам твердения в цементный раствор добавляют оксиды кремния для получения низкоосновных силикатов кальция [6]. В связи с этим в составе ПЦТ-II-160 ACTIVE по данным РФА отмечено большое количество кварца в составе цемента. После проведения циклов нагревания начался процесс перекристаллизации ранее образовавшихся высокоосновных гидросиликатов кальция и связывание SiO_2 [4-8], что подтверждается результатами РФА, которые показали уменьшение содержания кварца и портландита в продуктах твердения. Изменение pH продуктов твердения ПЦТ-II-160 ACTIVE после циклической термообработки показывает постоянное снижение этого показателя, причем, его стабилизация в 7 и 8 цикле, возможно, свидетельствует о завершении перекристаллизационных процессов в цементном камне.

В результате связывания с SiO_2 образуются низкоосновные гидросиликаты кальция, такие как розенханит и тоберморит, увеличение которых было отмечено по данным РФА.

Сопоставление динамики изменения pH с результатами рентгенофазового анализа, можно говорить об определенной связи между ними. Выявление такой корреляции, может позволить получить оперативную о фазовом составе цементного камня и оценить его термостойкость.

Результаты исследований показали термостойкость цемента ПЦТ-II-160 ACTIVE к циклическим температурным воздействиям и справедливость его применения для крепления паронагнетательных скважин при разработке битумных месторождений.

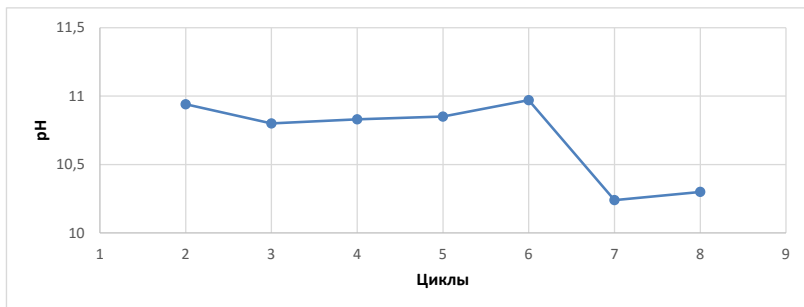


Рисунок 2 - Изменение pH при циклической термообработке ПЦТ-II-160 ACTIVE

Список используемых источников

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин: учебное пособие. Тюмень, 2011. 452 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., и др., Учебник для студентов вузов в 5 томах / под общей ред. В. П. Овчинникова. Тюмень, 2014. Том 1.
3. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Мяжитов Р.С. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин. Территория Нефтегаз. 2016. № 9. С. 26-33.
4. Даниюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов: Москва “Недра”, 1978. 293 с.
5. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промысловых растворов. С-Пб.: ООО «Недра», 2011. 245 с.
6. Кравцов В. М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. Крепление высоко-температурных скважин в коррозионно-активных средах: Москва “Недра” 1987.190 с.
7. Даниюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам: Москва “Недра”, 1987. 373с.
8. Бутт Ю.М., Рашкович Л.Н. Твердение вяжущих при повышенных температурах. М.: Стройиздат, 1965. 224 с.
9. Москвин В.М., Иванов Ф.М., Алексеев С.Н., Гузеев Е.А. Коррозия бетона и железобетона, методы их защиты. М.: Стройиздат, 1980. 536 с.
10. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине: Москва “Недра”,1990. 333с.

УДК 622.24.084.34

Проблема повышения качества цементирования

Кабоушев Арман Арстангалиевич, PhD докторант,
(НАО КазНИТУ им. К.И. Сатпаева, Алматы, Казахстан.)

Комлева Светлана Фаритовна, к.т.н., доцент,

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)
(State educational institution of higher education “Ufa State Petroleum Technological University”)

Аннотация: Приводятся анализ цементирования обсадных колонн, проведенный на основе отчетов по авторскому надзору за разработкой месторождения за период 2003-2007 г., краткий обзор технологии и качества цементирования обсадных колонн, а также осложнений при цементировании, представлен по годам и самое главное результаты оценки качества цементирования по заключениям АКЦ. Показано увеличения качества цементирования за счет применения химических добавок в качестве понизителя водоотдачи ВПК 402.

Ключевые слова: скважина, тампонажный раствор, ВПК -402, Амангелды, качество цементирования.

UDC 622.24.084.34

A problem of improving the quality of cementing

Arman Kabdushev Arstangalievich, PhD,

(NAO KazNRTU after K.I. Satpayev, Almaty, Kazakhstan.)

Komleva Svetlana Faritovna, cand. techn. sci., ass. prof.

(Ufa State Petroleum Technological University)

Annotation. The analyze of casing cementing is conducted on Author supervision's reports of gas fields exploration for the period 2003 -2007; brief overview on technology and quality assessment of casing cementing and also complicated situations during cementing is presented by years. And mainly, the results of quality assessment on cementing were given on the basis of acoustic well logging. Also the increasing of cementing quality is shown due to the use of chemical agents as fluid loss reducing agent ВПК-402.

Key words: well, cement slurry, ВПК -402, Amangeldy, quality assessment cementing.

Well cementing is performed mainly on two ways: for primary cementing and secondary cementing which is used for squeeze cementing or remedial-isolation works. During primary cementing the cement slurry is pumped into the annulus and a cement sheath is created between the casing and the borehole wall [1]. Then, the well is tested as a hydraulic quality test and according to the data of ACC or ultrasonic logging, which allow analyzing the adhesion of the cement stone to the casing and formation rock, issue the results of the cementing quality assessment. Cementing, which is carried out during repair and insulation works, mainly depends on the results of primary cementing, more precisely on its quality. Secondary cementing works mainly with the effects of primary cementing, which can occur during well operation. Therefore, the stage of primary cementing of wells is very important in the construction of wells

Of course, achieving durability of isolation of benches, creating a cement stone that can withstand heavy loads associated with increasing the depth of wells, as well as the development of "intelligent" cement mortars are, naturally, an important topic of the research. However, at the production level, there are big problems related to the quality of cementing and injection of wells, the solution of which can positively affect the increase in production of wells, as well as the reduction of the number of repair and insulation works.

The problem of quality cementation of wells has always been relevant, especially in the productive stratum of the well. To assess the quality of cementing after waiting on cement (WOC), practically all companies use mainly acoustic well logging. In the conditions of a working gas well, it is only possible to estimate the filling of the cavernous and intercal space with a cement stone by probing with a set of deep-seated neutron methods of SYGK and NNK.

The main problems identified during testing wells, after well cementing, are:

1. Poor contact of the cement shell with the casing and rock, or there are places where the cement stone is absent altogether, in other words, "windows" can be created.
2. Uneven distribution of cement stone in the annulus. This shows the centering of the casing in the well, since after the casing has been lowered together with its equipment (lanterns, turbulators, etc.), the quality of the work is not checked. Cases are possible, especially when running casing strings or when casing rigs have certain drawbacks and can not perform their functions.

3. The height of the lifting of the slurry. The use of scrapers also has its drawbacks, since during the descent this equipment removes the clay crust and leads to the fact that when the cement slurry enters the space between the casing and the layer, there will be an intensive filtration of the liquid into the formations from the grouting mortar. Naturally, the grouting mortar may thicken and it may happen that the plugging solution does not reach the end, but with high water yield, the high probability of colmatation near the bottom zone of the productive formation [2].

Cementing of wells has been used for more than a century, nevertheless, the creation and development of new and more modern compounds of oil-well slurries, chemical additives and devices continues to reduce the number of repair and insulation works associated with cementing wells and providing a cementation factor for production wells within 0,8 - 0,9 [3].

The Amangeldy gas field (Kazakhstan) also has problems with the quality of cementing wells. It should be noted that the mining and geological characteristics of the wellbore section at the Amangeldy deposit are quite complex from the point of view of obtaining high-quality cementing. This is due to many factors: the presence of a salt-water column; presence of gas content in different horizons; the presence of heterogeneous horizons. Also, the drilling and cementing of wells are complicated by the fracturing of the reservoirs and the related absorption of washing fluid and grouting solutions. The results of the cement quality assessment according to the conclusions of the acoustic well logging are shown in Figure 1 [4]. In 2004, casing cementing was carried out at wells 102, 105, 107, 108, 114-116 [4]. Cementing solutions based on cement of the brand ПЦТ -I-100 were used for cementation, and chemical reagents were used, such as the water loss reducer БПК - 402, the expanding additive СИГБ, the retarder for setting up НТФ, palygorskite, NaCl [4, 5, 6]. In 2005, casing cementing was carried out in 2 wells 104 and 117

During cementing grouting mortar were used on the basis of cements of ПЦТ-I-50 and ПЦТ-I-100 grades, and also a water loss reducer БПК-402 and chemical additives, retarder of setting of НТФ, and NaCl solution were used to increase the water-retaining capacity of the oil well. The last one was used as mixing water, since it was necessary to cement the salt-bearing sediments

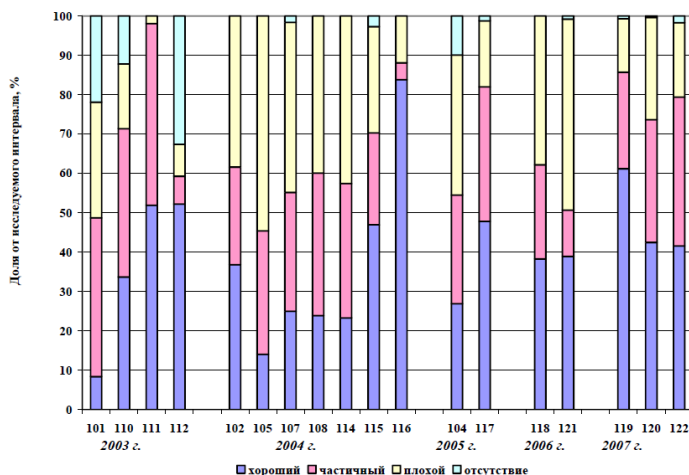


Figure- 1. The nature of the contact of cement stone from the production column

Also in 2006 cementing of casing strings was carried out only in 2 wells 118 and 121. Cementing solutions for intermediate columns were applied with grouting mortars based on ПЦТ -I-100 cement. For the treatment of cement mortars, chemical reagents of the same composition as in 2005 were used, only water was used as a buffer liquid.

In 2007, cementing of casing strings was carried out on three wells 119, 120 and 122. Cementing mortars were used for cement-based grouts based on the cements ПЦТ -1G-CC-1 and ПЦТ -1-100. For the treatment of cement mortars, chemical reagents were used: fluid loss reducer БПК -402, retarder for setting HTФ; When cementing the salt-containing sediments, NaCl solution (20%) was used as mixing plants.

It can be seen from the diagram that from 2004 to 2007, using the reagent of the water loss reducer БПК-402, which increases the water-retaining capacity of the solution, the quality of well cementing has also improved [6].

References

1. Well injection. Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A., Agzamov F.A., Nagarev O.V. Study Guide / Tyumen, 2011.
2. Damage of productive formations during well wiring, methods of preventing and eliminating / Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Akbulatov T.O., Sakaev R.M. Book / Ufa: publishing house UGNTU, 2004
3. Chemistry of oil-well and washing solutions: Training. Allowance / F.A. Agzamov, B.S. Izmukhambetov, E.A. Tokunova - St. Petersburg: NedraLtd, 2011.-p. 268
4. Tamponage solutions with reduced water yield: a textbook for students of higher educational institutions / S.F.Komlev [and others]; Edited by F.A. Agzamov. Ufa, "Monograph" LLC, 2008. -p 188 .
5. USE OF CEMENT SLURRIES WITH REDUCED FLUID LOSS FORWELL CEMENTING IN KAZAKHSTAN.F.A.Agzamov, A.A.Kabdushev, S.F.Komleva and N.A.Bayutenov/ Pollution Research. 35 (4) : 241-246 (2016)
6. Analysis of the development of the Amangeldy gas condensate field for the period 2003-2011. Aktau, 2012.-p 411.

УДК 622.24

Исследование процессов твердения и коррозии тампонажных материалов методом рентгенофазового анализа и термографического метода

Латыпов Денис Дамирович, Нафиков Динар Линафович,

Хабабутдинова Наркес Булатовна

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант, магистрант, аспирантка)

Аннотация. Составы цементов при крепление скважин играет важную роль, но не зависимо от стандарта они отличаются. Качество тампонажных материалов во многом определяется химическим, минеральным и фазовым составом. Фазовый состав указывает на содержание в материале фаз, т.е. частей, однородных по химическому составу и физическим свойствам и отделенных друг от друга поверхностями раздела.

Ключевые слова: Рентгеновский дифрактометр, коррозия тампонажных материалов, термогравиметрический анализ, электронный микроскоп.

UDC 622.24

Study of hardening and corrosion by plugging materials rengenofazovogo analysis and thermographic method

Latypov Denis Damirovich, Nafikov Dinar Linafovich, Hababutdinova

Narkes Bulatovna

(Ufa state petroleum technological university undergraduate, undergraduate, aspirante)

Abstract. Compositions of cements with mounting holes is important, regardless of the standard they are different. The quality of grouting materials is largely determined by the chemical and mineral composition and phase. Phase composition indicates the content of the material phases, ie, parts homogeneous in chemical composition and physical properties and spaced apart surfaces of the partition.

Keywords: X-ray diffractometer, corrosion plugging materials, thermal gravimetric analysis, electron microscope.

Составы цементов применяемых при креплении скважин играют важную роль, но не зависимо от стандарта они могут отличаться друг от друга. Качество тампонажных материалов во многом определяется их химическим, минеральным и фазовым составом [1, 2]. Фазовый состав указывает на содержание в материале фаз, т.е. частей, однородных по химическому составу и физическим свойствам и отделенных друг от друга поверхностями раздела

Качество цемента, его долговечность определяет также надежность охраны недр окружающей среды [3 - 6]. Поэтому при строительстве скважин очень важно знать, как фазовый состав применяемого цемента, так и получаемого цементного камня, а также применяемых добавок, которые используются для модификации тампонажного материала [7].

Для определения фазового состава цемента используются методы рентгенофазового анализа и термографический метод исследования. При оценке пористости цементного камня и взаимодействия отдельных структурных элементов может использоваться электронная микроскопия.

Для оценки качественного и количественного состава цементов нами использован рентгеновский дифрактометр D2 PHASER [8], который кроме съемки дифрактограмм позволяет проводить первичную их обработку в программе «Eva» (качественный фазовый анализ). Программой «Торас» проводится профильный анализ всей дифрактограммы.

В процессе исследований были исследованы характеристики мономинералов входящих в состав цемента, и с использованием эталонных материалов были определены количественные составы нескольких видов цемента.

В качестве примеров на рисунке 1 приведены характеристики цементов ПЦТ1-50 и ПЦТ2-50, из которых видно, что в составе содержатся 4 основных мономинерала C2S, C3S, C4AF, C3A.

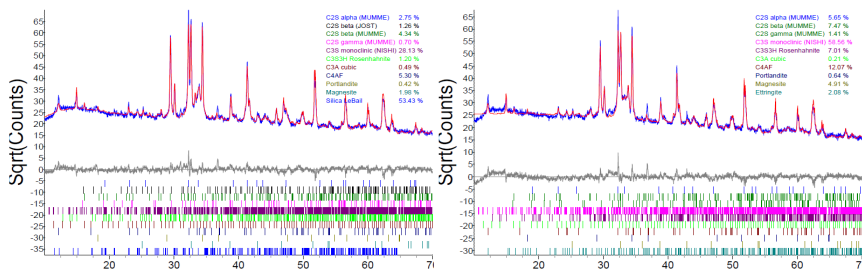


Рисунок 1 – Рентгенограммы цементов ПЦТ1-50, ПЦТ2-50

Рентгенофазовый анализ эффективен для исследования продуктов твердения цемента. В частности, нами были исследованы продукты твердения тампонажных цементов после их твердения в чистой воде и сероводородсодержащей воде. В качестве примера исследованные образцы представлены на рисунке 2.

Для уточнения состава продуктов твердения эффективным является использование синхронного термографического анализ, являющийся аналитическим методом, в котором масса образца фиксируется как функция температуры или времени, когда образец подвергается температурной обработке: нагревается с постоянной скоростью, либо охлаждается за определенное время или выдерживается при постоянной температуре.

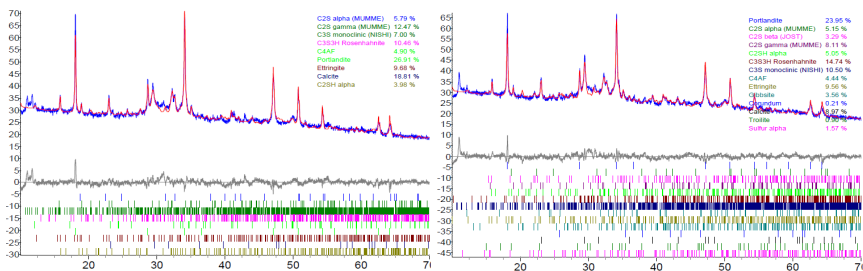


Рисунок 2 – ПЦТ1-50 белая часть, ПЦТ1-50 серая часть после 4 месяцев твердения в сероводородсодержащей воде

Опыты проводились на приборе STA 449 F3 Jupiter с квадрупольным масс-спектрометром QMG 409C Aeolus и программным комплексом Proteus, и компьютерами для обработки данных [8].

На рисунке 3 представлена диаграмма образца цементного камня после двухмесячного хранения в сероводородсодержащей воде.

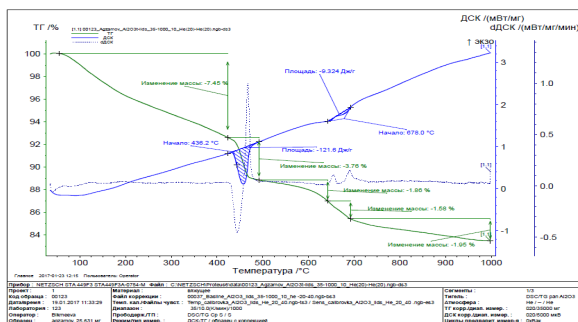


Рисунок 3 – ТГ, ДСК кривые и кривые интенсивности выделения H_2O и CO_2

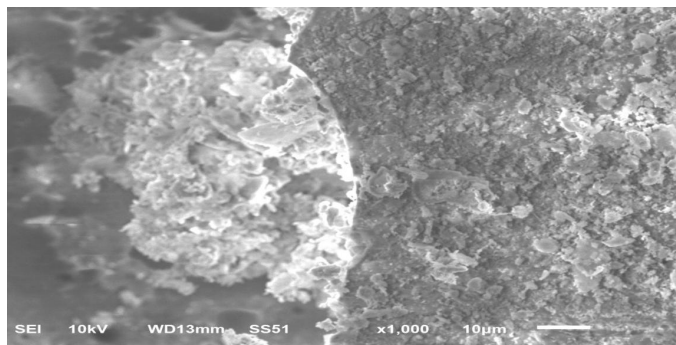


Рисунок 4 – Микрофотография цементного камня после сероводородной коррозии.

Также для более детального исследования продуктов твердения находившихся в сероводородной среде применялась электронная микроскопия, позволившая оценить влияние сероводорода на изменение структуры цементного камня (рисунке 4).

Список использованных источников

1. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным скважинам. – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1987. - 373 с.
2. Кузнецова Т.В., Кудряшов И.В., Тимашев В.В. Физическая химия вяжущих материалов: Учебн. для вузов. –М.: Высш. шк., 1989. – 384 с.
3. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. «Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах». – С-Пб.: ООО «Недра», 2005. -318 с.
4. Заканчивание скважин. / Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Учебное пособие для вузов. - Тюмень, 2011. – 452 с.
5. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. С-Пб.: ООО "Недра", 2007. – 464 с.
6. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах/ Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. – М.:Недра, 1987, 190с.
7. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. С-Пб.: ООО "Недра", 2011. 245 с.
8. Ломакина Н.Б., Гафурова Э.А., Бикмеева Н.Б. Современные строительные материалы. Методы исследований: Учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных работ для подготовки магистров. – Уфа.: УГНТУ, 2014.

УДК 622.24

Оценка энергозатрат на вибрационные процессы, происходящие в системе «бурильная колонна-долото- забой»

Миннивалеев Т.Н.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Ягафарова Х.Н.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Абдюкова Р.Я.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Миннивалеев А.Н.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Миннивалеева А.Н.

(ФГБОУ ВО БашГУ)

Мерзляков А.А.

(ФГБОУ ВО КГАСУ)

Аннотация. В статье рассмотрены причины возникновения колебательных процессов, возникающих при бурении скважин. Показано, что частота колебаний находится в интервале от менее 1 Гц до 500 Гц и выше. Последние в свою очередь приводят к преждевременному износу бурильного инструмента и ухудшению технико-экономических показателей бурения.

Ключевые слова: частота колебаний, гидравлический забойный двигатель, буровой насос, колебания давления промывочной жидкости, вибрация бурильного инструмента, динамичность бурильного инструмента.

UDC 622.24

Evaluation of energy consumption on the vibrational processes in the system «drill pipe- drilling bit – bottom hole»

Minnivaleev T.N.

(The Oktyabrsky City Department of FSBEI HPE «The Ufa State Petroleum Technical University»)

Yagafarova Kh.N.

(The Oktyabrsky City Department of FSBEI HPE «The Ufa State Petroleum Technical University»)

Abdyukova R.Y.

(The Oktyabrsky City Department of FSBEI HPE «The Ufa State Petroleum Technical University»)

Minnivaleev A.N.

(The Oktyabrsky City Department of FSBEI HPE «The Ufa State Petroleum Technical University»)

Minnivaleeva A.N.

(FSBEI HPE Bashkir State University)

Merzlyakov A.A.

(FSBEI HE KSUAE)

Abstract The paper deals with causes of vibration processes arising in well drilling. The author states that the oscillation frequency is in the range from less than 1 Hz up to 500 Hz and above. That causes a high speed wear of bit and decline of economic and technical factors of drilling.

Keywords: vibration frequency, hydraulic downhole motor, slush (mud) pump; drill bit vibration, dynamics of drilling tool.

Процесс бурения сопровождается появлением различного рода колебательных процессов. Несмотря на многообразие причин природы их происхождения в качестве критерия классификации колебательных процессов можно принять их частотный диапазон. Учитывая результаты множества проведенных исследований в соответствии с этой классификацией можно условно выделить следующие частотные группы: инфранизкий, низкий, средний и высокий.

При изучении колебательных процессов бурильного инструмента нужно отметить, что процессы, происходящие в системе «бурильная колонна-долото-забой» определяют эффективность разрушения породы и бурения в целом. Долото является источником интенсивных колебательных процессов широкого частотного диапазона. В результате взаимодействия долота с забоем происходит как появление сейсмических волн в массиве горных пород, так и вынужденных механических колебаний бурильной колонны.

В качестве величины, позволяющей произвести оценку относительного вклада динамической и статической компонентов в общую силу воздействия долота на забой, может быть использован коэффициент динамичности [1,13]. Результаты экспериментальных исследований выявили такую зависимость – чем тверже порода, тем большее значение будет иметь и коэффициент динамичности [2, 6, 7]. В работе [7] говорится, что статическая сила может быть меньше динамической более чем в 2 раза, а данные работы [13] говорят о том, что отношение динамической силы к статической может достигать значения, равного 4.

С ростом коэффициента динамичности соответственно растут и продольные колебания долота, связанной с ним бурильной колонны. Результатом этого могут стать кратковременные отрывы долота от забоя, что приводит к тому, что долото может в совокупности находиться в состоянии «зависания» над забоем до 60% от всего времени бурения. По существу снижение времени контакта долота с забоем приводит к уменьшению времени разрушения горной породы и, как следствие, к снижению механической скорости бурения. В свою очередь, вибрация и ударные нагрузки ведут к усталостным разрушениям, преждевременному износу долота, бурильного инструмента. Непостоянство силы воздействия долота на забой также негативно сказывается и на работе забойных двигателей, приводя к колебаниям частоты их вращения. Этот факт может привести к возможной остановке забойного двигателя, особенно при прохождении упругопластичных пород.

Среди причин, вызывающих колебания бурильного инструмента, необходимо отметить работу поршневого бурового насоса, являющегося генератором интенсивных волновых процессов с частотой приблизительно 1 Гц. При этом амплитуда колебаний, идущих от насоса, является значительной величиной.

В условиях, когда среднее давление промывочной жидкости в гидросистеме составляет 10 МПа и более, ее пульсация приводит не только к появлению колебаний давления про-

мывочной жидкости в циркуляционной системе, но и к дополнительной расквашке бурильной колонны с той же частотой.

Таким образом, в процессе бурения скважин режим вынужденных колебаний бурильного инструмента приводит к непроизводительным затратам мощности, развиваемой забойным двигателем. Причем эти затраты достигают 30% от общей мощности двигателя. Даже если не брать в расчет силы трения на вибрацию УБТ расходуется энергия, сопоставимая с энергией, затрачиваемой на разрушение горной породы на забое. Даже частичное использование этой энергии за счет возврата к забою позволит интенсифицировать процесс бурения.

Список использованных источников

1. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - № 11. - С. 26-29.
2. Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле 2014: сборник трудов Международной научно-технической конференции: в 2-х т. / отв.ред. К.Т. Тынчеров -Уфа: Аркаим, 2014. -Т. 1. - С. 370-375.
3. Применение логико-смысловой модели в формировании общепрофессиональных компетенций выпускника технического вуза [Текст] / Р.Я. Абдюкова, И.Г. Арсланов, Х.Н. Ягафарова, А.И. Ямалтдинов // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника - 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014.- С. 120-129.
4. Ахметов, Р.Т. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.1.- С. 92-99.
5. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. - М.: Недра, 1993. – 416 с.
6. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И.Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ, 2015. - № 6 (45).- С. 14-16.
7. Миннивалеев, Т.Н. О влиянии динамичности бурильного инструмента на показатели бурения [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов сборник научных трудов в 2 –х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.- Т.2. - С. 87-91.
8. Миннивалеев, Т.Н. Разработка компенсатора для защиты трубопроводов и оборудования от колебаний давления и гидроударов [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №4 (90). – С. 164-168.
9. Миннивалеев Т.Н. Способность использовать основы правовых знаний как одна из важных составляющих общекультурной компетенции выпускников нефтегазового вуза [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеева // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров – Уфа: Альфа Принт, 2016. - С. 46-50.
10. Использование балльно-рейтинговой системы при преподавании дисциплин профессионального цикла [Текст] / Р.И. Сулейманов, Р.Г. Хабибуллина, А.К. Зарипов, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров – Уфа: Аркаим, 2014. - С. 190-195.

11. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016. - № 2. - С. 14-16.

12. Хузина, Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей: дис. ... докт. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2006. – 266 с.

13. Шлык Ю.К. Повышение эффективности турбинного бурения путем улучшения характеристик турбобура и передачи забойной информации по механико-гидравлическому каналу связи: дис. ... докт. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 237 с.

УДК 622.245

Оценка изменения качества буферных жидкостей при их смешении с буровым раствором

Мунзаров Т. И.

Лутфуллин Т. Р.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. Одним из основных способов достижения надежного разобщения пластов является подготовка скважины к принятию цементного раствора. С этой целью применяются буферные жидкости, основная задача которых полное вытеснение бурового раствора из трубного пространства и обработки поверхности обсадной колонны и стенки скважины для лучшего сцепления с цементом. Одним из показателей качества буферных жидкостей является их отмывающая способность по отношению к фильтрационной корке и пленке буровых растворов. В статье приводятся результаты лабораторных исследований по определению отмывающей способности буферных жидкостей по отношению к различным буровым растворам и проведена оценка их эффективности.

Ключевые слова: Буферная жидкость, качество цементирования, отмывающая способность, скважина, тампонажный раствор, отмывающая способность.

УДК 622.245

Estimation of spacer fluids quality changes in case of mixing with mud flush

Munzarov T.I.

Lutfillin T.R.

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract: One of primary methods for achieving secure zonal isolation is preparing bore hole for cement grout injecting. For this purpose, spacer fluids are applied that mainly intended for complete mud flush removal from annular space, as well as casing column surface and bore hole wall treatment for better adhesion with cement. One of spacer fluids quality parameters is washing capability in relation to filter cake and mud flushes film. The article contents laboratory results regarding to definition of spacer fluids washing capability in relation to different mud flushes and efficiency estimation.

Keywords: Buffer liquid, cementing quality, wells, cement slurries, the ability to launder

Одним из факторов повышающих качество цементирования скважин является эффективность замещения бурового раствора тампонажным, которая во многом зависит от реологических свойств применяемых технологических жидкостей. На эффективность замещения существенно влияют буферные жидкости [1-4]. Номенклатура буферных жидкостей (БЖ) в настоящее время достаточно широка, причем есть буферные жидкости, которые получают в виде сухих порошков и готовятся на буровой перед цементированием, есть БЖ получаемые добавлением различных химических реагентов в техническую воду. Как правило, буферные жидкости отличаются по плотности, реологии и другим характеристикам [4-6]. Традиционно считается, что вытесняющая способность буферных жидкостей зависит от их реологии, и в

этой связи, некоторые авторы [3, 7, 8], показывают, что эффективными являются высоковязкие буферные жидкости. Ряд исследователей считают, что эффективным для вытеснения бурового раствора тампонажным жидкостью, являются вязкоупругие жидкости.

В то же время, высокая степень замещения бурового раствора тампонажным, не обеспечивает удаления со стенок обсадных колонн и стенок скважины пленку промывочной жидкости, которая прочно удерживаясь на поверхностях, впоследствии не удаляется цементным раствором.

В этой связи необходимо обратить особое внимание на еще одну функцию промывочной жидкости, а именно, удаление пленки промывочной жидкости со стенок скважины и обеспечение хорошего контакта цементного раствора с ограничивающими поверхностями [9].

Однако не все виды буферной жидкости эффективно работают в этом плане и проведенные исследования показали, что существуют резервы для повышения отмывающей способности буферной жидкости.

В процессе цементирования, при движении внутри обсадной колонны буферная жидкость неизбежно смешивается с промывочной жидкостью, и это существенно ухудшает ее отмывающую способность [10].

Для проверки указанного предположения, был проведен комплекс специальных экспериментов. При этом исследовались несколько видов буферных жидкостей, которые показали хорошую эффективность при изучении их отмывающей способности, которая достигала 90 и более процентов [11].

На рисунке 1 приведены результаты определения отмывающей способности нескольких видов буферных жидкостей по отношению к пленке полимер глинистого (бентонитового) бурового раствора [11].

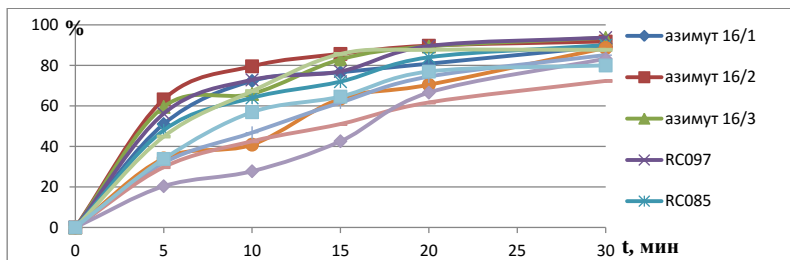


Рисунок 1 - Отмывающая способность буферных жидкостей

Одновременно в работе [11] было показано, что эти результаты не совсем корректны, поскольку буферная жидкость контактирует со стенками скважины в течение всего 3-5 минут, а по существующей методике отмывающая способность определяется через 30 минут. Если сравнить данные полученные через 5 минут, то видно, что отмывающая способность, многих буферных жидкостей существенно ниже, чем для 30 минутного интервала. Учитывая, что при попадании бурового раствора в буферные жидкости их отмывающая способность будет ухудшаться, то можно прийти к выводу, что применение большинства буферных жидкостей было бесполезным.

Для проведения исследований были взяты буровые растворы, состав и свойства которых приведены в таблице.

В качестве буферных жидкостей были использованы растворы, которые ранее показали свою высокую эффективность, а именно;

- сухие буферные порошки Азимут 16/1; 16/2; 16/3;
- сухой буферный порошок RC085 при концентрации 1%.

Таблица - Состав и свойства буровых растворов

	Состав бурового раствора	Свойства бурового раствора				
		ρ , кг/м ³	УВ, с	η , мПа·с	ДНС, дПа	ПФ, мл/30мин
БР1	Вода пластовая, ПБМБ 3%, KCL 5%, ПолиКР-К 2,0%, биоксан 0,2%, СМЭГ 1,5%, силанж 0,3%, полизоль 1,5%, асфальт сульфированный 2,0%, ФХЛС 1,5%	1300	35	23	110	3,4
БР2	Вода пресная, ПБМБ 2%, KCL 2%, ПолиКР-К 2,0%, биоксан 0,2%, СМЭГ 0,5%, силанж 0,3%, полизоль 0,5%	1095	40	17	86	4.7
БР3	Вода пресная, KCL 3%, ПолиКР-К 2,5%, биоксан 0,25%, карбонатный утяжелитель 10%	1075	29	12	48	3,6

При получении буферных жидкостей все сухие порошки предварительно растворялись в пресной воде. Опыты проводились с разбавлением бурового раствора в соотношении 25% и 75% в буферной жидкости. Результаты исследований представлены на рисунках 2-4.

Из полученных результатов видно, что практически все виды буферных жидкостей при смешении с глинистым раствором снизили свою отмывающую способность, причем, чем больше процент разбавления буферной жидкости, тем больше потери отмывающей способности.

При отсутствии нижней цементировочной пробки в буферную жидкость перейдет пленка бурового раствора со стенок обсадной колонны, и степень разбавления буферной жидкосты буровым будет еще выше. Это означает, что буферный раствор в данном случае практически полностью разбавился и степень его разбавления может достичь не только 25% но и может достичь 75% а это означает что ее отмывающая способность практически исчезающе мала.

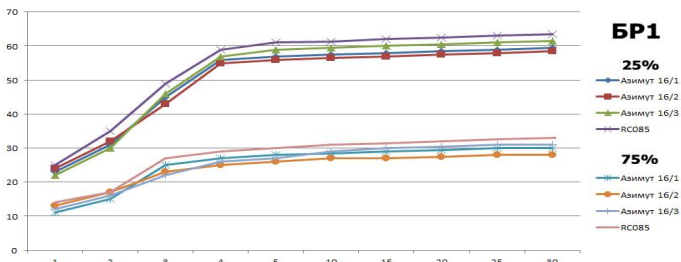


Рисунок 2 - Влияние БР1 с концентрацией 25% и 75% на отмывающую способность буферной жидкосты

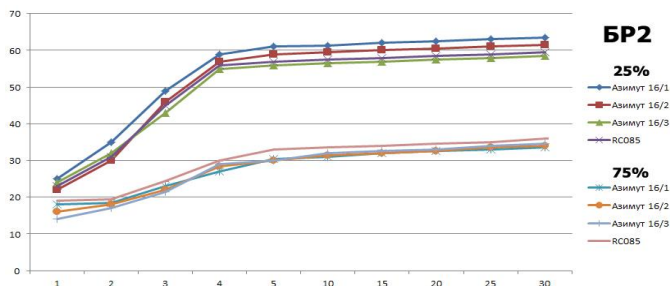


Рисунок 3 - Влияние БР3 с концентрацией 25% и 75% на отмывающую способность буферной жидкосты

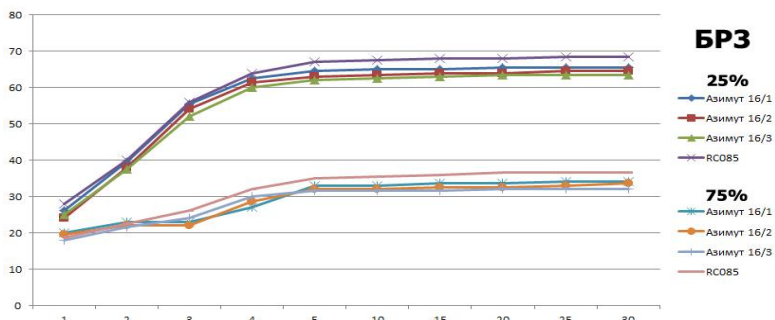


Рисунок 4 - Влияние БРЗ с концентрацией 25% и 75% на отмывающую способность буферной жидкости

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Аксенова Н.А., и др. Учебник для студентов вузов в 5 томах / под общей ред. В. П. Овчинникова. Тюмень, 2014. Том 1.
2. Заканчивание скважин. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Учебное пособие / Тюмень, 2011.
3. Эффективность вытеснения бурового раствора из каверн / Е. П. Ильясов, В. Г. Смолянинов, Ю. И. и др. // Нефтяное хозяйство. - 1972. - № 8.
4. Ашрафьян М.О. Технология разобцеия пластов в осложненных условиях// М., Недра. 1989. 228 с.
5. Порошкообразная смесь для приготовления буферной жидкости О. Н. Мироненко, В. Е. Ахрименко, А. А. Баранник, и др. № 1011855. Б. И. № 14, 1983.
6. Термослестойкая буферная жидкость / В. Е. Ахрименко, .. И. Булатов, А. К. Кукусов, Р. Ф. Уханов, и др. № 907222. Б. И. № 7, 1982.
7. Булатов А. И., Рабинович И. Р. Критерии полноты вытеснения зурового раствора тампонажным при цементировании скважин // Труды ВНИИКРнефти. - Краснодар, 1986.
8. Будников В. Ф., Булатов А. И. Исследование течения вязкопластичных жидкостей. - Краснодар: Просвещение-Юг, 2002.
9. Высокотехнологичные, отвечающие назначению буферные жидкости. Schlumberger. Статья. / Нефтегазовое обозрение, - 1997.
10. Экспресс - методика выбора моющей буферной жидкости. Лышко Г.Н., Лышко О.Г., Экспозиция нефть газ, 3/Н (09) июнь 2010. С. 47-48.
11. Исследование буферных жидкостей для повышения качества крепления скважин Агзамов Ф.А., Галимов И.М., Аль-Сельви М. Нефтяная провинция. 2016. № 1. С. 65-72.

УДК 622.248.3

Осложнения при бурении в районах залегания многолетнемерзлых пород и способы их ликвидации

Мухутдинов Рустам Разифович (ст. гр. МГБ03-16-03)

Рахматуллин Дамир Валерьевич (доцент, к.т.н.)

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные виды осложнений, возникающих при бурении в многолетних мерзлых породах. Описаны причины их появления, условия возникновения. Приведены наиболее распространенные способы предупреждения и ликвидации осложнений.

Ключевые слова: осложнение, растепление, затрубное пространство, прискважинная зона, протаивание.

UDC 622.248.3

Complications in drilling in the areas of multi-frozen rocks and the methods of their liquidation

Mukhutdinov Rustam Razifovich (article: MGB 03-03-03)

Rakhmatullin Damir Valerievich (Associate Professor, Ph.D.)

(FGBOU VO "Ufa State Petroleum Technical University", Department "Drilling oil and gas wells")

Annotation. This article deals with the main types of complications arising from drilling in perennial frozen rocks. The causes of their appearance, the conditions of occurrence are described. The most common ways to prevent and eliminate complications are given.

Key words: complication, thawing, annular space, near-well zone, thawing.

Согласно принятой терминологии, многолетнемерзлые (вечномерзлые) породы (ММП) – это породы, температура которых долгое время не поднимается выше 0°C. Мощность ММП, залегающих в верхней части геологического разреза многих северных районов иногда достигает 500 м и более.

Опыт строительства скважин в районах распространения вечной мерзлоты свидетельствует о том, что при применении промывочных жидкостей с положительной температурой в породах, теряющих свою вязкость при протаивании, как, например, в песке, сцементированном только льдом, приводит к целому ряду осложнений [6].

Увеличение концентрации песка в промывочной жидкости, ввиду протаивания порового льда, приводит к засорению циркуляционной системы, усиленному износу инструмента, что в итоге, проявляется в замедлении скорости механического бурения. Снижение данного показателя приводит к увеличению времени контакта промывочной жидкости со стенками скважины, что в свою очередь способствует еще большему протаиванию стенок скважины и дальнейшему размыву песка с образованием каверн. Каверны служат причиной возникновения многочисленных осложнений и аварий, таких как образование провалов и провальных воронок, угрожающих устойчивости вышки, появление уступов, возникновение аварий с буровым инструментом, также, кавернообразование ухудшает качество бурового раствора и затрудняет процесс крепления скважины. Причем, чем выше температура и длительность контакта циркулирующей жидкости с мерзлыми породами, тем выше кавернообразование. Поэтому для уменьшения объема каверн и последствий кавернообразования необходимо снижать температуру и время контакта.

Для снижения температуры циркулирующего раствора возможно использование низкотемпературных режимов промывки: применение градиен, водооборотное охлаждение, заглубление теплообменных батарей в мерзлые породы, добавка льда в циркулирующий раствор. Однако, все эти приемы низкотехнологичны и требуют наличия специальных холодильных агрегатов, что сильно ограничивает их использование на практике. Так же, возможна продувка скважин охлажденным воздухом. Недостатком является высокая температура на выходе из компрессора (70-80 °C) и выпадение конденсата в скважине при охлаждении.

Наиболее широкое распространение получили газожидкостные системы (аэрированные жидкости и пены), в том числе из-за снижения затрат энергии, расхода дизельного топлива (до 30%) по сравнению с продувкой скважины воздухом, а также почти вдвое меньшие эксплуатационные расходы при бурении ММП [7].

Однако, поскольку реализация перечисленных мероприятий приводит к значительному удорожанию стоимости скважины, более предпочтительными являются мероприятия, направленные на сокращение времени контакта промывочной жидкости с неустойчивой мерзлой породой.

Наиболее простейшим и эффективным средством против образования каверн является перекрытие неустойчивого интервала мерзлых пород сразу после проходки дополни-

тельной колонной, получившей название удлиненного направления. Причем его башмак обязательно должен устанавливаться в устойчивых породах, иначе дальнейшее бурение может привести к обрыву или падению колонны. Однако, применение удлиненного направления приводит к усложнению конструкции скважины и ограничивается небольшой глубиной.

Еще одним характерным осложнением при бурении скважин в мерзлых породах является размыв трубных направлений восходящим потоком тепловой промысловой жидкости. Причиной является просачивание бурового раствора в кольцевой канал между цементным камнем и породой, образованный протаиванием ледяной корки. Это приводит к потере несущей способности породы и возникновению деформационных процессов под действием сил горного давления, в результате чего образуются воронки и провалы.

Для предотвращения провалов следует тщательно выбирать участок под строительство буровых установок (подбор участка только в течение бесснежного периода, избегание чрезмерно заболоченных, увлажненных участков и местности со значительным уклоном), а при проектировании скважин в ММП руководствуются принципом сохранения почвенно-растительного покрова в естественном состоянии в течение всего периода эксплуатации.

Так же, для предупреждения последствий протаивания мерзлых пород в период продолжительного бурения были разработаны различные способы пассивной и активной теплозащиты.

Пассивная теплозащита предполагает ограничение величины теплового потока от скважины в породу путем заполнения пространства между трубами материалом с низкой теплопроводностью. В качестве теплоизоляционных материалов могут применяться воздух, газы, вакуумированные экраны, различные вязко-текучие композиции и волокнисто-пористые материалы.

Активная теплозащита подразумевает выведение теплового потока от скважин на поверхность земли с последующим его рассеиванием в атмосфере, то есть для вывода тепла необходима циркуляция хладагента в пространстве за скважиной. Активная теплозащита не требует больших затрат только на малых глубинах, поэтому было предложено отказаться от холодильной установки и использовать атмосферный холод и исключить принудительную циркуляцию за счет использования естественной конвекции (вентиляционный патрубок) [6].

Остановка скважины на длительное время приводит к восстановлению естественного поля температур и к замерзанию водосодержащих сред, то есть, происходит обратное промерзание. При замерзании увеличивается объем твердой фазы по сравнению с жидкой и развиваемые в замкнутой емкости давления могут быть настолько высокими, что могут привести к смятию или разрыву колонн в интервале мерзлых пород.

Для решения проблемы обратного промерзания были предложены два пути: снижение температуры замерзания жидкости в заколонном пространстве ниже температуры породы путем подачи в нее антифризов или отведение избытка жидкости из каверн.

В первом случае применяют различные соли (NaCl , CaCl_2), которые могут применяться еще на стадии бурения, однако, при длительном пребывании раствора в заколонном пространстве их концентрация будет постепенно уменьшаться, то есть в данном случае процесс обратного промерзания лишь оттягивается, но не ликвидируется.

Во втором случае, сначала осуществляется обогрев колонны путем пропускания тока через саму колонну или по кабелю, спущенному параллельно колонне. Затем осуществляется отведение избытка жидкости, замерзшей в кавернах, через каналы вокруг колонны, образованные ее нагревом или эту жидкость собирают в замкнутую полость, образованную кожухом и обсадной колонной.

Так же, для предупреждения смятия колонн используют различные каналообразователи, к примеру, гофрированная трубка. Ее заполняют незамерзающей жидкостью и опускают параллельно колонне. При возрастании давления усилия, действующие на трубку, вызывают ее удлинение, что приводит к разрушению ледяных перемычек и образованию канала для отвода избытка жидкости.

Список использованных источников

1. Быков И.Ю. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах [Текст]: учеб. пособие / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылёва. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.
2. Страбыкин Н.Н. Техника бурения взрывных скважин в мерзлых породах [Текст] / Н. Н. Страбыкин. – М.: Недра, 1989. – 172 с.
3. Грязнов Г.С. Конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород [Текст] / Г.С. Грязнов. – М.: Недра, 1978. – 136 с.
4. Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах [Текст] / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
5. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах [Текст] / Р.И. Медведский. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
6. Особенности строительства и эксплуатации скважин в условиях многолетней мерзлоты [Электронный ресурс] / Группа ЭРТА. – Электрон. журн. – Москва: [б.и.], 2004. – Режим доступа: <http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/885/>.

УДК 622.276

Технология многозабойного бурения как способ вовлечения трудноизвлекаемых запасов при разработке месторождений Западной Сибири

О.Н.Павельева, А.О.Басов

(Тюменский Индустриальный Университет, студент)

Аннотация: Данная научная работа направлена на рассмотрение многозабойного бурения как способа вовлечения трудноизвлекаемых запасов при разработке месторождений Западной Сибири. Проведено сравнение технологий бурения многозабойных и горизонтальных скважин. На основе данного анализа были выявлены условия эффективного и рентабельного использования многозабойных скважин.

Ключевые слова: многозабойное бурение, трудноизвлекаемые запасы, залежь, горизонтальная скважина, фрезирование, эксплуатационная колонна.

UDC 622.276

Multilateral drilling technology as an approach of involving hard-to-recover reserves in the development Western Siberia fields

O.N.Pavelyeva, A.O.Basov

(Tyumen Industrial University, student)

Abstract: This research work is aimed at consideration of multilateral drilling as a way to engage hard-to-recover reserves, as well as prisoners in the traps, as the heavy bituminous oils, in the development of fields in Western Siberia. In this article are outlined and described detailed the technique of multilateral drilling. A comparison of the technology of drilling multilateral and horizontal wells. On the basis of this analysis revealed the conditions of effective and cost-effective use of multilateral wells.

Key words: Multilateral drilling, hard-to-recover reserves, deposit, horizontal well, cutting, production string.

В современное время актуальной проблемой в нефтегазовой отрасли является увеличение в объеме и выработка остаточных трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Как известно, доля активных запасов, не вовлеченных в разработку сосредоточены в низкопроницаемых и сложнопостроенных коллекторах, а также в заводненых зонах неоднородных залежей с активными запасами.

Для увеличения рентабельности эксплуатации скважин и активизации выработки этих запасов в последние годы начали широко применять такие технологии, как бурение горизонтальных, разветвленных, многоствольных скважин, использование гидроразрыва пласта (ГРП), в том числе многостадийных. [1-3] Однако, как показывает практика не всегда данные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) дают ожидаемый положительный результат.

В процессе выработки ТРИЗ и воздействия на пласт важно знать его геолого-физические характеристики (ГФХ). Ведь именно от этого зависит эффективная работа каждой из технологий, которая имеет свои граничные условия.

Разветвлённое бурение является эффективным методом ПНП. В стороны от основного ствола формируются боковые стволы, которые создают дополнительные каналы для притока жидкость, а также позволяют проводить химические обработки, ГРП и закачку пара.

Одна из основных целей бурения многозабойных скважин – интенсификация добычи углеводородов из основного вертикального или вертикально-направленного ствола, т.е. бурение дополнительных стволов за пределы поврежденной призабойной зоны и обеспечении доступа к не дренируемым участкам пласта или вовлечение в разработку коллекторов, которые разрабатывать отдельной вертикальной скважиной было не рентабельно.

Данная технология применяется для: глубокого вскрытия устойчивых пластов скважин, вскрытия большим количеством стволов ПЗП, наподобие кавернонакопителя, в несцементированных терригенных пластах добывающих скважин, вскрытия предварительно изолированных под большим давлением тампонажными материалами (смола, цемент) скважин при наличии конуса воды или перетоков, вскрытия нагнетательных скважин с терригенными пластами, загрязненными сточными водами, вскрытия пластов с залежами тяжёлой нефти, вскрытия маломощных, неглубокозалегающих, истощённых залежей с низкой проницаемостью.

Данный метод является эффективным способом расширенного вскрытия пластовых пород по сравнению с традиционной перфорацией. Он является реальным конкурентом технологии ГРП, в случае одного пласта. Но, не смотря на все положительные стороны данной технологии, нужно отметить, что бурение многозабойных скважин не всегда эффективно и рентабельно.

Для того, чтобы понимать, когда же строительство МЗС рентабельно мы, составили требования для выявления скважин кандидатов, для многозабойного бурения в условиях Западной Сибири.

- 1) Через ствол основной скважины должна свободно проходить к забоям стволов отклоняющая компоновка инструмента;
- 2) Во всех интервалах ствола должна быть возможность искривления скважины с максимальной интенсивностью;
- 3) По возможности ствол скважины должен позволять проведение геофизических и инклинометрических работ;
- 4) Вязкость нефти, от <1 сП до >100 сП;
- 5) Глубина залегания коллектора, от 1500м до >3000м;
- 6) Коэффициент расчленённости от 1ед. до >8ед.;
- 7) Коэффициент песчанистости от <0,3д.ед. до ≈0,6 д.едю;
- 8) Многопластовость объекта разработки от 1 до >5;
- 9) Темп отбора ТРИЗ от <2% до >16%;
- 10) ТРИЗ от 1 млн.т до >100 млн.т.;
- 11) Наличие водоносных горизонтов (ВГ) и газовых шапок (ГШ) – МЗС эффективны как при отсутствии, так и при наличии ВГ и ГШ;
- 12) Литология коллектора – терригенные коллектора, карбонаты, доломиты, плотные песчаники;
- 13) Проницаемость от 0,05 мД до 3 мД для юрских и баженовских отложений, от 1 мД до 3 мД для ачимовских отложений, от 10 мД до 37 мД для меловых отложений;
- 14) Эффективная нефтенасыщенная толщина от 8м до >20м.

Исходя из вышеперечисленных критериев можно сделать вывод, что МЗС как метод ПНП имеет множество положительных сторон и превосходит большинство методов интенсификации добычи, но уступает бурению ГС по эффективности, однако, как метод доразработки (вовлечение в разработку ТРИЗ и запасов, добыча которых, с помощью ВС не рентабельна) месторождений, может считаться основополагающим решением в данном вопросе.

В заключение хотелось бы отметить, что технология разветвлённого бурения является не только экономически эффективным методом, позволяющим увеличить производительность и обеспечить доступ к «защамленным» углеводородам, но и кратчайшим путем достижения данных целей.

Список использованных источников

1. Иванов, В.А. Система разработки малопродуктивного зонально-неоднородного нефтяного пласта [Текст] / В.А. Иванов // НТЖ Нефтепромышленное дело. – 2012. – №8. – С. 5-11.
2. Демяненко, Н.А. Новые технологии для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов Припятского прогиба [Текст] / Н.А. Демяненко, П.П. Повжик // Время колтюбинга, время ГРП. – 2015. – №2. – С. 22-31.
3. Демяненко, Н.А. Бурение глубоких радиальных каналов. Вскрытие продуктивных пластов низкопроницаемых коллекторов [Текст] / Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, П.П. Повжик, М.И. Галай, Д.Л. Третьяков, С.Д. Клочков // Oil and Gas Journal. – 2016. – №7. – С. 52-56.
4. Сушко Ю.В. Комплекс для радиального вскрытия пласта Radial Drilling Unit [Текст] / Ю.В. Сушко // Время колтюбинга, время ГРП. – 2009. – №2. – С. 41.
5. Лутфуллин, А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России [Текст] / А.А. Лутфуллин // Бурение и нефть. 2009. – №2. – С. 6-9.
6. Элиот, Т.С. Tethys Petroleum: Опыт применения технологии радиального бурения: Северный Уртабулак [Электронный ресурс] / Т.С. Элиот // Электронный научный журнал «Rogtec». – 2011. – №2. – С. 60-68. – Режим доступа: http://www.rogtcmagazine.com/PDF/Issue_026/07_Tethys_Petroleum_on_Radial_Drilling_Technology_North_Urtabulak.pdf.

УДК 622.276

Анализ технологии бурения боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений

О.Н.Павельева, А.О.Басов

(Тюменский Индустриальный Университет, студент)

Аннотация: Данная научная работа направлена на изучение технологии бурения боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах как одного из основного метода повышения нефтеотдачи пластов. Показана технологическая и экономическая его эффективность. Статья может быть полезной при оценке и дальнейшего планирования разработки нефтегазовых месторождений, находящихся на завершающей стадии.

Ключевые слова: боковой ствол, перфорация, скважина, эксплуатационная колонна, инклинометр.

UDC 622.276

Analysis of the technology of drilling of sidetracks on the final stage of development of oil-gas wells

O.N.Pavelyeva, A.O.Basov

(Tyumen Industrial University, student)

Abstract: This scientific work is aimed at studying the technology of drilling sidetracks in oil and gas wells as one of the main method for increasing oil recovery in reservoirs. The technological and economic efficiency of the system is shown. The article can be useful in assessing and further planning the development of oil and gas fields that are at the final stage.

Key words: sidetrack, perforation, borehole, production column, inclinometer.

Зарезка боковых стволов (ЗБС) – это технология, которая буквально позволяет дать скважине вторую жизнь. В основном эта процедура проводится на старых скважинах, где наблюдается серьезное истощение запасов нефти, либо на аварийных скважинах, где уже

нельзя добраться до зоны перфорации, то есть, проще говоря, нельзя бурить обычным способом.

Горизонтальный ствол, пробуренный от первоначально вертикального или горизонтального ствола скважины, является боковым стволом. Многоствольная или многоуровневая скважина будет иметь несколько преднамеренных боковых стволов, пробуренных для обеспечения нескольких продуктивных ответвлений.

Первоначально добывающие скважины могут быть выведены из производства по разным причинам: аварии, отказ эксплуатационной колонны, комплексный разлом подземного оборудования или невозможность очистки интервала перфорации от механических примесей.

Одним из главных условий для эффективного бурения боковых стволов является правильный выбор скважины. Следует учитывать следующее при выборе скважины условия для бурения боковых стволов:

1. Ожидаемый дебит скважины должен обеспечить требуемый отбор углеводородов на определенный период времени.
2. Информация о продуктивности планируемого бокового отверстия должна совпадать с информацией промышленных запасов нефти.
3. Желательно выбрать скважины, которые вскрывают более одного продуктивного пласта, или с продуктивными пластами, которые могут быть вскрыты в дальнейшем для обеспечения длительной эксплуатации скважины.

В России возможно энергия большинства нефтяных и газовых месторождений истощена (они находятся на 3-й или 4-й стадии разработки месторождения).

Данная технология позволяет бурить в старых скважинах новые стволы при переинтерпретации данных месторождений.

С экономической точки зрения, стоимость бурения бокового ствола составляет около одной трети или даже половины стоимости бурения новой скважины для производства.

Бурение бокового ствола из существующей скважины позволяет продолжать использовать ее наземные оборудования и средства для дальнейшей добычи нефти и газа. Если достаточно тщательно изучать эту технологию, возможно извлечь до 50% от начальных запасов нефти.

Спрос на боковые стволы в России повышается, как, и стоимость, и сложность их бурения. Раньше было необходимо лишь заново пробурить существующую скважину или пробурить новое отверстие до новой продуктивной зоны. В настоящее время цель состоит в том, чтобы пробурить новый ствол с горизонтальным окончанием. Горизонтальное окончание часто используется для многоступенчатого гидравлического разрыва пласта. Горизонтальное окончание дает большой охват залежи.

Несмотря на многочисленные преимущества, связанные с эксплуатацией скважин с боковыми стволами существует ряд сложных проблем в процессе их бурения.

Одной из основных проблем является риск расхождений, которые возникают между фактическими данными скважины и конструкцией бокового ствола, в том числе физическое состояние обсадной колонны, наличие кольцевого оборудования или по отношению к траектории. Очень важно до самого бурения боковых стволов провести подробную подготовительную работу - построить модифицированный профиль ствола с помощью гироскопического инклинометра и обеспечить контроль качества технического состояния эксплуатационной колонны. Аварии возникнуть из-за низкого давления на забое и даже технических проблем в виде бурения в пределах ограниченного диаметра.

Для успешного и безопасного бурения бокового ствола важно учитывать меры безопасности. Техническое состояние данной скважины должно быть оценено, программа бурения должна быть утверждена.

Еще одна серьезная проблема возникает в виде пульсации низкого и нормального давлений. Эти пульсации приводят к потере циркуляции, а в некоторых случаях проявления пластовых флюидов в скважине в процессе ее бурения. Эти осложнения можно минимизиро-

вать путем выбора правильных буровых растворов для изоляции опасных зон и путем регулирования плотности бурового раствора. Трудно доверять надежности старого оборудования в старых скважинах в процессе бурения боковых стволов. Есть много рисков, связанных с состоянием колонны, особенно в промежуточных колоннах, из которых вырезают окна бокового ствола. Необходимо подробное предварительное проектирование ствола для минимизации рисков.

Сложные конструкции профилей боковых стволов являются серьезной проблемой. Возможно, не все нефтяные компании обладают необходимыми технологиями и опытом. В некоторых случаях буровики требуют корректирующие меры для решения проблем, возникающих с первой попытки бурения. Это влияет на стоимость и жизнеспособность скважины.

Импульс боковых стволов в современной нефтяной и газовой промышленности ощущается повсюду. Несмотря на высокую стоимость бурения бокового ствола, его многочисленные риски, он очень экономичен по сравнению с бурением совершенно новой скважины. С технологией боковых стволов есть жизнь для почти всех скважин, которые были остановлены из-за блокировки ствола оборудованием, утолщения или осложнений. Потенциальные нефтяные и газовые пласты, которые первоначально были невоскресшими, могут быть вскрыты благодаря бурению боковых стволов.

С учетом всех этих многочисленных преимуществ, рекомендуется нефтяным и газовым компаниям применять боковые стволы в своих областях, особенно на старых и истощенных месторождениях.

Список использованных источников

1. Гауф В.А. Разработка технологий реконструкции малобитных скважин сооружением боковых стволов [Текст]: дис.... канд. техн. наук. / Гауф Владимир Андреевич, - Тюмень, 2004.
2. Самигуллин В.Х., Гилязов Р.М., Т.Н. Валуискова Т.Н., Бикмухаметова Г.И., Юмашев Р.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента «КГБ» для забуривания боковых стволов за один рейс // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. - С 25-27.
3. Кагарманов Н.Ф., Тимашев Е.М., Бердин Т.Г. Оптимизация технологий разработки нефтяных и газовых месторождений посредством нетрадиционной системы ГС // Материалы седьмого Европейского симпозиума по увеличению нефтеотдачи пластов. М.: 1993. Т. 2. – С 88-89.
4. Фаттахова Л.И. Эффективность резки боковых и боковых горизонтальных стволов на скважинах старого фонда залежей № 5 и № 8 бобриковского горизонта нижнего карбона Ромашкинского месторождения республики Татарстан // Труды X Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр». Томск, 2006. – С. 389.
5. Чернышов С.Е. Турбаков М.С., Крысин Н.И, Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. №8. - С. 98-100.

Повышение эффективности очистки горизонтальных скважин методом включения в

КНБК циркуляционных переводников на месторождениях Западной Сибири

Постнов Павел Александрович

(студент гр. БГСМ-15-2)

Логунов Сергей Викторович

(студент гр. БГСМ-15-2)

Паришкова Людмила Александровна

(к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет»)

Аннотация: В последние 10 лет наблюдается значительный рост объемов горизонтального бурения. Это говорит о стремлении компаний повысить эффективность буровых работ. При-

нимая во внимание особенности проводки горизонтальных скважин необходим поиск новых и совершенствование существующих подходов, технико-технологических решений по строительству скважин, целью которых будет снижение капитальных затрат и увеличение качества выполняемых работ. Анализ эффективности одной из технологий, позволяющих повысить качество очистки ствола скважины – циркуляционных переводников – представлен в предлагаемой статье.

Ключевые слова: бурение, оценка эффективности, циркуляционные переводники, очистка скважины, шлам

Improving the efficiency of cleaning horizontal wells by the method of inclusion in the BHA of circulation sub at the fields of Western Siberia

Pestov Pavel Alexandrovich

(student, BGSm-15-2)

Logunov Sergey Viktorovich

(student, BGSm-15-2)

Parshukova Lyudmila Alexandrovna

(Candidate of technical sciences,

associate professor of the department «Drilling oil and gas wells»

FSBEI HPE « Industrial University of Tyumen»)

Annotation: In the last 10 years there has been a significant increase in horizontal drilling volumes. This shows the company's commitment to increase the drilling efficiency. Having regard to the posting of horizontal wells is necessary to search for new and improvement of existing approaches, technical and technological solutions for the construction of wells, the purpose of which is to reduce capital costs and increase the quality of work performed. Analysis of the effectiveness of one of the technologies to improve the quality of the wellbore cleaning - circulating subs - presented in the present paper.

Keywords: drilling, efficiency evaluation, circulation subs, well cleaning, sludge

К наиболее важным вопросам практики строительства горизонтальных скважин относится проблема эффективного транспортирования частиц выбуренной породы из скважины. Качественная транспортировка шлама на поверхность является важным фактором при бурении скважин с горизонтальным окончанием. Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на превентивные мероприятия по улучшению очистки ствола скважины [2].

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (более 80% всех прихватов в горизонтальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК. В результате чего происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затянками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции [2]. Условия выноса шлама восходящим потоком промывочной жидкости существенно зависят от величины зенитного угла ствола скважины. При увеличении зенитного угла вынос шлама затрудняется [3]. Наибольшие трудности с очисткой как правило возникают в интервале 60 – 90°, в котором шлам оседает на нижнюю стенку скважины и образует длинную, протяженную и устойчивую «шламовую подушку». Этот шламовый осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Очистка ствола в этом интервале представляется достаточно сложной задачей, и зачастую требует большого количества времени [4]. «Шламовые подушки» вызывают посадки при спуске бурильной колонны и резке второго ствола. Скопившийся в скважине шлам значительно осложняет проходимость каротажных приборов, что нередко приводит к необходимости дополнительной проработки скважины, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колонн [3].

Эффективность выноса шлама с увеличением длины ствола скважины определяется многими показателями, однако в основном качество очистки ствола зависит от суммарного эффекта технологических параметров используемого оборудования и от гидравлических показателей промывки (реология бурового раствора, потери давления в различных частях циркуляционной системы, тип течения и т.д.). В настоящее время промышленностью выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку ствола скважины от шлама. Все множество выпускаемых устройств можно разделить на несколько типов: циркуляционные переводники, приводимые в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненные на базе толстостенных бурильных труб и лопастные элементы, которые взаимодействуют со шламовой подушкой, поднимая скопившийся шлам в область повышенных скоростей потока.

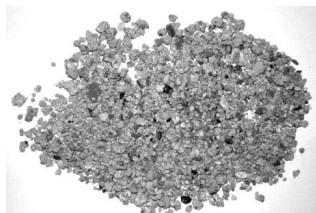


Рис.1. Образец шлама (промывка через долото: Q - 35 л/сек, Р –190 кг/см²) Вес на крюке «на подъем» (при неработающем насосе): - 136÷160т.

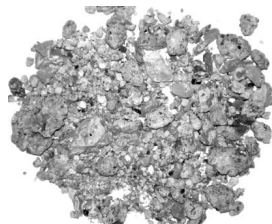


Рис.2. Образец шлама (промывка через 6 3/4 PBL: Q – 48 л/сек, Р – 170÷198 кг/см²). Ствол скважины очищен. Вес на крюке «на подъем» (при неработающем насосе): - 131÷148т.

Циркуляционные переводники, представленные на Российском рынке, представляют собой управляемые при помощи бросания шаров переводники с частичным или полным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше «чувствительных» компонентов КНБК, таких как MWD и LWD (устройства для измерений параметров контроля процесса бурения и каротажа), винтовых забойных двигателей. Циркуляционный переводник используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции бурового раствора для предотвращения соответствующих рисков при бурении. Циркуляционный переводник в составе колонны буровых труб может применяться для следующих технологических операций в процессе бурения:

- закачка тампонирующих материалов при борьбе с поглощениями;
- кислотные обработки;
- очистка ствола скважины;
- замещение раствора бурения;
- промывка забоя;
- повышение скорости потока бурового раствора в затрубном пространстве;
- вынос шлама с нижней стенки горизонтальных участков скважины;
- улучшенный вынос шлама при расширении ствола скважины и т.д.

В настоящее время сервисные компании предлагают ряд инструментов, позволяющих произвести закачку тампонирующего состава в обход ВЗД и телесистемы, а также повысить качество очистки ствола скважины: циркуляционный переводник «Well Commander» производства компании Mi-Swaco; «MOCS Tool (Multiple Opening Circulation Sub)» компании National Oilwell Varco Downhole; «PBL» компании DSI (A Schoeller-Bleckmann Company). Приведенные выше переводники прошли успешные испытания в России в 2011 – 2016 г. В качестве примера, рассмотрим опыт промышленного испытания циркуляционного переводника 6 3/4" PBL на Западно-Салымском месторождении (таблица 1).

Произведен анализ образцов шлама при промывке через долото (рисунок 1) и через 6 3/4" PBL (рисунок 2), который показал что при промывке через переводник выносятся более крупные образцы породы.

Таблица 1 – Отчет об испытании циркуляционного переводника PBL

Месторождение: Западно-Салымское	Скважина: WS-7610-K109-01	Забой: 2702 м.	Глубина по вертикали: 1908,37 м.	
Испытание циркуляционного переводника «6 3/4 PBL» компании DSI (A Schoeller-Bleckmann Company).				
Состояние	Расход промывочной жидкости л/сек	Давление кг/см ²	Объём закаченной жидкости м ³	Вынос шлама
Промывка через долото	35	190	-	незначительный
Активация промывочных отверстий переводника PBL и закачка очищающей пачки	26	72	8	-
Очистка скважины через 6 3/4" PBL	45-50	170-198	6	увеличение выноса шлама не наблюдается
			48	увеличение выноса шлама (+ фрагменты глинистой корки)
			81	значительный вынос шлама + фрагменты глинистой корки
			96	выход очищающей пачки
			144	значительный вынос шлама + фрагменты глинистой корки
			192	вынос шлама уменьшился - ствол скважины очищен

Проанализировав данные промышленных испытаний циркуляционного переводника PBL можно сделать следующие выводы, что использование оборудования данного типа позволяет:

- быстро и эффективно производить очистку ствола скважины от выбуренной породы и глинистой корки.
- осуществить более качественную промывку ствола скважины от выбуренной породы для предотвращения осложнений в процессе углубления.
- снизить стоимость строительства скважины.

Также рекомендуется для эффективного удаления глинистой корки со стенок скважины рекомендуется в процессе промывки производить вращение бурильной колонны с одновременным расхаживанием.

Список использованных источников:

1. Медведев Н. Оценка объемов нефтесервисного рынка России и наиболее крупных его сегментов // Ж. Neftgaz.RU, 2016, №10. – 22 – 25 с.
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №3 2002. – 10 – 12 с.

3. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Ж. Бурение&Нефть, № 6, 2010.

4. Митчелл Джон. Безаварийное бурение. // «Дрилберт Инжиниринг Инк». Copyright 2001, – 334 с.

5. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С. Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Ж. Neftegaz.RU, 2015, №6. – 32 – 38 с

6. 3. Куликов В.В. Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины // Ж. инженер-нефтяник 2008. №3. – 18 – 19 с.

Повышение стабильности буровых растворов при проходке глинистых отложений

Чудинова И.В.

(Санкт-Петербургский горный университет, аспирант)

Розенцвет А.В.

(Санкт-Петербургский горный университет, магистр)

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы применения ингибирующих реагентов для повышения устойчивости ствола скважины при бурении в глинистых породах. Приведены результаты лабораторных исследований по оценке устойчивости образцов глинистых пород при обработке их водными растворами реагентов. Также в работе раскрывается механизм повышения устойчивости пластичных и непластичных глинистых пород при их ингибировании реагентами полифункционального действия.

Ключевые слова: глинистые породы; буровой раствор; полимерные реагенты; ингибитор.

Improving stability of mud for drilling in shale rocks

Chudinova I.V.

(Saint-Petersburg mining University, postgraduate study)

Rozentsvet, A. V.

(St. Petersburg state mining University, master's degree)

Abstract. The article deals with aspects of using inhibitors for increasing stability of borehole in shale rocks. Laboratory tests results of definition of shales samples stability on treatment with water solution of inhibitor are reported. Mechanism of enhancement of shale rocks competence on treatment with multifunctional inhibitors is described.

Key words: shale rocks; drilling fluid; polymeric agents; inhibitor.

В процессе строительства скважин могут возникать различные проблемы, связанные с неустойчивостью пород в стволе скважины. Особенно часто эта проблема возникает при бурении в глинистых породах, которые встречаются в разрезах большей части месторождений мира. Для большинства проектов обеспечение устойчивости глинистых пород является сложной задачей, требующей хорошей технологической оснастки и большого опыта сотрудников.

При взаимодействии глины с буровым раствором происходит ее гидратация. Для описания процессов сопровождающих эти реакции исследователями была предложена теория супрамолекулярной химии. [2,5]

Супрамолекулярная химия – это химия надмолекулярных образований, которая определяет их как соединения, образованные включением молекул одного сорта, называемых гостями, в полости кристаллического каркаса из молекул другого сорта, называемых хозяевами, без образования какой-либо специфической химической связи между гостем и хозяином.

Такое описание структуры глины представляет ее в виде переплетения двух независимых объемных сеток, состоящих из полимеризованных гидратов глинозема и кремнезема. Элементы одной сетки заполняют пустоты другой и, наоборот, при этом секи взаимноупроч-

няются за счет компенсации адсорбционных сил. [3] Физико-механические свойства глины определяются содержанием воды в составе гидросиликатной оболочки глины и ее состоянием.

Механизм разрушения стенок скважины при бурении глинистых отложений происходит вследствие двух процессов. Первоначально происходит всасывание свободной воды из фильтрата бурового раствора и увеличение объема глины. Другим процессом разрушения глин является диспергирование, что приводит к усиленному выносу шлама, осыпям и обвалам. У пластичных глин процесс набухания растянут во времени, приводит к значительному увеличению объема, вследствие чего под действием нагрузок от выше лежащих пород происходит выдавливание глин в ствол скважины и образование сальников и затяжек бурового инструмента. Для хрупких глин не характерно сильное набухание, вследствие низкого значения влажности в естественном состоянии, процесс всасывания воды идет быстрее, тем самым инициируя быстрый рост внутренних напряжений в структуре глины и ускоренное диспергирование. Исходя из вышеизложенного, управление процессом гидратации позволит снизить скорость и объемы набухания и диспергирования глин за счет регулирования состава и свойств промывочного агента.

Цель исследования заключалась в определении состава активных действующих реагентов, которые позволят сохранить устойчивость образцов пластичных и непластичных глинистых пород.

Количество и состояние воды, находящейся в составе частиц глины определялось исходя из классификации ГОСТ 25100-95 при помощи числа пластичности и показателя текучести. Их можно вычислить по формулам:

$$I_p = W_L - W_p \quad (1)$$

где W_L - граница текучести, %;

I_p - число пластичности;

W_p - предел пластичности или граница раскатывания, %.

Число пластичности показывает водопоглощающую способность глины.

$$I_L = \frac{W - W_p}{I_p} = \frac{W - W_p}{W_L - W_p} \quad (2)$$

где I_L - показатель текучести;

W - естественная влажность грунта

Показатель текучести характеризует текущее состояние глины.

Совокупность этих характеристик показывает гидратационную активность и первоначальное состояние глины, а так же их физико-химические характеристики.

На основании таких характеристик, как число пластичности и показатель текучести представлена классификация глин в табл. 1. [1]

Таблица 1

Классификация глинистых грунтов

Разновидность глинистых грунтов	Число пластичности I_p
Супесь	1-7
Суглинок	7-17
Глина	>17
Разновидность глинистых грунтов	Показатель текучести I_L
Непластичные глины	
- твердые	< 0
Пластичные глины	
- полутвердые	0-0,25
- тугопластичные	0,25-0,50
- мягкопластичные	0,50-0,75
- текучесластичные	0,75-1,00
- текучие	> 1,00

Образцы глинистых пород формировались из бентонитового глинопорошка Зырянского месторождения Курганской области путем прессования под нагрузкой около 6 МПа, затем высушивались до необходимых показателей влажности. Подбор реагентов осуществлялся исходя из анализа работ исследователей и опыта промышленного использования.

Для проведения исследования использовались соли NaCl, KCl, NaHCOO, а также такие соединения, как: моноэтаноламин, триэтаноламин, полидон, РНРА, РАС LV и HV, Barazan.

На первом этапе образцы непластичной глины обрабатывались водой и водными растворами с добавлением KCl, HCOONa, CaCl₂, РАС LV, HV, моноэтаноламина и триэтаноламина.

Образцы, обработанные растворами хлорида калия, формиата натрия и хлорида кальция демонстрировали активную гидратацию, полное диспергирование наступило спустя 2 часа после начала обработки.

Остальные образцы показали относительную устойчивость, спустя 2 часа с начала эксперимента они сохранили форму и не разрушались под действием внешней нагрузки. Однако спустя 5 часов произошло объемное разрушение этих образцов.

Активность полярных соединений в непластичных глинах показала необходимость комбинирования реагентов для получения составов комплексного действия для создания эффективного раствора с точки зрения ингибирования глин. По результатам опыта аминоспирты и РАС сохранили устойчивость образцов, а соли продемонстрировали высокую ионную активность.

Для проведения испытания на пластичных глинах были подобраны комбинации этих реагентов, которые на наш взгляд должны максимально замедлить процесс гидратации. Образцы были обработаны следующими комбинациями реагентов 3% NaCl +2% KCl, 5% HCOONa + 0,5% РАС LV + 0,5% РАС HV, 5% триэтаноламин + 0,5% РАС LV+0,5% РАС HV.

Спустя 5 часов с начала эксперимента образец с форматом натрия сохранил целостность и прочность структуры, в первом образце совместное воздействие солей вызвало объемное разрушение, однако развитие трещин остановилось в приповерхностном слое образца, не затронув весь объем, благодаря снижению активности молекул воды путем химического связывания с полимером. Триэтаноламин в совокупности с РАС LV+HV вызвал набухание образца и его объемное разрушение, однако некоторая прочность структуры все еще сохранилась.

Таблица 2

Степень заполнения различных водных полостей (в %) ионами
и фрагментами углеводородных соединений

Ион	d, Å	D	T		P		H	E	
		5,2 Å	5,32 Å	6,4 Å	6,1 Å	7 Å	6,6 Å	9,6 Å	7,3 Å
Cl +Na ⁺	5,56	106,92	104,51	86,88	91,15	79,43	84,24	57,92	76,16
Cl +K ⁺	6,38	122,69	119,92	99,69	104,59	91,14	96,67	66,46	87,40
HCOO ⁻ +Na ⁺	4,70	90,38	88,35	73,44	77,05	67,14	71,21	48,96	64,38

Результаты опыта подтвердили высокую степень влияния количества воды в первоначальной структуре глинистых отложений на эффективность ингибирования глин. Формирование соединений включения или растворов внедрения в процессе гидратации глины в максимальной степени снижает активность воды и скорость поступления воды в глину, а также уменьшает скорость набухания. Раствор внедрения в воде представляет собой структуру, со-

стоящую из полимеризованной воды и наполнителя ее структурных пустот. [4] В связи с этим, в дальнейшем работа была направлена на снижение активности воды и тем самым на обеспечение устойчивости образцов непластичных глин.

Исходя из вышеизложенного, образцы были обработаны комплексными реагентами следующего состава: поливинилпирролидоном, триэтаноламином, Barazan, РНРА, РАС LV+HV

Выбор полярных соединений осуществлялся исходя из степени заполнения различных водных полостей ионами (таб. 2). [5]

Раствор полярных соединений с РАС LV+HV, РНРА и поливинилпирролидоном в большей степени способствуют сохранению устойчивости образцов твердых глин на срок до 120 часов, по сравнению с триэтаноламином и реагентом Barazan. Несмотря на образование трещин в приповерхностном слое образца, процесс не затронул весь объем, благодаря снижению активности молекул воды путем создания полимерной структуры. В дальнейших исследованиях необходимо определить оптимальные концентрации реагентов, которые обеспечат полную сохранность образца.

Этаноламины, проявляющие свойства спиртов и аминов не способны самостоятельно обеспечить устойчивость образца. Однако для создания водоспиртовой структуры и поддержания связности образца глинистой породы, целесообразнее применять триэтаноламин в концентрации от 2-5%.

По результатам лабораторных исследований выявлены комбинации реагентов, которые позволяют создать эффективный промывочный агент для бурения, как в пластичных, так и в непластичных глинистых породах. При положительных результатах лабораторных исследований составы планируется испытать в промышленных условиях.

Список используемых источников

1. ГОСТ 25100–95. Грунты. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 25 с.
2. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов. – Киев: АН УССР, 1961. – 283 с.
3. Сид Дж. В., Этвуд Дж.Л. Супрамолекулярная химия. Пер. с англ.: в 2 т. – М.: ИКЦ «Академкнига», Т.1. – 2007. – 487 с.
4. Шарафутдинов З.З. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых горных пород при строительстве скважин // Бурение и нефть. – 2008. – № 12. – С. 13–15.
5. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г. Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – 192 с.

УДК 622.245.53

Оценка отмывающей способности буферной жидкости с добавкой анионоактивного ПАВ

Садртдинов Р.Р., Шайбеков М.С.

*(студенты, кафедра «Бурение нефтяных
и газовых скважин» УГНТУ, г. Уфа, РФ)*

Аннотация: В данной статье рассмотрена одна из методик исследования отмывающей способности буферной жидкости на основе ПАВ. Произведена оценка отмывающей способности анионоактивного ПАВ, и анализ изменения отмывающей способности буферной жидкости при ее смешении с буровым раствором.

Ключевые слова: Отмывающая способности, буферная жидкость, ПАВ, смешение, крепление, цементирование.

Evaluation of the washing capacity of a buffer liquid with the addition of an anionic PAV

Sadrtdinov RR, Shaybekov M.S.

Abstract: This article describes one of the techniques to study the recycling ability of the buffer liquid based surfactants. The assessment of washing ability of anion-active surfactants, and analysis of changes in laundering the ability of the buffer fluid when it is mixed with mud.

Keywords: Washing ability, spacer fluid, a surfactant, mixing, well casing, cementing.

При цементировании обсадных колонн в качестве буферной жидкости часто используют водные растворы ПАВ, которые в некоторых случаях являются более предпочтительными, нежели другие растворы [1, 2]. Достаточно широкое распространение получил водный раствор сульфанола – алкилбензолсульфоната натрия, хорошо растворимый в воде и биоразлагаемый.

Добавка ПАВ снижает межфазное натяжение воды на границе с глинистой коркой, а так же уменьшает краевые углы избирательного смачивания, т. е. увеличивает смачиваемость частиц глины водой [3]. Уменьшение краевых углов в совокупности со снижением межфазного натяжения приводит к сильному (6-10) ослаблению энергии связи частиц в корке, что позволяет под действием потока жидкости легче размывать и удалять фильтрационную корку со стенок скважины.

Механизм действия ПАВ достаточно полно передает рисунок, позаимствованный из работы [4].

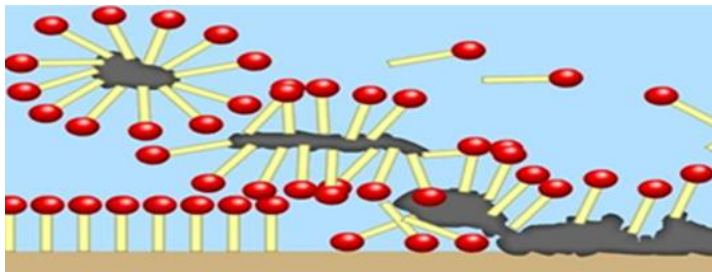


Рисунок 1 - Механизм действия ПАВ на глинистую корку

Методика исследования отмывающей способности основывалась на определении изменения массы фильтрационной корки, после воздействия буферной жидкостью в динамических условиях. Поскольку в процессе цементирования промывочная жидкость практически всегда смешивается с буферной жидкостью, ее отмывающая способность может снижаться. При проведении исследований изучались буферная жидкость, содержащая ПАВ разбавленная буровым раствором в количестве 0; 25; 50; 75 %. Замер изменения массы фильтрационной корки проводились в течение 30 мин через каждые 5 мин.

В качестве промывочной жидкости был использован раствор, на основе бентонита непосредственно применяемый на месторождение, а в качестве ПАВ был выбран анионоактивный сульфанола при различных концентрациях. В качестве контрольной буферной жидкости использована вода.

Результаты экспериментальных исследований представлены на рисунках 2-4. Из рис. 2 видно, что эффективность воды как буферной жидкости (БЖ) очень плохая, не превышает 50%, причем при поступлении в буферную жидкость более 50% раствора ее эффективность практически исчезает. Это может говорить о том, что чистая вода как буферная жидкость, никогда применяться не должна.

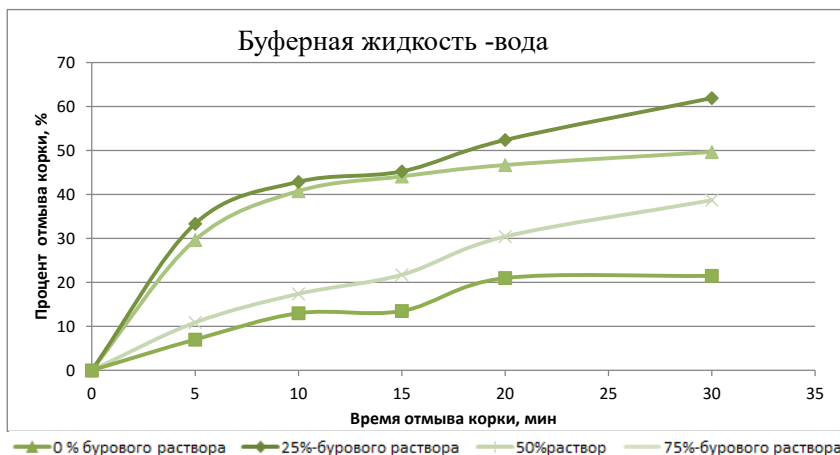


Рисунок 2 – Влияние смешения буферной жидкости и бурового раствора на отмывающую способность буфера

Наиболее распространенная концентрация использования ПАВ в буферной жидкости, 2%, является намного эффективней воды.

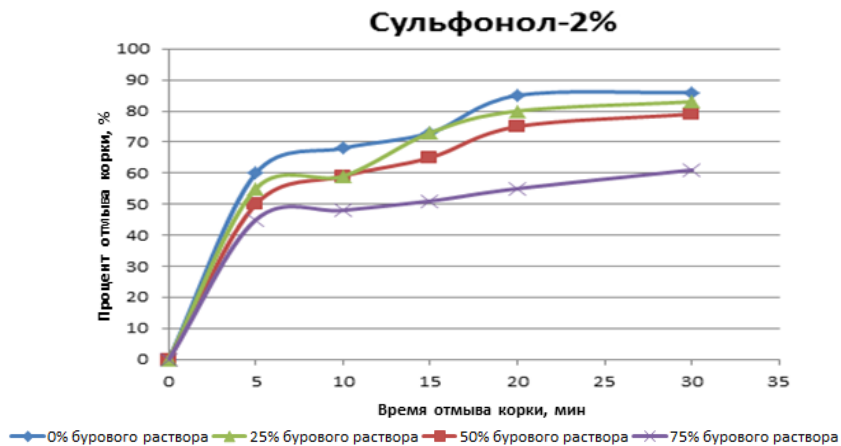


Рисунок 3 – Влияние смешения буферной жидкости и бурового раствора на качество отмывающей способности буфера.

Чистый раствор ПАВ (2%) показывает отмывающую способность близкую к 90%, а резкое ухудшение отмывающей способности наступило только при сильном разбавлении буферной жидкости буровым раствором (75%). При поступлении в буферную жидкость 25 и 50% бурового раствора, заметного изменения отмывающей способности не произошло.

Приведенные на рис. 4 результаты экспериментов показать, что уменьшение концентрации ПАВ улучшило процент смыва корки, причем эффективность буферной жидкости сохранилась и высоких степенях разбавления буферной жидкости буровым раствором.

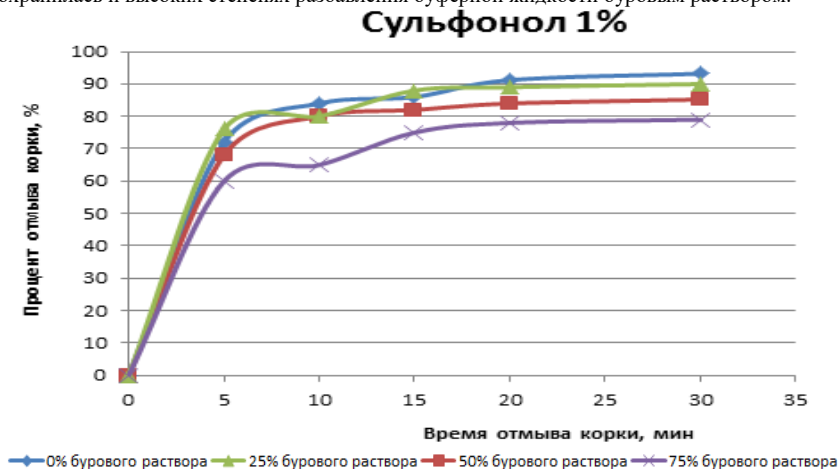


Рисунок 4 – Влияние смещения буферной жидкости и бурового раствора на качество отмывающей способности буфера.

Повышение эффективности БЖ при снижении концентрации ПАВ, очевидно, связано с процессом мицеллообразования, и следствием, недееспособности молекул ПАВ.

Поскольку объем буферной жидкости ограничен 5-6 м³, то при существующих скоростях подъема цементного раствора в затрубном пространстве, время контакта БЖ со стенкой скважины не превышает 5 минут [5, 6]. При этом важно достижение большого процента смыва в короткий промежуток времени, и сохранение данного эффекта при смешении с буровым раствором.

При анализе результатов исследований можно говорить о том, что ПАВ при смешении с буровым раствором не теряют своих свойств, в отличие от воды, и при этом имеют достаточно большой процент отмывающей способности. Возникновение зон смешения будет ухудшать процесс, но благодаря сохранению свойств молекул ПАВ можно добиться повышения качества, даже при смешении.

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., и др., Учебник для студентов вузов в 5 томах / под общей редакцией В. П. Овчинникова. Тюмень, 2014. Том 1.
2. Заканчивание скважин. / Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Учебное пособие для вузов. - Тюмень, 2011. – 452 с.
3. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение. 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Химия, 1981. — 304 с.
4. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. Г.А. Бабалян, Б.И. Леви, А.Б. Тумасян, Э.М. Халимов. М.: Недра, 1983. - 216 с.
5. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2006. Книга 1.
6. Булатов А.И., Уханов Р.Ф.М. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. М.: Недра, 1978г. - 240 с.

Исследование механизма предотвращения газопроявления в период ОЗЦ добавками полиэлектролитов

Гатауллин Артур Маратович, УГНТУ, студент

Старков Ярослав Вячеславович, УГНТУ, студент

Ризванов Шамиль Закирович, УГНТУ, магистр

Кабдушев Арман Арстангалиевич, PhD докторант,

(НАО КазННТУ им. К.И. Сатпаева, Алматы, Казахстан.)

(Федеральное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация: В статье приведены лабораторные исследования, моделирующие процесс газопроявления в период ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента). Определена взаимосвязь между кинетикой СНС (статическое напряжение сдвига) и падением гидростатического давления столба цементного раствора, и вероятностью газопроявления. Показано, что между указанными показателями существует тесная взаимосвязь, позволяющая прогнозировать вероятность газопроявления при использовании тех или иных растворов. Также изучалось влияние добавок полиэлектролитов на предупреждение газопроявления.

Ключевые слова: скважина, тампонажный раствор, газопроявление, ожидание затвердевания цемента, статическое напряжение сдвига, полиэлектролиты.

UDC 622.24.084.34

Research of mechanism to prevent gas shows during WOC by additives of polyelectrolytes

Artur Gataullin Maratovich USPTU, student

Yaroslav Starkov Vladislavovich, USPTU, student

Shamil Rizvanov Zakirovich, USPTU, magister

Arman Kabdushev Arstangalievich, PhD,

(NAO KazNRTU after K.I. Satpayev, Almaty, Kazakhstan.)

(State educational institution of higher education "Ufa State Petroleum Technological University")

Abstract: The article presents laboratory studies modeling the process of gas manifestation during the WOC (waiting in cement). Determined the relationship between the kinetics of the SS (static shear stress) and drop in hydrostatic pressure of the cement slurry column and gas shows. Shown, that exist interrelation between this indicators, which allow predict possibility of gas showing with using different cement slurry. Also studied the effect of polyelectrolyte additives to prevent gas showings.

Keywords: well, cement slurry, gas show, waiting in cement, static shear stress, polyelectrolytes.

Поступление газа в скважину на любом этапе ее строительства представляет аварийную ситуацию, но наиболее опасным является поступление флюида в затрубное пространство после цементирования, которое может привести к значительным проблемам [1, 2].

В некоторых случаях следствием поступления газа в затрубное пространство являются межколонные давления, вопрос ликвидации которых в настоящее время практически не решен. Для предупреждения газопроявлений могут быть использованы цементы с пониженной водоотдачей, специальные цементы, а также цементы с дезинтеграторной обработкой [3, 4, 5, 6].

На специально изготовленной экспериментальной установке был исследован механизм возникновения газопроявлений.

Экспериментальная установка позволяет:

- оценить динамику изменения гидростатического давления цементного раствора при его затвердевании;
- оценить устойчивость цементного раствора перед газопорывом.
- оценить свойства цементного камня, подвергнувшегося движению газа через себя;

Проведение эксперимента осуществлялось поэтапно, сначала фиксировались значения гидростатического давления столба цементного раствора и его СНС во времени, затем имитировался работа газоносного газоносный пласт путем подвода газа к установке.

Апробации подвергался ПЦТ-I-50 (портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и средних температур) с $B/C=0,5$ (водоцементное отношение), как в бездобавочном варианте, так и с добавками полиэлектролитов.

Результаты измерения СНС и гидростатического давления столба цементного раствора ПЦТ-I-50 с $B/C=0,5$, и проверка его на газопорыв приведены на рисунке 1

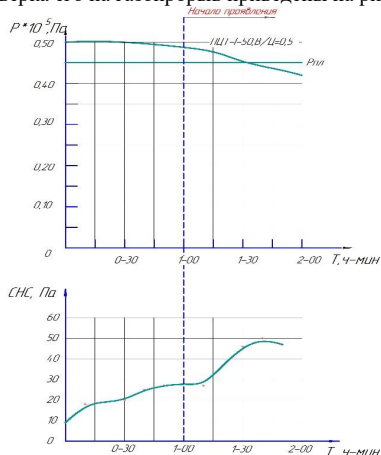
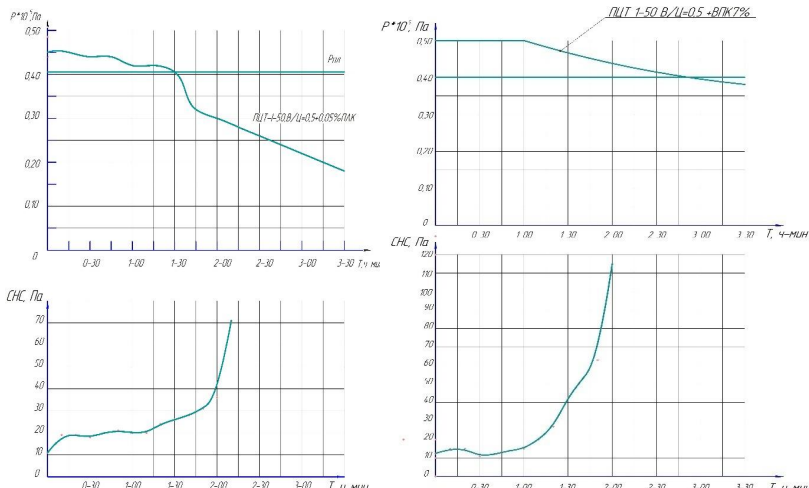


Рисунок 1 – Падение гидростатического давления столба цементного раствора и сроки набора СНС для ПЦТ-I-50, $B/C=0,5$



а - ПЦТ-I-50, $B/C=0,5$, ПАК 0,05%

б- ПЦТ-I-50, $B/C=0,5$, 7%ВПК

Рисунок 2 - Падение гидростатического давления столба цементного раствора ПЦТ-I-50, $B/C=0,5$ и динамика его набора СНС

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что рост набора прочности цементного раствора в период ОЗЦ является причиной падения гидростатического давления в скважине. Последнее в свою очередь инициирует начало газопроявления, когда давление в скважине приближается к гидростатическому давлению столба цементного раствора.

Для предотвращения газопроявления, как показывают результаты предыдущего опыта необходимо улучшать реологические свойства цементного раствора. Для этого можно использовать добавки полиэлектролитов, которые, по результатам проведенного рентгенофазового анализа, как предполагается, за счёт избирательной адсорбции на C_3A (трехкальциевый алюминат) замедляют твердение раствора, тем самым будут поддерживать гидростатическое давление цементного раствора. Для проверки этого утверждения опробованы добавки ВПК-402 (водорастворимый катионный полиэлектролит) и ПАК (полиакриловая кислота). Результаты экспериментов с использованием добавок полиэлектролитов представлены на рисунке 2. Как можно заметить из рисунка 2, рост СНС цементных растворов с добавками полиэлектролитов на начальном этапе происходит менее интенсивно, по сравнению с бездобавочным раствором. А далее можно наблюдать, что происходит начало резкого перехода цементного раствора из жидкого состояния в твердое. При этом стоит отметить, что падение гидростатического давления растворов с добавками полиэлектролитов происходит менее интенсивно. И как результат, в обоих случаях появление газа на поверхности устья не отмечалось.

Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы:

- экспериментально исследован механизм возникновения газопоявлений в период ОЗЦ при креплении скважин;
- установлена взаимосвязь между кинетикой структурообразования, падением гидростатического давления столба цементного раствора на пласт и вероятностью возникновения газопорыва;
- более детально изучено взаимодействие полиэлектролитов с клинкерными минералами портландцемента;
- использование добавок полиэлектролитов позволит предотвращать миграцию газа и получить хорошее качество цементного камня.

Список использованных источников

1. Федоров В.Н., Аверьянов А.П. и др. Исследование падения порового давления в цементных растворах // Нефтегазовое дело. 2011. №5. С. 48- 53.
2. Видовский А.Л., Булатов А.И. Напряжение в цементном камне глубоких скважин. - М.: Недра, 1977.-173 с.
3. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин // Нефтегазовое хозяйство. 2003. №3. С. 40-43.
4. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А. и др. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин - СПб.: Недра, 2007.-461 с.
5. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: учебник для студентов высших учебных заведений / С. Ф. Комлева [и др.]; под редакцией Ф. А. Агзамова. Уфа, ООО «Монография», 2008. - 188 с.
6. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.А. Токунова - СПб.: ООО «Недра», 2011.-268 с.

УДК 622.24.06

Возможности применения поверхностно-активных веществ различных классов в буровой технологии

И.И. Султанов

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», магистрант)

Р.Р. Рахимов

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», студент)

Аннотация: Рассмотрены области применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) в буровой технологии: в качестве стабилизаторов, пеногасителей, понизителей твердости, антифрикционных присадок. Выделено перспективное направление применения смесей ПАВ для решения широкого круга задач.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества (ПАВ), буровые растворы, стабилизаторы, адсорбция, гидрофильность.

UDC 622.24.06

Possibilities of applying of surface-active substances in drilling technology

I.I. Sultanov

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, undergraduate)

R.R. Rakhimov

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, student)

Annotation: Areas of application of surfactants in drilling technology are considered: as stabilizers, defoamers, hardness reducers, antifriction additives.

A promising line of application of surfactant mixtures for solving a wide range of problems is identified.

Keywords: surface active agents (SAS), drilling muds, stabilizers, adsorption, hydrophilicity.

Начиная с пятидесятих годов двадцатого века использование ПАВ получило широкое распространение в буровой промышленности. Опыт прошедших лет с достаточной убедительностью доказывает, что применение ПАВ является одним из прогрессивных направлений совершенствования технологии процесса бурения [7].

ПАВ имеют несколько областей применения в буровой технологии:

1) Использование ПАВ для создания структуры буровой промывочной жидкости в растворах на водной и на углеводородной основах.

Структурированные буровые растворы, обязательно применяемые в бурении глубоких разведочных и эксплуатационных скважин, должны иметь тиксотропные свойства, т. е. способность разжижаться от механического воздействия и восстанавливать пространственную структуру в покое. Это обеспечивает взвешивающую и несущую способности таких промывочных жидкостей по отношению даже к крупным выбуренным частицам породы (шламу), а также к частицам дисперсного утяжелителя, например барита, при бурении в осложненных условиях [1].

Добавки ПАВ в растворы на водной и углеводородной основах необходимы в качестве стабилизаторов и понизителей вязкости, что особенно важно в условиях утяжеления.

Таковыми стабилизаторами являются:

- щелочные гуматы (щелочные вытяжки из торфа или бурого угля);
- лигносульфонаты сульфитцеллюлозных щелоков (сульфит-спиртовой барды);
- производные целлюлозы – карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ);
- этилцеллюлоза (этоцел), сульфозефиры целлюлозы.

Для вскрытия продуктивных пластов используются буровые растворы на углеводородной основе, которые оказывают минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт. Необходимость оказания минимального воздействия объясняется следующим образом. При проникновении в продуктивный пласт фильтрат бурового раствора вытесняет нефть, снижая нефтенасыщенность в зоне проникновения. Когда скважину вводят в эксплуатацию, нефть вытесняет фильтрат обратно в скважину. Однако, опыт показывает, что в коллекторах с низким пластовым давлением, а также в скважинах, вводимых в эксплуатацию после капитального ремонта, нефть не может до конца вытеснить проникший фильтрат бурового раствора, что приводит к необратимому ухудшению коллекторских свойств пласта.

В буровых растворах на углеводородной основе в качестве поверхностно-активных стабилизаторов можно применять ПАВ гидрофобного типа – нафтеновые и асфальтеновые кислоты, алюминиевые мыла карбоновых кислот [3].

2) Использование ПАВ в качестве пеногасителей [2].

При использовании ПАВ типа стабилизаторов в водных промывочных растворах, приходится предотвращать устойчивое пенообразование, препятствующее нормальной работе раствора.

Для этого в качестве пеногасителей применяют малые добавки веществ, сильно поверхностно-активных на границе водный раствор—воздух. Таковы растительные масла, животные жиры, липиды микробного происхождения, полиэфирные пеногасители.

Механизм их действия состоит в том, что они, адсорбируясь на границе раздела фаз, вытесняют менее поверхностно-активный стабилизатор (пенообразователь) из адсорбционного слоя в пленках пены, растекаясь по поверхности в виде мономолекулярного слоя, таким образом предупреждая устойчивость пленок.

3) Использование ПАВ в качестве понизителей твердости горных пород [2].

Эффект понижения прочности твердого тела с помощью поверхностно-активных веществ в адсорбционно-активных средах был открыт П.А. Ребиндером [1]. Адсорбционные слои ПАВ проникая в микротрещины и поры, и обладая упругими свойствами, препятствуют их смыканию после снятия нагрузки, а также предотвращает восстановление утраченных во время деформации связей (рисунок 1). Такое расклинивающее действие адсорбционных слоев позволяет снижать прочность горных пород, повышая механическую скорость бурения.

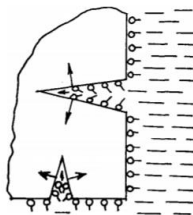


Рисунок 1 – Схема адсорбционного понижения твердости

4) Использование ПАВ в качестве присадок, способных снижать трение [2].

При бурении скважин в промывочную жидкость добавляются антифрикционные присадки, способные снижать трение. Их действие обусловлено адсорбцией и гидрофобизацией поверхности, т.е. заменой полярной поверхности неполярной.

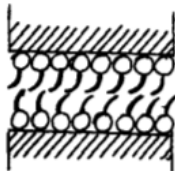


Рисунок 2 – Схема смазывающего действия ПАВ

В результате две трущиеся поверхности, покрытые адсорбционным слоем, соприкасаются неполярными частями (рисунок 2). Взаимодействие между ними осуществляется лишь слабыми дисперсионными силами. Такой эффект смазывающего действия обеспечиваю

При большом разнообразии ПАВ сложно найти такие, которые смогли бы удовлетворять всем требованиям, которые к ним предъявляются: высокая поверхностная активность, предотвращение образования эмульсии, повышение смачиваемости коллектора нефтью, отсутствие отрицательного воздействия на основные параметры промывочной жидкости и ряд других [4].

Поэтому перспективным может быть изучение вопроса о целесообразности разработки комплексно поверхностно-активного реагента, имеющего синергетический эффект. Это позволит расширить спектр применения поверхностно-активных веществ различных классов (как ионогенных, так и неионогенных), преумножая достоинства и уменьшая недостатки представителей каждого класса ПАВ. В этой связи важным представляется наличие методов и методик определения классов ПАВ и свойств реагентов при их совместном присутствии.

Список использованных источников

1. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды. – М: Наука, 1978. – 368 с.
2. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Поверхностные явления и дисперсные системы в нефтепромысловом деле: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 136 с.
3. Поверхностно-активные вещества. Справочник под редакцией А.А. Абрамзона А.А. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
4. Деркач С.Р. и др. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов. – Вестник МГТУ, том 13, №4/1, 2010 г. – С.784-792
5. Щукин, Е.Д. Коллоидная химия: учебник для университетов и химико-технолог. вузов / Е.Д. Щукин, А.В. Перцов, Е.А. Амелина. – М.: Высш. шк., 2007. – 444 с.
6. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: свойства и применение – Л.: Химия, 1981. – 304 с.
7. Бабалян Г.А. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. – М: ВНИИОЭНГ, 1966 – 288 с.

УДК 622.24.062

Предупреждение и ликвидация прихватов колонн при бурении скважин на Приобском месторождении

**А.А. Суркаев (БГБСЗ – 13-12),
Л.М. Зарипова (к.т.н., доцент),
(ФГБОУ ВПО ФО в г. Октябрьский)**

Аннотация. Применение эффективных методов предупреждения и ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн является одной из актуальных задач. В статье предложены возможные мероприятия по их профилактике и ликвидации при строительстве скважин.

Ключевые слова: бурение, прихват, сальникообразование, смазочная добавка, жидкостная ванна, гидравлический ударный механизм

UDC 622.24.062

Columns sticking prevention and elimination at the Priobskoye field wells drilling A.A. Surkaev (BGBSE-13-12), L.M. Zaripova (candidate of engineering sciences, docent),

(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Effective methods of columns sticking prevention and elimination is one of the urgent tasks. The paper proposes possible measures for their prevention and elimination in the construction of wells

Key words : drilling, sticking, gland packing, lubricant additive, liquid bath, hydraulic impact mechanism.

Бурение скважин на Приобском месторождении в интервале 700-1800 м осложнено геологическими условиями. Наличие мощных пластов высококоллоидальных легко диспергирующихся глинистых минералов обуславливает технологические особенности, связанные

с интенсивным повышением глинистой фазы в промывочной жидкости, а также обуславливает появление затяжек и прихватов. По промысловым данным, на месторождениях Средне-го Приобья число прихватов может составлять до 48...50 % от общего числа аварий при бурении скважин, а затраты времени на их ликвидацию — до 40 %. [1,11,12,13]. Анализ данных с Приобского месторождения по причинам возникновения прихватов и мерам по их ликвидации показал, что основными причинами их возникновения является нарушение исполнителями работ технического регламента, отсутствие контроля со стороны ИТР над производством работ буровой бригадой.

Частота возникновения прихватов и время на их ликвидацию возрастают по мере увеличения глубин бурения, усложнения геологических условий проводки скважин и обусловлены взаимодействием колонн, приборов со стенками необсаженных скважин, соотношением адгезионной и когезионной связей в контакте «труба-фильтрационная корка» [2,3] и другими причинами.

В реальности, взаимодействие различных факторов и процессов не приводит к возникновению прихвата только определенного вида. Используя конкретную характеристику признаков и учитывая классификацию прихватов, можно с большой достоверностью диагностировать разновидность прихвата. Для определения границ прихвата используют прихватоопределитель, который представляет собой электромагнит цилиндрической формы, позволяющий ставить магнитные метки на стальной бурильной колонне после подачи тока в прихватоопределитель и считывать эти метки, которые фиксируют на ленте самописца, расположенного в каротажной станции.

Профилактика прихватов и, в частности, предшествующих им осложнений в виде как затяжек, посадок бурильного инструмента, обязательно предполагает регулирование свойств промывочных жидкостей и ввод смазочных добавок, как правило, имеющие многофункциональное действие [4,5,6,7,8, 9 и др].

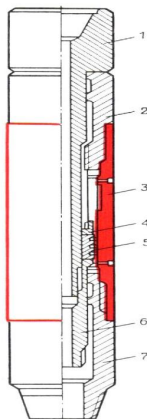
С целью ликвидации дифференциальных прихватов можно применять ОГИС (а также и ПГИС) для временного понижения гидростатического давления в скважине, различные инструменты, например, ударные механизмы, устанавливать жидкостные ванны и др.

С помощью жидкостных ванн в общем случае можно скорректировать свойства фильтрационных корок или образовавшихся сальников, обеспечить химическое растворение некоторых горных пород, снизить силу трения, уменьшить гидравлическое давление в интервале прихвата. Время действия установленной ванны для снижения удерживающей силы и ослабления прихвата, составляет от 2,5 - 4 ч и более. Положительный результат от применения ванн зависит от соответствия её рецептуры виду прихвата, от объема ванны и полностью вытеснения промывочной жидкости в зоне прихвата.

Повышение эффективности действия жидкостной ванны можно обеспечить путём применения более совершенных буферных жидкостей, в частности обладающих вязкоупругими свойствами. Повысить результативность установленной жидкостной ванны можно, если обеспечить вибрационные воздействия на зону прихвата после её установки и регулировать гидростатического давления, в том числе по циклу: репрессия-депрессия, возвратно-поступательное перемещение ванны на небольшой длине и др.

Для ликвидации прихватов бурильных колонн на Приобском месторождении предлагается использовать гидравлический ударный механизм (ГУМ), который может работать как при наличии, так и отсутствии циркуляции промывочной жидкости (рисунок 1). Возникающие в процессе бурения вибрационные нагрузки не оказывают влияния на работоспособность механизма. Применение гидравлических ударных механизмов серии ГУМ значительно сокращает затраты времени и средств на ликвидацию прихватов инструмента в скважинах.

Для профилактики прихватов при бурении скважин на Приобском месторождении рекомендуется использовать многофункциональную смазочную добавку Лубри-М [10], которую, за счет улучшенных антиприхватных и поверхностно-активных свойств, можно применять и в качестве антиприхватного состава жидкостной ванны для освобождения от дифференциального прихвата.



1 - шпindelь; 2 - переводник; 3 - цилиндр; 4 - боек; 5 - поршень; 6 - шток; 7 - нижний переводник

Рисунок 3.9 - Гидравлический ударный механизм

Список использованных источников

- 1 Исследование и разработка технологии и технических средств для предупреждения и ликвидации прихвата буровой колонны (на примере месторождений Среднего Приобья) refdt.ru/docs/7179/index-145.html
- 2 Взаимодействие колонны буровых труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 14-17.
- 3 Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл – фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов [Текст] / И.Ф. Салихов, В.Г. Конесев, Т.Д. Дихтярь, Я. Цюей // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.
- 4 Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям [Текст] / Р.А. Исаков, В.Г. Конесев, О.Г. Мамаева, В.П. Матюшин, Г.В. Конесев // История науки и техники. – 2011. – № 12. – С. 152-156.
- 5 Петров, Н.А. Исследование специальных свойств реагентов, применяемых в промывочных жидкостях [Электронный ресурс] / Н.А. Петров., Г.В.Конесев, И.Н.Давыдова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 397-404. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
- 6 Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей [Текст] / А.М. Фролов, Т.Д. Дихтярь, В.П. Пурин, Т.Р. Нуриев, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.
- 7 Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

8 Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промывочных жидкостей [Текст] / Т.Р. Нуриев, Е.Я. Минилбаев, Н.В. Веселухин, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 488-494.

9 Пат. 2367676 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Смазочная добавка для буровых растворов (варианты) [Электронный ресурс] / Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Янгиров Ф.Н., Конесев В.Г.; патентообладатель Конесев Геннадий Васильевич, ООО «Башхимпром». – № 2007129553/03; заявл. 01.08.2007; опубл. 20.09.2009, Бюл. № 26. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

10 Применение смазочной добавки с повышенными антиприхvatными свойствами ЛУБРИ-М www.oil-industry.net/Journal

11 Сулейманов, Р.И. Критерии оценки уровня освоения дисциплины «Техника и технология нефтяных и газовых скважин» / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования-2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С.175-182.

12 Зарипова, Л.М. Опыт бурения с применением наддольного гидромеханического демпфера [Текст] / Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин. – Изд-во: Уфа: Аркаим, 2015. – Т.1. – С.64-70.

13 Опыт применения антивибрационной компоновки для бурения скважин / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, М.Я. Хабибуллин, М.Л. Галимуллин, Л.М. Зарипова // Успехи современной науки. – 2016. – Т.2. – №10. – С.83-88.

УДК 622.24(075)

Дебалансные силы вооружения долот и их влияние на технологию бурения

А.Н. Попов, д-р техн. наук, профессор, О.Б. Трушкин, канд. техн. наук,

Б.Н. Трушкин, канд. техн. наук, доцент

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация: Описаны результаты стендового измерения дебаланса вооружения долот. Показано, что дебаланс долот обусловлен асимметрией вооружения и снижается с увеличением интенсивности разрушения горной породы. Показано, что по мере увеличения коэффициента бокового распора горных пород и угла искривления скважины следует применять долота с увеличенным дебалансом для предупреждения заклинивания при их подъеме из скважины.

Ключевые слова: дебаланс вооружения долот, интенсивность разрушения горных пород, коэффициент бокового распора, угол искривления скважины.

UDC 622.24(075)

Debalance forces of the cutting structure of the bits and their influence on technology of the drilling

A.N. Popov, Ph.D (technical science), professor, O. B. Trushkin, m.a. (technical science), docent,

B.N. Trushkin, m.a. (technical science), docent

(SEI HPE “Ufa State Petroleum Technological University”)

Abstract: In this article described the results of the bench measurement of the debalance forces of the cutting structure of the bits. It is shown that the debalance of the bits is caused by the asymmetry of the cutting structure and it decreases with increasing intensity of the rock destruction. It is shown that, as the coefficient of rock's lateral ridge increases and the angle of the well inclination, bits with increased debalance should be used to prevent jamming when they rise from the well.

Key words: debalance of the cutting structure of the bits, intensity of the rock destruction, coefficient of rock's lateral ridge, angle of the well inclination.

Вооружение буровых долот не осесимметрично, что предопределяет поперечную дебалансную силу в процессе работы на забое [1]. Эта сила, воздействуя на стенку скважины, увеличивает ее диаметр, что обеспечивает спуск нового долота взамен изношенного, в том числе и изношенного с уменьшением диаметра.

Для оценки величины дебалансной силы были выполнены прямые измерения на стенде при бурении единичным резцом PDC и буровыми долотами. Конструкция режущего узла и схема измерения приведены в работе [2]. В качестве аргумента выбрана интенсивность h разрушения горной породы (проходка за один оборот резца), а в качестве показателя работы принята относительная поперечная сила как отношение этой силы F_r к осевой нагрузке F на резец. В качестве дополнительного фактора принят радиус R забоя на блоке горной породы.

На рис. 1 приведены результаты бурения мрамора Коелга единичным резцом, притупленным фаской 0,3 мм на разных радиусах забоя и долотом PDC производства ОАО "Азимут".

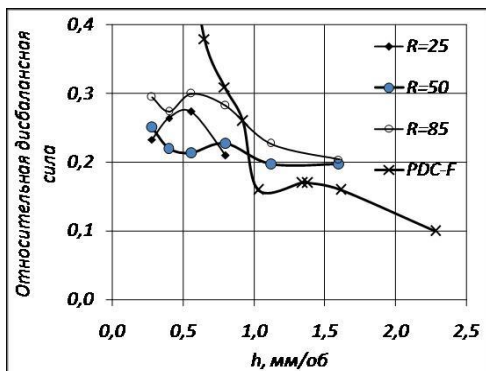


Рис. 1. Зависимости F_r/F от h при разных радиусах

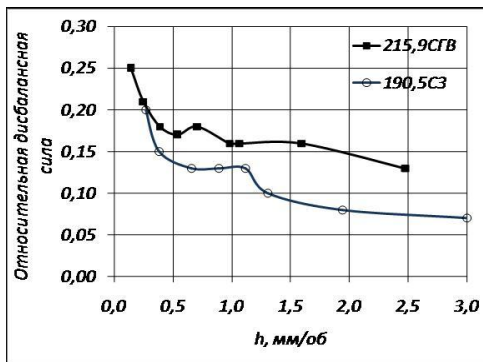


Рис. 2. Зависимости F_r/F от h для долот 215,9СГВ и 190,5СЗ-ГАУ R27

Из рис. 1 видно, что на зависимости F_r/F от h прослеживается скачкообразность разрушения горной породы. По мере увеличения h амплитуда нагрузок скачков снижается, а кривые сближаются, т.е. существенного влияния радиуса забоя на величину F_r/F не наблюдалось. В опытах наблюдалась лишь тенденция снижения F_r/F по мере увеличения интенсивности разрушения горной породы.

При стендовом бурении долотом 8Л-188,7РСА (производство ОАО "Азимут") наблюдалось вначале быстрое уменьшение величины F_r/F с ростом h , а при $h > 1$ мм/об темп снижения этой силы резко снизился.

На рис.2 приведены результаты измерения дебалансной силы на долотах 215,9С-ГВ и 190,5СЗ-ГАУ R27. Из рис.2 видно, что величина дебалансной силы зависит от конструкции долота. Как и в случае долота PDC при низких значениях проходки за оборот долота наблюдалось быстрое снижение F_r/F , а затем по мере роста h ее стабилизация. При этом в области стабилизации сила F_r/F у долота типа СЗ почти в два раза ниже, чем у долота типа С. Результаты анализа отработки этих долот показали, что у долот 215,9С-ГВ наблюдался опережающий износ третьей шарошки, тогда как у долот 190,5СЗ-ГАУ R27 износ по шарошкам был практически равномерным.

У осесимметричного долота дебалансная сила уравновешена. Такое долото образует скважину, диаметр которой практически совпадает с диаметром долота. При этом долота обеспечивают максимальную проходку. Но если боковое давление горных пород больше давления в скважине, то будет иметь место

уменьшение диаметра скважины над долотом и при подъеме долота возможно его заклинивание. Следовательно, дебаланс долот обуславливает два противоположных эффекта: снижает стойкость долот, но увеличивает диаметр скважины и предупреждает заклинивание долота при подъеме.

Например, при относительном горном давлении 2,5 и коэффициенте бокового распора $\lambda = 0,4$ деформация скважины будет отсутствовать (равновесное состояние) при относительной плотности жидкости, равной единице. С увеличением коэффициента бокового распора равновесная плотность жидкости быстро растет и при $\lambda = 0,6$ составит 1,5. Еще быстрее равновесная плотность жидкости растет по мере увеличения угла искривления скважины. Результаты расчета при $\lambda = 0,4$ приведены в таблице 1, из которой следует, что при бурении пологих наклонных и горизонтальных скважин применение осесимметричных долот может приводить к их заклиниванию при подъеме из скважины [3, 4, 5].

Таблица 1 - Влияние угла искривления скважины на величину равновесной плотности промывочной жидкости

Угол искривления, градус	0	15	20	30	40	60	90
Равновесная плотность промывочной жидкости	1,00	1,10	1,18	1,37	1,62	2,12	2,5

Кроме того, из рис. 1 и 2 следует, что при бурении пологих наклонных и горизонтальных скважин в интервалах с высоким коэффициентом бокового распора следует ограничивать интенсивность разрушения горной породы вторым скачком, т.е. примерно одним мм за оборот долота для формирования скважины наибольшего диаметра.

Выводы:

1. Дебалансная сила, обусловленная не осесимметричностью долот, снижает их производительность, но обеспечивает увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным.
2. Применение осесимметричных долот целесообразно при бурении вертикальных скважин в горных породах с низким коэффициентом бокового распора.
3. При бурении пологих наклонных и горизонтальных скважин следует использовать долота с наибольшим дебалансом сил.

Список использованных источников

1. Drill bit foundation [Текст]. - Baker Hughes Inc. - 2003.
2. Трушкин, О.Б. Разрушение горной породы единичным резцом PDC [Текст]. // «Территория «Нефтегаз», 2016. - № 5 - С. 16–20.
3. Попов, М.А. Снижение прихватоопасности и повышение управляемости шарошечных долот [Текст]. /М.А. Попов, А.Н. Попов, Ф.З. Булюкова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. - № 1.- С. 7-10.
4. Попов, А.Н. Деформирование стенок наклонной скважины и его влияние на работу и изнашивание буровых долот [Текст]. /А.Н. Попов, М.А. Попов, А.И. Могучев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. - № 3, - С. 6-13.
5. Попов, А.Н. Методика расчета упругого смещения стенок скважины после вскрытия горной породы бурением [Текст]. /А.Н. Попов, Ф.З. Булюкова, А.И. Могучев, Н.И. Крысин. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. – 24 с.

УДК 622.24

Несущая способность граничных слоев смазочных материалов

Файзуллин М.М., Нигматзянов Д.Ф.

(УГНТУ, магистранты)

Янгиров Ф.Н.

(УГНТУ, доцент)

Дихтярь Т.Д.

Аннотация. Толщина смазочного слоя оказывает влияние на работоспособность и долговечность трущихся поверхностей. От неё зависят контактная прочность, силы трения, износостойкость, несущая способность по заеданию, температура силовых контактов [8]. Существует много различных методов изучения тонких слоев жидкости на твердых поверхностях: метод измерения электрической емкости, магнитного потока, рентгеновского излучения, величины электрического тока во фрикционном контакте, метод «стопы» и прочие [1]. Одной из характеристик процесса трения-изнашивания служит толщина слоя смазки в месте наибольшего сближения поверхностей контакта, на что и является эта исследовательская работа. **Ключевые слова:** резьбовые смазки, бурильные и обсадные трубы, толщина граничного смазочного слоя, метод «Стопы».

UDC 622.24

Capacity of border layers of lubricants

Fayzullin M.M., Nigmatzyanov D.F.

(Ufa State Petroleum Technological University, undergraduate)

Yangirov F.N.

(Ufa State Petroleum Technological University, associate professor)

Dikhtyar T.D.

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

Annotation. The thickness of the lubricating layer affects the operability and durability of rubbing surfaces. It depends on contact strength, frictional forces, wear resistance, bearing capacity for seizing, temperature of power contacts. There are many different methods for studying thin liquid layers on solid surfaces such as: the method of measuring the electrical capacity, magnetic flux, X-ray radiation, the magnitude of the electric current in frictional contact, the method of foot and others [1]. One of the characteristics of the friction-wear process is the thickness of the lubricant layer at the point where the contact surfaces come closest to, and this research is directed.

Keywords: thread lubrication, thickness of lubricating layer, wear resistance of threaded connections.

Способы повышения долговечности замковых резьбовых соединений методом упрочнения их материалов называются технологическими. К ним относятся: термическая обработка, диффузионное насыщение металлов, поверхностная пластическая деформация (ППД), поверхностные защитные покрытия, и другие. Большую эффективность имеет совмещение данных способов (совмещение ППД с последующим нанесением защитных покрытий)

Повышение работоспособности резьбовых соединений, достигаемое в процессе бурения, относят к эксплуатационным способам [11]. Одним из простейших эксплуатационных способов увеличения долговечности резьбового соединения является правильный выбор усилия его предварительной затяжки [10]. Нарушение правил эксплуатации, значительное возрастание нагрузок на витках резьбы при применении трубообразовотов являются основными причинами возникновения заеданий и повышенного износа резьб [7]. Для защиты витков резьбы от вредного действия высоких контактных нагрузок и снижения интенсивности изнашивания резьбы особенно в первоначальный период работы, применяются специальные смазочные материалы с улучшенными свойствами. Установлено, что смазка, находящаяся в зазорах под давлением, принимает на себя часть нагрузки от натяга, уменьшая тем самым контактные давления на примыкающих поверхностях [2].

Толщина граничного смазочного слоя h зависит от нагрузки, скорости относительного перемещения поверхностей трения состава и свойств смазочных материалов [9].

Исследования, проведенные Ю.А. Розенбергом, Г.И. Фуксом, М.В. Райко, свидетельствуют о плавном росте толщины граничного слоя смазки h в условиях трения со скольжением при увеличении скорости качения, вязкости смазочных материалов в связи с выплаживанием (приработкой) трущихся поверхностей после чего наступает стабилизация значений толщи-

ны граничного смазочного слоя. С ростом толщины смазочного слоя изнашивание уменьшается, т.к. при этом уменьшаются сдвиговые напряжения в смазочном слое. Проведенные эксперименты и расчеты показывают уменьшение граничного слоя с ростом скорости скольжения, температуры и контактных напряжений что связано с десорбцией молекул смазки с поверхности трения и достигнув минимума при определенной объемной температуре, толщина смазочного слоя вновь начинает увеличиваться в связи с активизацией хемосорбционных процессов [4].

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ, нами были выполнены экспериментальные исследования толщины граничных слоев различных смазочных материалов на основе известного метода «стопы» [5], сущность которого заключается в измерение высоты 20 роликов размещенных в цилиндрическом канале (трубке). Замеры высоты проводятся для сухих и смазанных исследуемым материалом роликов. Экспериментально установлено, что при нагрузках 60-80 Н существенных изменений граничных слоев не происходит. Расчет толщины граничного слоя смазки h проводится по формуле:

$$h = \Delta H / (n + 2) \cdot 2$$

где ΔH - разность показаний микрометра до и после нанесения смазки;

n - число роликов.

Некоторые результаты опытов по измерению толщин граничных слоев различных смазок приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Толщина граничных слоев смазок

Смазка	Толщина граничного слоя смазки по трем измерениям, мкм			
	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	Ср. значение
Графитол	1,80	1,50	0,13	1,14
Литол-24	3,47	2,63	4,68	3,81
Резьбовая смазка Р-416	21,5	18,09	19,13	19,56
Резьбовая смазка Р-113	14,36	14,25	15,81	14,79

Определение толщины слоев смазки проведено при нагрузке 80Н.

Из таблицы 1 видно, что резьбовая смазка Р-416 создает граничный слой, обладающий наиболее высокой несущей способностью с наличием в составе смазки Р-416 (до 65%), порошка свинца (59%) оксида свинца (2,5%) и сульфида свинца (3,5%) [6].

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник в 5-ти т. Т. 1 / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2014. – 546 с.
2. Смазочные действия сред в буровой технологии [Текст] / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак, Р.А. Мулюков. – М.: Недра, 1993. – 272 с.
3. Пат. 2136722 Российская Федерация, МПК7 С 10 М 129/02, С 10 М 129/02, С 10 М 129/74, С 10 М 129/10, С 10 М 125/02, С 10 М 117/02, С 10 Н 30/06, С 10 Н 40/34. Уплотнительная низкотемпературная пластичная смазка для резьбовых соединений буровых труб «УГС» [Электронный ресурс] / Мулюков Р.А., Ковтуненко С.В., Янгиров Ф.Н., Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Исмаков Р.А., Рекин С.А.; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет. – № 98115908/04; заявл. 24.08.98; опубл. 10.09.99. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
4. Захарченко А.В. Толщина смазочного слоя трибосопряжениях как характеристика параметров процесса. //Сборник научных трудов № 36 Вестник Национального Технического Университета «ХПИ», Киев 2012.
5. Дерягин, Б.В. Проблемы внешнего трения твердых тел и граничной смазки [Текст] / Б.В. Дерягин. – М.: Машиностроение, 1986. – 156 с.
6. Сеницын, В.В. Пластичные смазки в СССР [Текст]: справочник / В.В. Сеницын. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Химия, 1984. – 192 с.
7. Петров, Н.А. Стенд для исследования процессов повторной герметизации резьбовых соединений нефтепромысловых труб [Текст] / Н.А. Петров, Ф.Н. Янгиров // Нефтегазовое дело. – 2010. – Т. 8. – № 1. – С. 43-46.

8. Упрочнение поверхностей для повышения ресурса работы бурильных труб [Электронный ресурс] / А.Р. Яхин, Р.А. Исмаков, Р.Р. Гарифуллин, Ф.Н. Янгиров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 4. – С. 381-399. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

9. Исследования износостойкости замков бурильных труб при трении о горную породу в различных средах [Текст] / А.Р. Яхин, Г.В. Конесев, Ф.Н. Янгиров, А.М. Фролов // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 6. – С. 30-35.

10. Янгиров, Ф.Н. Улучшение показателей бурения применением новой смазки в резьбовых соединениях бурильного инструмента [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Ф.Н. Янгиров. – Уфа, 1999.

11. Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин [Текст]: монография / Н.А. Петров, А.В. Кореньяко, Ф.Н. Янгиров, О.И. Елизаров. – Уфа: Монография, 2005. – 88 с.

УДК 622.244.442

Разработка рецептуры раствора для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Вьетнама

Т.В. Фам, А.К.Д. Сантуш

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)

Т.Д. Дикхтарь

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

Аннотация: проблемой бурения нефтяных скважин во Вьетнаме является выбор качественного раствора для вскрытия продуктивных пластов с аномальным высоким давлением. На кафедре бурения УГНТУ нами выполнены экспериментальные исследования и обоснована рецептура утяжеленного биополимерного безглинистого раствора с использованием нового реагента комплексного действия БКР – 5.

Ключевые слова: биополимеры, вскрытие продуктивных пластов, наклонно-направленные скважины, утяжеленный буровой раствор, БКР – 5.

UDK 622.244.442

Development of the solution recepture for the opening of productive layers in Vietnam fields

T.V. Fam, A.K.D. Santos

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, master student)

T.D. Dikhtyar

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

Abstract: The problem of oil wells drilling in Vietnam is the choice of high quality solution for opening productive layers with abnormal high pressure. At the Drilling Department of USPTU we carried out experimental studies and justified the formulation of a weighted biopolymer free clay solution with the use of a new complex action reagent BKR-5.

Keywords: biopolymers, opening of productive layers, directional wells, weighted drilling mud, BKR-5.

В существующих социально-экономических условиях Вьетнама нефтегазодобывающая промышленность является ведущей отраслью. При составлении проектов по строительству скважины в настоящее время остается острым вопрос по выбору типа бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов, особенно с аномальным пластовым давлением.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов должны оказывать минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт, иметь высокую взвешивающую и несущую способности для предотвращения накопления шлама в скважине, обладать повышенными смазочными свойствами и др. [1, 2, 3, 4, 5].

В настоящее время важным направлением технологии строительства скважин является применение утяжеленных промывочных жидкостей, повышающих эффективность первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными и многозбойными горизонтальными стволами.

Производственный опыт при вскрытии продуктивных пластов на месторождении «СТ – 4Х / ТАМ ДАО 02» площадь «КА ТАМ», осуществляемого СП «ВЬЕТОПЕТРО» показывает, что до настоящего времени не разработан оптимальный состав бурового раствора для проходки скважин, особенно наклонно-направленных. Большое количество в общем балансе времени затрачивается на борьбу с геологическими осложнениями. Применение биополимерных ингибирующих буровых растворов не всегда дает положительные результаты при сдерживании процесса разупрочнения глин, но позволяет достаточно хорошо выносить выбуренный шлам из наклонной и горизонтальной частей ствола скважины [6].

Требуемые параметры биополимерных утяжеленных буровых растворов для вскрытия продуктивного пласта на площади «КА ТАМ» по проекту СП «ВЬЕТОПЕТРО» приведены в таблице 1, краткая характеристика продуктивного пласта приведена в таблице 2.

Таблица 1 - Значения требуемых параметров * биополимерного раствора для вскрытия продуктивного пласта

ρ , кг/м ³	УВ, с	ПФ, см ³ /30мин	η пл, мПа.с	τ_0 , дПа	pH	СНС _{1/10} , дПа	Корка, мм
1,45 – 1,54	60 -80	3-5	5 - 35	120 - 192	9-10	15 - 25 / 30 - 50	1-1,5

* обозначения параметров см. ниже (таблица 3)

Таблица 2 - Краткая геологическая характеристика продуктивного пласта

№	Параметр	Значение
1	Скважина	СТ-4Х наклонно- направленная
2	Продуктивный пласт	E ₂ (Свита ЧаТан)
3	Глубина залегания, м	4145 – 4347
4	Пластовая температура, 0С	109 – 115
5	Пластовое давление, Па	(1,32 – 1,35) Рг
6	Давление гидроразрыва, Па	(1,70 – 1,72) Рг

На кафедре бурения УГНТУ нами разработан биополимерный утяжеленный высоко ингибирующий буровой раствора (БВБР) с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными, энергосберегающими и природоохранными свойствами.

Экспериментально подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколько реагентами:

- биополимер (ксантановая смола): в современных условиях бурения актуальной является задача улучшения солестойкости и термостойкости биополимерных растворов, что требует проведения специальных исследований. Нами выполнены эксперименты по влиянию минерализации и температуры на свойства безглинистого раствора на основе биополимеров XathanGum и DUO-VIS. Указанные реагенты являются высокоэффективными псевдопластиками и структурообразователями [7, 8];

- полианионная целлюлоза низкой вязкости (РАС – LV): используется для снижения фильтрации буровых растворов без изменения реологических свойств;

- хлорид калия (KCl): играет определяющую роль в обеспечении ингибирующего действия БВБР. В силу малых размеров гидратированные катионы калия могут глубоко проникать в межпакетные пространства кристаллической решетки глинистых минералов, прочно сращивая слои и пакеты. Одновременно данный ингибитор гидратации глинистых частиц используются для регулирования плотности безглинистого раствора;

- мел (CaCO₃): применяется для утяжеления растворов при вскрытии продуктивного пласта и кольматации;

- барит: применяется для утяжеления промывочных растворов
- гидроксид натрия (NaOH): применяется для регулирования pH;
- БКР – 5: буровой комплексный реагент, предназначен для улучшения качества вскрытия продуктивного пласта;
- бактерицид марки «Дарсан» предназначен для защиты биополимера от деструкции.

Состав и показатели свойств ингибирующих биополимерных промывочных растворов представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Состав и показатели свойств ингибирующих биополимерных промывочных растворов

№	Состав и последовательность приготовления растворов	Показатели свойств раствора *										
		ρ	η	τ_0	СНС	С	Кт	УВ	ПФ	Плп	СНС	ПФ
1	Вода + 0,5% Duo-Vis + 2% PAC-LV + 5% KCl + 5% CaCO ₃ + 0,1% NaOH + 0,5% Бактерицид + 1% БКР – 5.	1,06	15,5	6	19	104	10	14/18	-	0,4	1	
2	№ 1 + 60% Барит	1,46	23	4	25	200	10	19/35	20	1,6	1,5	
3	Вода + 0,5% Cathan gum + 2% PAC-LV + 5% KCl + 5% CaCO ₃ + 0,1% NaOH + 0,5% Бактерицид + 1% БКР – 5.	1,06	12	6,5	17	86	10	16/19	-	0,3	1	
4	№ 3 + 60% Барит	1,46	22	4	26	190	10	20/49	20	2,9	1,5	

* Примечание: ρ – плотность, УВ – условная вязкость, ПФ – показатель фильтрации, Плп – пластическая вязкость, τ_0 – динамическое напряжение сдвига, СНС – статическое напряжение сдвига, С – стабильность бурового раствора, кг/м³, Кт – коэффициент тиксотропии, УВ – по ВБР – 1, Плп, τ_0 , СНС – по ВСН – 3, ПФ – по ВМ – 6, pH – по индикаторной бумаге.

Из таблицы 3 видно, что ввод барита увеличивает плотность биополимерного раствора до требуемого значения, уменьшает показатель фильтрации. Утяжеленный биополимерный раствор соответствует требованиям и по другим параметрам, в том числе и по стабильности: изменение плотности по прибору ЦС – 2 не более 60 кг/м³, коэффициент тиксотропии должен быть в интервале $K_t=1,5-3$ [7, 8, 9]

Список использованных источников

- Захаров М.А. Разработка и внедрение утяжеленного раствора на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных горизонтов с АВПД при строительстве поисково-разведочных скважин [Текст] / М.А. Захаров, Л.А. Чижова // Международный студенческий научный вестник. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.scienceforum.ru/2017/pdf/33724.pdf>.
- Разработка и исследование инвертно-эмульсионных растворов для работы с продуктивными пластами [Текст] / К.Х. Гисматова, А.В. Чудновская, Г.В. Конесев, Ф.Н. Янгиров, С.А. Мухина // Геология и нефтегазосность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт, инновации): материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича) / коллектив авторов. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного нефтегазового университета, 2012. – С. 9-12.
- Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов [Текст] / В.П. Магюшин, Г.В. Конесев, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.
- Исмаков, Р.А. Управление свойствами технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов [Текст]: учебное пособие / Р.А. Исмаков, Н.А. Петров, Г.В. Конесев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 153 с.
- Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

6 Третьяк А.Я. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для сооружения наклонно-направленных и горизонтальных скважин [Текст] / А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда [и др.] // Время колтюбинга. – 2001. – №36 (Июнь). – С. 66 – 74.

7 Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин том [Текст] / В.П. Овчинников [и др.] // Тюмень ТюмГНТУ. – 2014. – С. 82 – 85.

8 Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов // Издательство «Летопись». – 2005. – С. 65 и 52.

9 Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов, М.Р. Мавлютов, Р.Х. Санников, Л.А. Алексеев, Г.В. Конесев, Л.М. Левинсон, Ф.А. Агзамов, Х.И. Акчурин, Р.М. Сакаев, П.Н. Матюшин. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 2007. – 508 с.: ил.

УДК 622.276.6

Зарезка боковых стволов и боковых горизонтальных стволов с применением гидравлического разрыва пласта

А.Д. Филимонова

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)

Аннотация: В работе рассмотрено развитие забуривания боковых стволов с вертикальным и горизонтальным окончаниями. Благодаря применению гидравлического разрыва пласта дополнительно можно достичь интенсификации добычи нефти в боковых стволах. Приведены данные об эффективности применения данных технологий на различных нефтедобывающих предприятиях.

Ключевые слова: боковые стволы, горизонтальные скважины, гидравлический разрыв пласта

UDC 622.276.6

The sidetracking and horizontal wellbores with hydraulic fracturing

A. D. Philimonova

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, undergraduate)

Abstract: the paper discusses the development of collaring sidetracks with horizontal and vertical endings. Due to use of hydraulic fracturing additionally, you can achieve the intensification of oil production in the lateral trunks. Data on the effectiveness of applying these technologies to various oil companies.

Keywords: sidetracks, horizontal wells, hydraulic fracturing

Важными проблемами разработки нефтяных месторождений в условиях падающей добычи являются высокая обводненность скважин, износ промыслового оборудования, увеличение простаивающего фонда скважин. Возникает необходимость дополнительных расходов на подземные и капитальные ремонты, которые, в свою очередь, приводят к повышению себестоимости добычи нефти [1,2]. В то же время множество месторождений в условиях падающей добычи располагают значительными объемами запасов остаточной нефти. Поэтому поддержание уровня добычи нефти является серьезной и важной задачей [3]. Наиболее перспективное технологическое решение для такой задачи является восстановление старого фонда скважин, а именно бурение боковых стволов (БС) из существующего эксплуатационного фонда скважин.

Статистический анализ развития технологий зарезки боковых стволов и боковых стволов с горизонтальным окончанием показал, что с помощью вертикальных наклонно-направленных скважин, даже с применением заводнения, максимально извлекается около 30 -50 % нефти, содержащейся в пласте [4].

Новые технологии бурения позволили повысить количество скважин, из которых можно бурить вторые стволы с различными радиусами кривизны и разветвленные стволы. В 1996 году лишь в США было пробурено более, чем 1500 боковых стволов. К 1999 году число подобных скважин увеличилось на 25% [5].

В настоящее время ведущими разработками в области резки и бурения дополнительных стволов располагают зарубежные компании такие как “Schlumberger”, “Drilling Service” “Smith” и др. их оборудование характеризуется высоким качеством, эффективностью, долговечностью и имеет большую точность измерения [6]. Однако, по сравнению с отечественным оборудованием их стоимость значительно выше [7].

Боковые стволы условно можно подразделить на:

- Вертикальные наклонно-направленные боковые стволы;
- Боковые горизонтальные стволы (БГС).

На рисунке 1.1 приведены условные схемы БС и БГС.

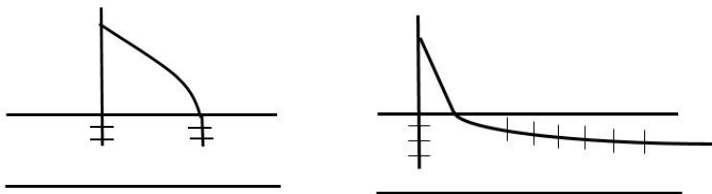


Рисунок 1.1 - Условная схема резки БС и БГС

В случае если отдельные пласты обладают большой мощностью, то наиболее перспективно использовать один наклонный вторичный ствол, который позволит вскрыть все пласты сразу. Но в случае прорыва воды из высокопроизводительных пластов, разобщение таких пластов будет весьма затруднено. Поэтому в таком ключе наиболее рентабельно использование многоствольной скважины.

Часто встречаются тонкослоистые месторождения, где размещение боковых стволов с горизонтальным окончанием в каждом пропластке практически невозможно, решить данную проблему также позволяют наклонные боковые стволы [8]. Для большей эффективности на таких участках дополнительно проводят операцию гидравлического разрыва пласта, которая позволяет значительно увеличить отбор.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в создании высокопроводимой трещины в нефтяном пласте для обеспечения притока добываемого флюида (нефть, вода, газ, конденсат, либо их смесь) к забою скважины. Первая в мире операция ГРП была проведена компанией Halliburton, выполнившей его в США в 1949 году [9].

Различают проппантный, кислотный и комбинированный ГРП.

1.Пропантный ГРП – гидроразрыв с использованием проппанта – расклинивающего материала, который закачивают в процессе ГРП для предотвращения смыкания созданной трещины.

2. Кислотный ГРП – гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется кислота. Созданная с помощью кислоты и высокого давления сеть трещин и каверн не требует закрепления проппантом. От обычной кислотной обработки отличается гораздо большим объемом использованной кислоты и давлением закачки (выше давления разрыва горной породы).

3. Комбинированный (многостадийный) ГРП – это последовательное проведение нескольких ГРП в одной скважине, может содержать как кислотный, так и проппантный ГРП.

Горизонтальные скважины позволяют задействовать залежи нефти, отдаленные по горизонтали от устья скважины, ввести их в активную разработку и обеспечить довыработку запасов из пластов малой мощности.

Также важно отметить, что боковые стволы с горизонтальным окончанием без использования дополнительных технологических средств и операций по интенсификации добычи обеспечивают более высокую производительность, чем вертикальные скважины после гидроразрывов [10].

Еще одно довольно важное преимущество применения горизонтальных скважин это возможность пробуривания пластов и пропластков, которые оснащены либо газовой шапкой вверх, либо подстилающей водой снизу. В этом случае пласты вскрывают и эксплуатируют одним горизонтальным стволом, но здесь следует учесть, что при сильном подпоре «нижней» воды - вода может стать основным компонентом продукции скважины, поэтому рекомендуется размещать стволы горизонтальных скважин ближе к кровле продуктивного пласта, на определенном допустимом расстоянии. Но, как и при вскрытии отдельных пластов одним наклонно-направленным, в случае прорыва газа или воды хотя бы по одному из пропластков отрицательно это скажется на всех, то есть дальнейшая разработка всех остальных пластов, которые вскрыла ГС, будет весьма затруднительна. Здесь рекомендуется избирательное вскрытие каждого пласта. В зависимости от различных геологических условий выбирается наиболее действенный и оптимальный подход для каждого случая отдельно.

В АНК "Башнефть" пробурено более 250 БС, в том числе БГС. На сегодняшний день на территории Республики Башкортостан почти все крупные месторождения уже занимают «оживлением» аварийных и бездействующих скважин путем внедрения боковых стволов [11].

Для интенсификации добычи нефти в боковых стволах с горизонтальным окончанием применяется комбинированный (многостадийный) ГРП – это последовательное проведение нескольких ГРП в одной скважине, может содержать как кислотный, так и проппантный ГРП. Условная схема БС с ГРП и БГС с МГРП приведена на рисунке 1.2.

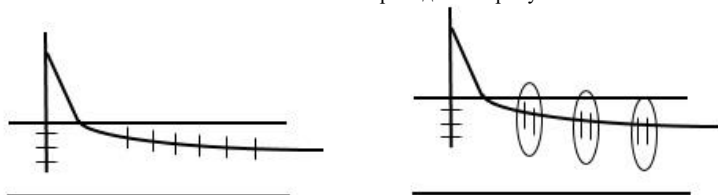


Рисунок 1.2- Условная схема зарезки БС с ГРП и БГС с МГРП

В настоящее время все нефтяные регионы России уже используют рассмотренные технологии как наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов. Эти методы являются весьма перспективными, особенно на месторождениях с незначительными остаточными запасами, поскольку не требует ведения новых скважин и применения дорогостоящих технологий, он обеспечивает поддержание уровня добычи нефти при невысоких затратах, а также делает возможным извлечение флюида из ранее недоступных или труднодоступных, виду особых условий осадконакопления, залежей нефти.

Список использованных источников

- 1 Губина О.В., Майский Р.А. Особенности аналитического исследования показателей безубыточности и запаса финансовой прочности организации // Инновации в системе бухгалтерского учета, анализа и аудита в условиях реформирования налоговой и финансовой политики коммерческих организаций. Международный экономический форум «Бакановские чтения» : сборник научных трудов. 2013. С. 167-172.
- 2 Байбакова И. Р. , Майский Р.А. Организационно-методические аспекты управления предприятиями нефтегазового комплекса / И. Р. Байбакова, Р. А. Майский // Актуальные проблемы науки и техники-2015 : материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - Т. 3. - С. 173-175.

- 3 Об основных аспектах проектирования беспроводных сетей параметрического мониторинга удаленных объектов / Павлова З.Х., Балтин Р.Р., Краснов А.Н., Майский Р.А. // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-3 (54). С. 161-164
- 4 Методы математической статистики / Абзалимов Р.Р., и др. // Учебное пособие / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2016.
- 5 Афанасьева, А.В. Опыт разработки нефтегазовых залежей за рубежом. - М., ВНИИО-ЭНГ, 1977. - 54 с.
- 6 Моделирование методов исследования скважин на основе обобщенной формулы Грина / Карабельская И.В., Абызбаев И.И., Ахметов И.В., Майский Р.А., Янченко С.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). С. 18-27.
- 7 Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Баганов, А.В. Спиридонов. - М.: Институт проблем нефти и газа, 2004. - 520 с.
- 8 Матросов В.Ю., Майский Р.А., Сысолятин А.А. Причины загрязнения призабойной зоны пласта и возможные пути ее устранения //Символ науки. 2016. №4-4 (16). С. 49-51.
- 9 Майский Р.А., Хасанов И.Г. Моделирование процессов при гидравлическом разрыве пласта с использованием специализированных программных продуктов //Актуальные проблемы науки и техники. материалы VII Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2014. С. 48-49.
- 10 Ермолаев, А.И., Браеннев, К.А. Модели многокритериального выбора вариантов эксплуатации нефтяных скважин – М.: РГУНГ, 2005. - 61 с.
- 11 Гилязов, Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 255 с.

УДК 622

Изучение предельной и гиббсовской адсорбции лигносульфонатов, как основы буровых реагентов

Хабибуллин Т.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, бакалавр)

Тептерева Г.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н., доцент)

Дихтярь Т.Д.

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы адсорбционной активности сульфитного лигносульфоната (рН=4) и нейтрально-сульфитного лигносульфоната (рН=7) на мономинерале, постоянного химического состава. Исследование проводилось методом измерения поверхностного натяжения растворов лигносульфонатов различной концентрации на границе жидкость-жидкость, с последующим определением величины предельной адсорбции на твердых фазах. Установлены различия между лигносульфонатами сульфитного и нейтрально-сульфитного щелока.

Ключевые слова: лигносульфонат, сульфитные щелока, нейтрально-сульфитные щелока, адсорбция, гиббсовская адсорбция, твердые фазы.

UDC 622

The study of marginal and gibowski adsorption of lignosulfonate as the basis of drilling reagents,

Khatabullin T.R

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, bachelor student)

Teptereva G.A

305

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, candidate of engineering sciences, associate professor)

Dikhtyar T.D.

(Branch of USPTU in the City Oktyabrsky, candidate of engineering sciences, associate professor)

Abstract. The paper considers the issues of adsorption activity sulfite lignosulfonate (pH=4) and neutral sulfite lignosulfonate (pH=7) on monomineral, constant chemical composition. The study was conducted by measuring surface tension of various solutions of lignosulfonate concentration on the boundary of liquid-liquid, with subsequent determination of the magnitude of the limiting adsorption on solid phases. The differences between lignosulfonate sulfite and neutral-sulfite liquor.

Keywords: lignosulfonate, sulfite liquor, the neutral-sulfite liquor, adsorption, gibovsky adsorption, solid phase.

Лигносультонаты являются основным веществом сульфитных щелоков – побочных продуктов процесса делигнификации древесины [1] и по классу соединений представляют собой соль лигносульфоновой кислоты. Брутто-формула лигносульфоновой кислоты $C_{26}H_{30}O_{12}S$. В буровой технологии, лигносульфонаты являются основой получения реагентов для химической обработки промысловых жидкостей, придавая последним свойства, направленные на улучшение показателей буримости горных пород [5,8].

Объектами исследования являлись лигносульфонаты сульфитного (pH=4) способа получения (далее - СЛ) и нейтрально-сульфитного (pH=7) способов получения (далее - НСЛ) и мономинерал C_3A (таблицы 1 и 2). Данные таблицы 1 показывают, что щелока различных способов получения отличаются по ряду показателей, в том числе и по содержанию основного вещества (лигносульфоната).

Целью работы являлось изучение и сравнительная характеристика величин предельной и гиббсовской адсорбции на мономинерале C_3A , составляющим основу таких горных пород как известняки и сланцы.

Таблица 1 - Состав лигносульфонатов НСЛ и СЛ

Показатель	Содержание продуктов, % масс.		
	Нейтрально-сульфитный щелок (НСЛ)		Сульфитный щелок (СЛ)
	г/дм ³	% в пересчете на сухое вещество	
Сухие вещества	71,87	100	100
Органические вещества	43,39	60,37	79,57
Лигносультонаты	35,63	49,58	55
Зола	30,77	42,81	20
Сульфатная зола	39,29	54,67	-
Редуцирующие вещества:			
до инверсии	5,29	7,36	-
после инверсии	12,55	17,46	28
Пентозы (после инверсии)	7,76	10,79	20,6
Лигнин	12,76	17,75	-
Сера в органических соединениях	1,85	2,58	-
Летучие кислоты в пересчете на уксусную кислоту	6,64	9,21	3,15
Na_2SO_3	1,2	1,42	2,06
Na_2SO_4	15,07	20,97	2,7
Na_2CO_3	3,63	5,05	1,2
CH_3COONa	9,77	12,18	-

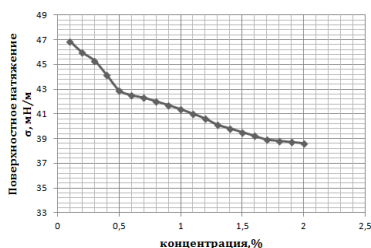
Таблица 2 - Химический состав клинкера

Химический состав клинкера	Свойства	Обозначения
$3CaO \cdot Al_2O_3$	Трехкальциевый алюминат – самый быстродействующий минерал. Обеспечивает набор прочности камня в первые часы твердения, в чистом виде не встречается в природе.	C_3A

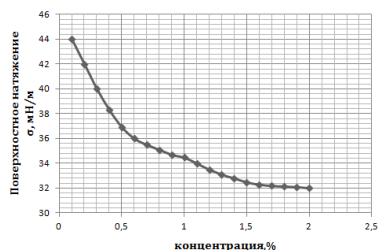
Измерение величины адсорбционных потерь (A , мг/1 г твердой фазы) при контакте растворов лигносульфонатов с поверхностью мономинерала проводилось по методике [2,3], сущность которой заключается в измерении величины поверхностного натяжения растворов различной концентрации на границе жидкость-жидкость до и после 24-часового контакта.

Были построены тарировочные кривые зависимости поверхностного натяжения растворов от концентрации для СЛ и НСЛ (рисунок 1)

Данные рисунков 1,2 показывают, что для нейтрально-сульфитного щелока способность к снижению поверхностного натяжения превышает аналогичную характеристику сульфитного щелока (лигносульфоната).



а) от концентрации СЛ



б) от концентрации НСЛ

Рисунок 1 – Тарировочная кривая зависимости поверхностного натяжения

На основании кривых (рисунок 1) построены изотермы адсорбции (рисунок 2).

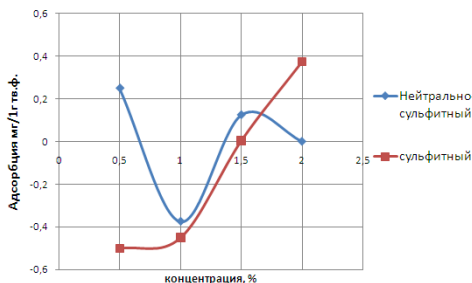
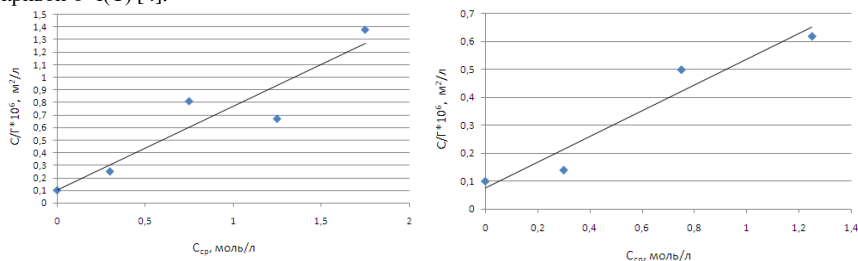


Рисунок 2 - Зависимости величин адсорбции на клинкере C_3A от концентраций водных растворов лигносульфонатов

Данные рисунка 2 показывают, что на мономинерале C_3A (аналог известняков и сланцев), не имеющего зарядов на поверхности, величины предельной адсорбции весьма невелики, а для НСЛ имеют переменный характер с тенденцией к переходу молекул и объема фазы в поверхностный слой с увеличением концентрации растворов щелоков. В результате происходит накопление вещества на границе раздела фаз и переход величин адсорбции в область положительных значений, что квалифицируется, как создание адсорбционной пленки на межфазной границе, т.е. происходит смачивание и создание условий, способствующих улучшению буримости горных пород.

Далее измерили величину гиббсовской адсорбции с целью определения избытка вещества в поверхностном слое на единицу поверхности, по сравнению с его концентрацией в

объеме фазы и получения сравнительной характеристики величин адсорбции. Гиббсовская адсорбция рассчитывалась аналитическим способом. С помощью зависимости поверхностного натяжения раствора от концентрации растворенного вещества (рисунок 2), рассчитали изотерму адсорбции ПАВ методом графического дифференцирования экспериментальной кривой $\sigma=f(C)$ [4].



а) адсорбция СЛ;

б) адсорбция НСЛ

Рисунок 3 - Изотерма гиббсовской адсорбции

Для СЛ рассчитали гиббсовскую адсорбцию: $\Gamma_{\infty}=1,8 \cdot 10^{-6}$ моль/м² и площадь, занимаемую одной молекулой ПАВ в насыщенном адсорбционном слое на границе раздела фаз (S0): $S_0=1/(\Gamma_{\infty} \cdot N_A)=9,8 \cdot 10^{-19}$ м².

Для НСЛ рассчитали предельную адсорбцию: $\Gamma_{\infty}=2,17 \cdot 10^{-6}$ моль/м² и площадь, занимаемую одной молекулой ПАВ в насыщенном адсорбционном слое на границе раздела фаз (S0): $S_0=1/(\Gamma_{\infty} \cdot N_A)=7,44 \cdot 10^{-19}$ м²

Так получили, что для НСЛ площадь, занимаемая одной молекулой несколько меньше. Согласно формуле $E=\sigma \cdot \Delta S$ можно предположить, что НСЛ имеют меньшее значение энергии, меньшую молекулярную массу и меньшую реакционную способность, что коррелирует с ранее полученными данными о реакционной способности нейтральных щелоков [9].

Опосредовано, можно предположить, что нейтрально-сульфитные щелока, хорошо снижая поверхностное натяжение растворов, но имея низкий потенциал, не образуют устойчивых сорбционных пленок, практически не вступая во взаимодействие с компонентами горных пород, что исключает явление хемосорбции на межфазной границе и снижает эффективность и показатели буримости горных пород.

Список использованных источников

1. Гаврилов, Б.М. Лигно-полимерные реагенты для буровых растворов [Текст] / Б.М. Гаврилов. – Краснодар: [б.и.], 2004. – 523 с.
2. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов [Текст] / Г.А. Бабалян, И.И. Кравченко, И.Л. Мархасин, Г.В. Рудаков. – М.: Гостехиздат, 1962.
3. Бабалян, Г.А. О методах исследования адсорбции водо-и нефтерастворимых ПАВ [Текст] / Г.А. Бабалян // Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности / под ред. П.А. Ребиндера, Г.А. Бабаляна, И.И. Кравченко. – М.: Изд-во ВНИИО-ЭНГ, 1966. – С. 8-13.
4. Михеева, Е.В. Поверхностные явления и дисперсные системы. Коллоидная химия. Сборник примеров и задач [Текст]: учебное пособие / Е.В. Михеева, Н.П. Пикула, С.Н. Карбаинова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – С. 42-50.
5. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник в 5-ти т.1 / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2014. – 546 с.
6. Грей, Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) [Текст] / Дж.Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 124 с.
7. Паус, К.Ф. Буровые растворы [Текст] / К.Ф. Паус. – М.: Недра, 1973. – 303 с.

8. Совершенствование процесса получения хромлигносульфонатных буровых реагентов [Текст]: монография / А.Д. Бадикова, Г.А. Тептерева, И.Н. Куляшова, Р.А. Ялалова, Ф.Х. Кудашева. – Уфа: Изд-во БашГУ, 2015. – 108 с.

9. Реакционная способность сульфитных щелоков как основы буровых реагентов [Электронный ресурс] / Г.А. Тептерева, И.Н. Куляшова, Л.Х. Асфандияров, Г.В. Конесев, А.Д. Бадикова, И.А. Четвертёва // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 91-115. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

УДК 622.24.063;502.171

Разработка инвертно-эмульсионного бурового раствора с улучшенной экологической безопасностью

Хасанов Р.М., Валиев Р.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистранты)

Чудновская А.В.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, аспирант)

Конесев В.Г.

(НТЦ «Газпромнефть» к.т.н., руководитель направления продуктивности)

Дихтырь Т.Д.

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)

Аннотация. В настоящее время при бурении и ремонте скважин широкое распространение получили инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР). В данной статье представлены результаты исследований по подбору рецептур ИЭР с низкой экологической агрессивностью дисперсионной среды, улучшенными реологическими и ингибирующими способностями.

Ключевые слова: Инвертно-эмульсионные растворы, экология, минеральные масла, термостабильность, полимеры, ингибиторы.

UDC 622.24.063;502.171

Development of invert-emulsion drilling fluid with improved ecological safety

Khasanov R.M., Valiev R.R.

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, master student)

Chudnovskaya A.V.

(Ufa State Petroleum Technological University, c. Ufa, postgraduate)

Konesev V.G.

(STC «Gazpromneft» candidate of engineering sciences, head of productivity)

T.D. Dikhtyar

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

Abstract. Currently in the drilling and repair of wells wide application invert emulsion drilling fluids (IEDF). This article presents the results of research on the selection of formulations of IEDF with low environmental aggressiveness of the dispersion medium, improved rheological and inhibiting abilities.

Key words: Invert emulsion drilling fluids, ecology, thermal stability, mineral oils, polymers, inhibitors.

В отечественной и зарубежной практике бурения и заканчивании скважин все более широкое распространение получают инвертно-эмульсионные буровые растворы. Практика бурения показала, что для промывки при бурении наклонных и горизонтальных скважин эффективнее использовать ИЭР и безводные растворы на углеводородной основе (РВО). Главным образом ИЭР используются для вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств, повышения устойчивости стенок стволов, представленных отложениями солей, глин, аргиллитов, глинистых сланцев, теряющих устойчивость при контакте с

растворами на водной основе. ИЭР обладают высокими антикоррозионными, смазочными свойствами, менее пожароопасны и более дешевы, чем безводные РУО [1,2,3,4,5 и др].

Однако применяемые в настоящее время ИЭР имеют ряд недостатков, один из которых – высокая экологическая агрессивность из-за большого содержания ароматических соединений в дисперсионной среде. В качестве дисперсионной среды ИЭР широко используются нефть и продукты ее переработки, в частности дизельные топлива и др. Так же существенным недостатком традиционных ИЭР по сравнению с буровыми растворами на водной основе является значительное снижение показателей реологических свойств с ростом температуры. Ухудшается качество очистки ствола скважины, буровой раствор становится агрегативно и кинетически неустойчивым, плохо удерживает твердую фазу и утяжелитель во взвешенном состоянии. Отклонение реологических показателей от требуемых по ГТН отрицательно сказывается на условиях промывки скважин, снижается механическая скорость бурения, проявляется эффект поршневания и т.д. Наличие указанных проблем свидетельствует о том, что для применения ИЭР в современном бурении, необходимо повысить их экологическую безопасность, усовершенствовать технологические свойства растворов.

На кафедре бурения УГНТУ выполнены соответствующие исследования по улучшению свойств ИЭР. На первом этапе проведено экспериментальное обоснование выбора эмульгатора для эмульсий «вода в масле». Действие эмульгаторов основано на способности поверхностно-активных веществ (ПАВ) с заданным гидрофильно-липофильным балансом снижать межфазное поверхностное натяжение и формировать на границе раздела фаз определенный слой, предотвращающий коалесценцию глобул дисперсной фазы [6]. Установлено, что композиция жирных кислот и различных аминокислот (эмульгатор «УГНТУ») проявляет высокие эмульгирующие свойства при получении ИЭР (таблица 1).

Таблица 1- Влияние различных эмульгаторов на электростабильность эмульсии

Состав эмульсии	Параметр ИЭР	
	Плотность ρ , кг/м ³	Электростабильность U, В
47,5%Диз.топливо +1% «СЭТ-1»+ 51,5% $CaCl_2$ *	960	160
47,5% Диз.топливо +1% «ЯланЭ2»+ 51,5% $CaCl_2$	960	130
47,5% Диз.топливо +1% «Алдинол-10»+ 51,5% $CaCl_2$	960	100
47,5% Диз.топливо +1% «УГНТУ»+ 51,5% $CaCl_2$	960	280

*- Водный раствор $CaCl_2$ плотностью 1200 кг/м³

На втором этапе выполнено экспериментальное обоснование выбора дисперсионной среды. Для улучшения экологической безопасности дисперсионной среды инвертных эмульсий потенциально возможно использование нефтепродуктов, в частности масел с малым содержанием ароматических углеводородов, таких как гидравлическое загущенное масло «ВМГЗ», минеральное масло «Эколайт». Каждому маслу соответствует свое оптимальное водомасляное отношение фаз эмульсии, находящееся в прямой зависимости от вязкости исходного масла. Использование низковязких масел наиболее предпочтительно, так как растворы на их основе имеют оптимальное соотношение вязкостных и структурных показателей, что обеспечивает эффективную гидравлическую программу промывки скважин сложного профиля и возможность утяжеления растворов до высоких плотностей [7]. На основе углеводородных жидкостей были приготовлены ИЭР с одинаковым водомасляным соотношением-50/50. В качестве эмульгатора использовался реагент «УГНТУ» в концентрации 2,5 % об., дисперсной фазы – насыщенный водный раствор хлорида кальция, структурообразователь – органобентонит, в концентрации 1%, утяжелителя – микрокальцит. Некоторые результаты опытов представлены в таблице 2.

Для улучшения структурообразования и термостабильности растворов в рецептуру ИЭР введен реагент-термостабилизатор и структурообразователь органотермостабильный бентонит. Применение данного реагента в составе ИЭР также обеспечивает раствору низкое значение показателя фильтрации за счет улучшения коркообразующих свойств [8]. В качестве регуляторов

реологических свойств ИЭР, в том числе при повышенных температурах, обосновано использование маслорастворимых синтетических полимеров, улучшающих выносящую способность, термостабильность ИЭР [7,9].

Таблица 2-Влияние различных дисперсионных сред на параметры ИЭР

Дисперсионная среда	Параметры*						
	ρ , кг/м³	U, В	УВ 100/200, с	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см³/30 мин
Минеральное масло «Эколайт»	1050	580	25	52	90	22/29	2,5
Гидравлическое масло «ВМГЗ»	1050	382	137	110	527	60/71	1,5
Дизельное топливо	1050	420	10	20	18	5/7	2

*УВ- условная вязкость, $\eta_{пл}$ - пластическая вязкость, τ_0 -динамическое напряжение сдвига, СНС- статическое напряжение сдвига, ПФ-показатель фильтрации

На основе синтетического полимера была разработана термопластичная композиция (ТПК-2), содержащая также гидравлическое масло и флотореагент оксаль. Результаты лабораторных исследований влияния ТПК-2 с различными ингибиторами на параметры ИЭР приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Влияние ТПК -2 с различными добавками на параметры ИЭР

№ п/п	Рецептура ИЭР	Параметры ИЭР					
		ρ , кг/м³	U, В	УВ 100/200, с	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1	Базовый ИЭР*	1050	580	25	52	90	22/29
2	№ 1 + 2% ТПК-2	1050	610	24	46	96	23/31
3	№ 2 + 5% $Al_2(SO_4)_3$	1050	590	27	58	100	26/47
4	№ 2 + 5% $(Na_4P_2O_7) \cdot 10H_2O$	1050	650	27	55	121	42/65
5	№ 3 + 5% $(Na_4P_2O_7) \cdot 10H_2O$	1050	620	27	58	125	42/65

* Состав базового ИЭР (% об.): минеральное масло Эколайт – 46 %, эмульгатор (УГНТУ) – 2,5%, водный раствор $CaCl_2$ – 46 %, органобентонит – 1 %, мраморная крошка -3 %. Соотношение фаз М/В = 50:50

Из таблицы 3 видно, что рецептура ИЭР № 4 обладает существенно улучшенными технологическими свойствами.

Список использованных источников

- 1 Конесев Г.В. [и др.] Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ Учебник для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 131000 «Нефтегазовое дело»: в 5- т. / под общей редакцией В.П. Овчинникова. Тюмень, 2014. – Т. 3. – С. 418.
- 2 Разработка термоустойчивых стабилизаторов инвертных эмульсий для бурения и капитального ремонта скважин [Текст] / Ф.А. Янгиров, Г.В. Конесев, А.Я. Соловьев, Н.З. Байбулатова, А.Н. Греков, В.А. Благовещенский, Р.А. Исмаков, Р.А. Валитов // Нефтепереработка и нефтехимия – 2003: материалы научно-практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института нефтехимпереработки Республики Башкортостан, 2003. – С. 195.
- 3 Разработка и исследование инвертно-эмульсионных растворов для работы с продуктивными пластами [Текст] / К.Х. Гисматова, А.В. Чудновская, Г.В. Конесев, Ф.Н. Янгиров, С.А. Мухина // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт, инновации): материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича) / коллектив авторов. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного нефтегазового университета, 2012. – С. 9-12.
- 4 Чудновская, А.В. Исследование устойчивости инвертных эмульсий на основе растительных масел [Текст] / А.В. Чудновская, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров // Повышение качества строительства скважин: сборник научных трудов II Международной научно-

технической конференции / отв. ред. Ф.А. Агзамов. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – С. 259-261.

5 Исследование и разработка реагентов для регулирования свойств инвертных эмульсионных растворов [Текст] / М.А. Исмагилов, Л.Ю. Фей, А.С. Перепелкин, Д. Жчао, Т.Д. Дихтарь // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 325-329.

6 Орлов Г.А. [и др.] Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. Москва: Недра. 1991.- С. 224.

7 Хвошин П.А. Исследование и разработка инвертного-эмульсионного раствора на основе термопластичной композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения: дис. канд.техн.наук: Уфа. 2016. С. 21-28.

8 Троицкий А.М. Файнштейн В.Н. Бутовые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита// Бурение и нефть- 2010.- №3.- С. 42-43.

9 Глушенко В.Н. Латексодержащие обратные эмульсии// Бурение и нефть.- 2007.-№1.- С.22-23.

УДК 622.245.35

Применение вязкоупругих систем в качестве буферной жидкости

Шайбеков М.С., Садриддинов Р.Р., Николаев А.И., Мусин В.С.

*(студенты, кафедра «Бурение нефтяных
и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного
технического университета, г. Уфа, РФ)*

Аннотация:В данной статье рассмотрен способ повышения качества крепления скважин, путем применения вязкоупругих систем. Они предназначены для достижения максимально возможной степени вытеснения бурового раствора цементным и надежного их разделения, что в дальнейшем повышает качество крепления скважины. Представлены результаты лабораторных опытов и испытаний по разработке вязкоупругих систем.

Ключевые слова: Вязкоупругий состав, буферная жидкость, вязкоупругий разделитель, ВУР, крепление скважины, цементирование.

UDC 622.245.35

The use of viscoelastic systems as a buffer liquid

Shaibekov MS, Sadriddinov RR, Nikolayev AI, Musin VS

*(Students, the department "Oil drilling
And gas wells" of the Ufa State Oil*

Technical University, Ufa, Russian Federation)

Abstract:This article describes the method of improving the quality of well cementing, through the application of viscoelastic systems. They are designed to achieve the greatest possible degree of displacement of drilling mud with cement and reliable separation, which further improves the quality of the mounting hole. The results of the laboratory experiments and tests in development of viscoelastic systems.

Key words: Viscoelastic composition, spacer fluid, separator, well casing, cementing.

Введение.Вязкоупругие системы (ВУР) находят широкое применение при строительстве скважин. Их применяют для эффективного удаления шлама с забоя скважины или загустевших пачек промывочной жидкости из затрубного пространства для лучшего замещения бурового раствора тампонажными или в качестве подвижных вязкоупругих пакеров [1]. Наиболее перспективным направлением использования этих систем, является применение роли буферных жидкостей. Поскольку буферные жидкости должны отвечать целому ряду специфических требований [1], актуальным является управление структурно-механическими свойствами вязкоупругих составов.

В отличие от многих технологических жидкостей, применяемых в бурении, вязкоупругие системы имеют нормальные напряжения, и их течение не подчиняется законам Ньютона, уравнению Шведова-Бингама или степенной модели Освальда. Благодаря нормальным напряжениям данные системы способны перемещаться по всему объему трубного или затрубного пространства полностью заполняя его.

Вязкоупругие составы (ВУС) являются сложными многокомпонентными системами и представляют собой растворы «сшитых» полимеров в виде упругих гелей с низкой подвижностью [2-5]. Они относятся к системам не фильтрующимся в пласт и не оказывающим отрицательного влияния на проницаемость призабойной зоны при прокачке его в скважине в процессе цементирования [6].

Исследования и разработка вязкоупругого разделителя (ВУР)

При получении вязкоупругих систем наибольшее распространение нашли композиции на основе полиакриламида с использованием в качестве сшивателя сернокислого алюминия. В качестве наполнителя также могут быть различные виды фибры, и в первую очередь, асбест, создающие собственные структуры в ВУС. Основными требованиями предъявляемые к ВУС, используемой в качестве вязкоупругого разделителя являются: прочность и однородность структуры, минимальное водоотделение, способность к заполнению затрубного пространства, удержание столба цементного раствора, не допуская его перетока под ВУР, восстановление основных свойств после деформации.

После анализа имеющихся составов вязкоупругих систем [2-5,7], для проведения исследований использовался ВУР следующего состава:

- полиакриламид – структурообразователь FlodrilPam 1040 (4-5%);
- сернокислый алюминий – сшиватель (0,05-0,1%);
- техническая вода (остальное).

Методика приготовления ВУР предусматривала растворение в воде сернокислого алюминия и постепенный при перемешивании ввод полиакриламида. После окончания ввода полиакриламида, перемешивание продолжается 40-60 минут при скорости мешалки не более 100 об/мин.

Характеристика полученного вязкоупругого разделителя (ВУР)

Измерение прочностных свойств ВУР проводили на вискозиметре OFITE 900 и коническом пластинчатом Ребиндера [8]. О прочности образующейся структуры судили по предельному напряжению сдвига, а по пластической вязкости определяли возможность прокачивания ВУР. Изменение прочности структуры и вязкости ВУР во времени приведено на рис. Как видно из графиков изменение предельного напряжения сдвига о времени не значительно (менее 5% за 90 мин), и, следовательно, данную рецептуру ВУР можно применять сразу после приготовления.

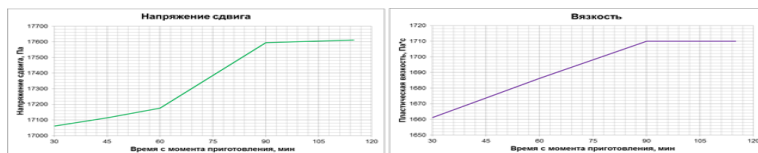


Рисунок- Изменение свойств ВУР во времени

Кроме этого, была проведена проверка удерживающей способности ВУР по отношению к тампонажному раствору. Опыт проводился на модели скважины, в которой последовательно размещались (снизу вверх) вода или буровой раствор, ВУР, цементный раствор. При плотности ВУР 1050 кг/м³, а плотности цементного раствора 1850 кг/м³, несмотря на большую разницу в плотностях жидкостей, перетока и смешения растворов не наблюдалось.

Так же были проведены эксперименты по оценке изменения проницаемости коллектора (моделируемого уплотненным песком), после обработки вязкоупругим составом. При

этом фильтрация жидкости проходила через модель пласта и фиксировалось время, за которое фильтровался определенный объем воды (100 мл.).

Эксперименты показали, что после обработки пласта вязкоупругим составом проницаемость призабойной зоны снижалась, что сказалось на времени фильтрации 100 мл воды, которое увеличилось более чем в два раза (с 14 до 35 мин.)

Эти эксперименты показали, что вязкоупругий состав блокирует поры, снижая проницаемость горной породы. Данный эффект интересен, так как открывает новую возможность применения ВУС, а именно, для временной изоляции пласта при восстановительно-ремонтных работах в скважине. В дальнейшем проницаемость пласта может восстановиться при обработке его сильным окислителем.

Полученные составы прошли необходимую проверку на работоспособность в условиях возможного применения, а именно: устойчивость на контакте с промывочными жидкостями и тампонажными растворами, устойчивость к изменениям давления и температуры.

Разработанный состав ВУР может использоваться при цементировании скважин и является конкурентоспособным, из-за простоты приготовления, небольшого количества реагентов и низкой стоимости.

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., и др., Учебник для студентов вузов в 5 томах /под общей редакцией В. П. Овчинникова. Тюмень, 2014. Том 1.
2. Пат.2386665, С09К8/584. Термостойкий вязкоупругий состав для заканчивания и ремонта скважин/ Ю.В. Фефелов и др. – №2008144853/03; Заявлено 13.11.2008; Опубл. 27.08.2009.
3. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Ширинзаде С.А. Москва, «Недра», 1979. 304 с.
4. Федько В.П., Трюпина В.М. / Вязкоупругие системы на основе полиакриламида и солей алюминия // Материалы 47-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 1996. - Т.1.-С.104.
5. Окромелидзе Г.В. Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. –Уфа, 2016. – 198 с.
6. Повреждение продуктивных пластов в процессе проводки скважины, методы предупреждения и устранения. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Сакаев Р.М. Учебник / Уфа, 2004. - 68 с.
7. Морозов Д.В. Повышение качества крепления скважин с применением вязко-упругих составов // Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 2004. - Т.1.-С.19.
8. Реологические свойства нефти и нефтепродуктов. Муфтахов Е.М., Учебное издание. Уфа, 2001.

УДК 622.245.67

Применение вязкоупругих подвижных пакеров при креплении скважин

Эвгу С.Б., Николаев А.И., Шайбеков М.С., Мусин В.С.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация:Одной из серьезных научно-технических проблем при строительстве скважин является обеспечение высокого качества крепления скважин, которое настоящее время очень часто является неудовлетворительным. И чаще всего это связано с негерметичностью затрубного пространства, которое приводит к межпластовым перетокам флюидов, проявлениям и другим осложнениям и авариям.

Замена традиционных заколонных пакеров подвижными вязкоупругими позволит исключить затрубные газопроявления в период ОЗЦ. Приведены результаты разработки и испытаний рецептур вязкоупругих составов для применения в качестве подвижных пакеров.

Ключевые слова: Газопоявление, ОЗЦ, тампонажный раствор, разобщение пластов, затрубное пространство, межколонные давления, вязкоупругий состав, полимер.

UDC 622.245.67

Application of viscoelastic movable packers for fastening wells

Egwu SB, Nikolaev AI, Shaibekov MS, Musin VS

(Ufa State Oil Technical University)

Abstract: One of the serious scientific and technical problems during well construction is providing high quality of well lining, which is unsatisfactory at the moment. Most often this is connected with leakage in the annulus which leads to cross-flows of fluids, showings and other complications and accidents.

Replacing the traditional annulus packers with movable viscoelastic would eliminate the annulus gas showings during the period of wait on cement (WOC). Results of development and testing of different recipes of viscoelastic composition which is used as movable packers are shown.

Keywords: Gas show, wait on cement WOC, cement slurry, zonal isolation, annulus, annular pressure, visco-elastic composition, polymer.

Проблема надежного разобщения пластов и цементирования обсадных колонн занимает важное место при строительстве скважин, при этом неперемным условием является герметичная изоляция заколонного пространства, предупреждающая проявления пластового флюида на протяжении всего срока службы скважины и требующая качественно нового подхода к креплению скважин.

Основные виды осложнений, которые возникают при креплении газовых скважин, специфичны и почти не встречаются при креплении скважин, предназначенных для добычи нефти, и связаны с более высокой проникающей способностью газа по сравнению с нефтью или водой[7].

Последствиями негерметичности крепи скважин в ранние сроки твердения тампонажных растворов, как правило, являются газопоявления, а в более поздние (через несколько месяцев после цементирования или сразу же) - межколонные давления за счет образования каналов, либо по самому цементному камню, либо по контактными зонами цементный камень - обсадная колонна, цементный камень – порода[3-5]. В последние годы частота и интенсивность заколонных проявлений в скважинах снизились благодаря совершенствованию технологии цементировочных работ, обеспечению герметичности резьбовых соединений колонн и другим мероприятиям. Однако число скважин, особенно газовых, в которых возникают заколонные проявления, еще велико[2].

По причинам возникновения газопоявления подразделяются на две основные группы:

- проникновение газа в межтрубное пространство при эксплуатации газовой скважины из-за негерметичности обсадной колонны и обвязки устья;

- проникновение газа из пласта через кольцевое пространство, заполненное тампонажным и буровым растворами, непосредственно после окончания тампонажных работ.

Часто применяемые заколонные пакеры имеют низкую эффективность в открытом стволе скважины[2]. В этих условиях перспективным является применение вязкоупругих подвижных пакеров (ВУП), устанавливаемых за обсадной колонной в заданном интервале. ВУП благодаря возможности использования в стволе скважины любой конфигурации и требуемой протяженности имеют несомненное преимущество перед традиционными гидравлическими и механическими паками, установленными на обсадных колоннах.

Мы предполагаем, что применение вязкоупругого пака является одним из наиболее надежных методов предупреждения межколонных давлений и газопоявлений. Идея состоит в том, чтобы в затрубном пространстве создать пака в виде подвижной вязкоупругой пачки

высотой 5-10 метров, находящейся между порциями цементного раствора и преграждающий путь газу, поднимающемуся по затрубному пространству. При этом одним из важных требований ВУПП является высокая прочность геля, которая не позволит перетекать цементному раствору под пакер. Вторым требованием является отсутствие высыхания пакера в результате контракции твердеющего тампонажного раствором.

Традиционно вязкоупругие системы готовят на основе высокомолекулярных полимеров, сшитых солями поливалентных металлов. Для придания специфических свойств в них дополнительно вводятся различные наполнители и добавки. Наибольшее распространение нашли вязкоупругие системы на основе полиакриламида с использованием в качестве сшивателя сернокислого алюминия. В качестве наполнителя также может быть использован бентонит или натрий олеиновокислый.

Для получения ВУПП в экспериментах использовались: полиакриламид, сернокислый алюминий и техническая вода [2].

Для выбора структурообразователя был проведен специальный эксперимент с несколькими типами полиакриламида. Наилучшие результаты показал FlodrilPam 1040, который образует наиболее гелевую структуру, обладающей достаточной прочностью и текучестью.

В зависимости от требуемой вязкости ВУПП для получения ВУС (в расчете на 100 грамм ВУС) использовалось:

- 6-8 грамм полиакриламида (FlodrilPam 1040)
- 1-2 грамм сернокислого алюминия ($Al_2(SO_4)_3$)
- 90-93 грамм воды

Отрицательным фактором первых испытанных рецептур ВУПП можно считать, небольшое водоотделение появившееся спустя двое суток. Отделение воды от полученной гелевой структуры приводит к преждевременному высыханию, нарушению прочности и текучести ВУПП. Для устранения данной проблемы в ВУПП необходимо было добавить наполнитель, который должен удерживать воду. Для того было рассмотрено 2 метода.

Первый - замена воды на бентонитовый раствор.

Второй – перед вводом полимера в воду добавить натрий олеиновокислый на основе олеина Б ($C_{18}H_{33}O_2Na$).

При применении одного из этих методов водоотделение прекратилось.

Для проверки возможности перетекания цементного раствора по стенке скважины под ВУПП была создана модель затрубного пространства.

Эксперименты показали, что при использовании предложенных рецептур ВУПП перетекания цементного раствора не происходит, поскольку ВУПП обладает достаточными упругими свойствами.

Вязкоупругий пакер является подвижным и имеет следующие достоинства перед механическим: возможность установки в любом участке; простота приготовления и доступность компонентов; возможность изменения формы и длины, малотоксичность при применении. ВУПП в герметичном пространстве практически не приводит к уменьшению его объема. При контакте с водой ВУПП обладает эффектом расширения. Разработанный состав ВУПП является высокотехнологичным, отличается легкостью приготовления и не вносит существенных изменений в процесс цементирования.

Список использованных источников

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Мавлютов М.Р. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. - Самара: РИА «Строительство», 1998. - 250с.

2. Морозов Д.В. Повышение эффективности применения вязкоупругих подвижных пакеров при цементировании обсадных колонн. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа - 2007.

3. А.с. №1454959 СССР, МКИ³ E21 В33/13. Способ цементирования обсадных колонн/ М.Р. Мавлютов, П.С. Шмелев, Ф.А.Агзамов и др.// №4216916/22-03; Заявл. 27.03.87; Оpubл. 30.10.89, Бюл.№4.

4. А.с. №1516599 СССР, МКИ³ E21 В33/13. Способ цементирования скважин/ Ф.А. Агзамов, Н.Х. Каримов, С.Н. Рудненко и др.// №4376874/23-03; Заявл. 10.12.89; Оpubл. 23.10.89, Б.И.№39.

5. Булатов А.И., Обозин О.Н., Куксов А.К. Возникновение каналов в затрубном пространстве скважин после цементирования./ «Газовая промышленность», № 2. 1970.- С. 3—6.

6. Геранин М.П. Перетоки газа в скважинах через цементный раствор // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: НТО ВНИИЭ Газпрома, № 8. - 1977. - 52 с.

7. Грачев В.В., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д. Проницаемость столба цементного раствора в периоде ОЗЦ/Разработка газовых и газоконденсатных месторождений, №7.-М.:1970.-С9-16

8. Аветисов А.Т., Кошелев А.Т., Крылов В.М. Ремонтно-изоляционные работы при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. -М.: ВНИИОЭНГ, 1981.-216с.

9. Dean AlenCheckai. Estimating Permeability Distribution of Leakage Pathways Along Existing Wellbores. The University of Texas at Austin August, 2012.

СЕКЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»

УДК 622.276.53

Стендовые испытания клапанов бурового насоса.

Р.Я. Абдюкова, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Т.Н. Миннивалеев
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Исследования клапанов проводились на стенде с целью выявления их работоспособности. В статье представлена конструктивная схема стенда с измерительной системой регистрации вибрации с приложенными фотографиями, описываются конструкции предложенных клапанов для испытаний. Статья содержит новые результаты и будет полезна при изучении динамики клапанов буровых поршневых насосов.

Ключевые слова: клапан бурового насоса, тарель, посадка, вибрация, герметичность, частотная характеристика.

UDC 622.276.53

Bench testing of mud pump valves.

R.Ya. Abdjukova, M.S. Gabdrakhimov, R.I. Suleymanov, T.N. Minnivalleyev
(Branch of the FGBOU in the UGNTU in Otyabrskoy)

Annotation. Valve studies were carried out at the stand in order to determine their operability. In the article the constructive scheme of the stand with the measuring system of registration of vibration with the attached photos is presented, designs of the offered valves for tests are described. The paper contains new results and will be useful in studying the dynamics of the drill piston pumps valves.

Keywords: mud pump valve, disk, landing, vibration, leakage, frequency response.

Работоспособность клапанов определяется следующими требованиями:

1. Обеспечение герметичности;
2. Обеспечение своевременного открытия и закрытия седла клапана;
3. Обеспечение минимальных гидравлических потерь в процессе работы насоса;
4. Обеспечение прочности и износостойкости деталей клапана.

Испытания клапанов [1-4] проводились на представленном стенде (рис.1), на базе поршневого насоса НБ-125 ИЖ.



Рис.1. Насос НБ-125 ИЖ.

Стенд состоит из основания (для размещения испытуемых компонентов), механизма подачи компонентов и их узлов, замкнутой гидросистемы, гидростанции механизма подачи, системы КИП и А, пульта управления, насоса НБ-125 ИЖ и дожимного насоса высокого давления 40 МПа. Функциональными особенностями стенда являются:

- проверка герметичности соединений;
- проверка элементов клапана на динамическое усилие;
- испытания работы оборудования при различных давлениях.

Для проведения вибрационной [5,6] диагностики используется переносная вибродиагностическая система ДСА-2001 –2-канальный анализатор сигналов (ДСА-2001).

В буровых насосах применяются самодействующие тарельчатые клапана с пружинной нагрузкой и эластичным уплотнителем. На представленном стенде проводились вибродиагностические исследования следующих образцов клапанов поршневого насоса:

На рисунке 2 представлена конструктивная схема опытного образца №1.

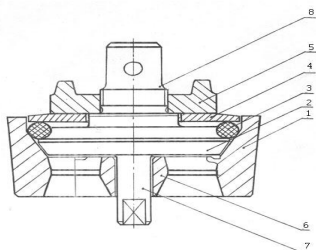


Рис.2. Конструктивная схема опытного образца №1 клапана НБ-125ИЖ:

1 - седло; 2 - тарель; 3 - уплотнительное кольцо; 4 - втулка; 5 - гайка; 6 - крестовина; 7 - хвостовик; 8 –ограничитель.

В данной конструкции в сравнении с серийным клапаном видоизменена форма посадочных поверхностей тарели, седла и уплотнительного элемента [7-10]. Посадочная поверхность седла выполнена в форме конуса, переходящего в цилиндр. Тарель имеет форму конического диска и при посадке упирается в цилиндрическую поверхность, что позволяет уменьшить удар тарели о седло и обеспечить герметичность посадки клапана, однако, частота вибрации корпуса при этом возрастает.

3. Конструкция опытного образца №2 клапана поршневого насоса НБ-125ИЖ (патент РФ №110158) (рис. 3).

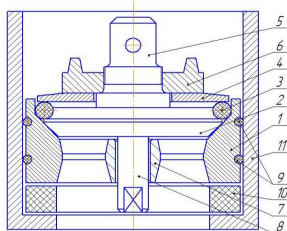


Рис.3. Конструктивная схема опытного образца №2 клапана поршневого насоса

1 -седло,2 - тарель,3 - уплотнительное кольцо,4 - втулка,5 -ограничитель,6 -гайка,7 - крестовина,8 -хвостовик,9- уплотнительные седла,10-эластичный элемент,11-корпус насоса.

Для гашения вибрации и предотвращения ее передачи корпусу насоса предложена конструкция клапана №2 с эластичным элементом, выполненная в виде утолщенной шайбы, установленной между седлом клапана и корпусом насоса. В процессе работы ударная волна, возникающая при посадке тарели на седло, передается на эластичный элемент, выполняющий функцию пружины. За счет малой жесткости элемента вибрация корпуса насоса уменьшается и как следствие, уменьшаются усилия передаваемые на корпус насоса при ударной посадке тарели на седло. Материалом эластичного элемента выбран текстолит. На представленном стенде были проведены испытания клапанов на герметичность посадки тарели на седло и на

степень вибрации корпуса насос [11-13]. Герметичность посадки тарели на седло определяется определением расхода на входе и на выходе насоса.

В результате проведения стендовых испытаний клапанов утечки жидкости наблюдаются у серийных клапанов, при этом обеспечивается не герметичная посадка тарели на седло. Наличие жидкостного слоя утекаемой жидкости между тарелью и седлом оказывает демпфирующее влияние. Жидкость между тарелью и седлом обеспечивает роль демпфера, вследствие чего обеспечивается низкочастотная характеристика.

Для уменьшения утечек нами предложена конструкция первого опытного клапана с видоизмененной формой посадочных поверхностей тарели, седла и уплотнительного элемента. Стендовые испытания показали, что в предложенной нами конструкции утечки сведены к минимуму, однако измерения вибрации показали, что частота вибрации корпуса клапана и при этом возрастает, т.е. обеспечивается отсутствие в щели клапана жидкостного слоя в момент посадки тарели на седло [14-15].

По результатам испытаний необходимо обосновать следующее заключение:

1. Первый предложенный опытный клапан позволяет перераспределить энергию колебаний системы клапан-седло в высокочастотную область характеристики.
2. Второй предложенный клапан позволяет уменьшить амплитуду колебаний высокочастотной области.

Список использованной источников

1. Абдюкова, Р.Я. Виброизоляция седла клапана бурового насоса [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. - №5. - С.243-245. - Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
2. Абдюкова, Р.Я. Новая конструкция клапана бурового насоса [Текст] / Р.Я. Абдюкова // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений : Межвуз. сборник научных трудов / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.] – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С.166-169.
3. Абдюкова, Р.Я. Определение размеров клапанов [Текст] / Р.Я. Абдюкова // Технологии нефтегазового дела: сборник научных трудов / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.] – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С.210-212.
4. Абдюкова, Р.Я. Моделирование удара тарели клапана бурового насоса при ее посадке на седло [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова, Н.Я. Багаутдинов, А.Н. Зотов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело." – 2012. - №2. - С. 52-65. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
5. Вибродиагностика насосных агрегатов [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, А.О. Язанцев, Р.Н. Сулейманов, О.В. Филимонов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. - 102 с.
6. Контроль технического состояния ШСНУ в процессе периодической эксплуатации [Электронный ресурс] / А.С. Галеев, Р.И. Арсланов, П.П. Ермилов, И.А. Кузьмин И.А. // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело." - 2012. - №1. - С.24-29. URL: <http://www.ogbus.ru>.
7. Габдалилова, А.Х. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважин [Текст] / А.Х. Габдалилова, Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2012. - № 2. - С. 28-31.
8. Габдрахимов, М.С. Анализ бурения нефтяных скважин в Азнакаевском ПБР ООО «Бурение» [Текст] / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2013. - №5. - С. 8-11.
9. Габдрахимов, М.С. Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента [Текст] / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов // Экспозиция. Нефть. Газ. - 2013. - №2 (27). - С. 65-67.
10. Габдрахимов, М.С. Анализ бурения нефтяных скважин в Азнакаевском ПБР ООО «Бурение» / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов // Строительство неф-

тных и газовых скважин на суше и на море. -2013. -№5. -С. 8-11.

11. Миннивалеев, Т.Н. Современное состояние оборудования, применяемого для выравнивания неравномерности давления и защиты оборудования от гидравлических ударов [Текст] /Т.Н. Миннивалеев //Современные технологии в нефтегазовом деле -2011: сборник научных трудов в 2-х т./отв. ред. В.Ш. Мухаметшин . -Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т.2. - С. 51-54.

12. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт//Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа: УГНТУ, 1999.

13. 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. 175-182.

14. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л.Галимуллин, М.С.Габдрахимов ,Р.И. Сулейманов,Л.М. Зарипова , А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2015.- № 4.- С. 22-27.

15. Опыт применения антивибрационной компоновки для бурения скважин [Текст] /Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, М.Я. Хабибуллин, М.Л. Галимуллин , Л.М. Зарипова // Успехи современной науки. -2016.- Т. 2.- № 10.- С. 83-88.

УДК 622.692.4.053

Исследование вибрационного состояния технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих станций

Аюпова Л.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, студент)

Аннотация. Безаварийная работа насосных агрегатов и их трубной обвязки определяет надежность всей трубопроводной системы в целом. Вибрация является одним из основных негативных факторов, который снижает надежность работы. В статье рассмотрены основные источники возникновения вибрация в трубопроводной обвязке насосных агрегатов, а также выявлены закономерности ее появления.

Ключевые слова: насосный агрегат, вибрация, технологический трубопровод, трубная обвязка, пульсации давления, частота вибрации, резонанс, нефтеперерабатывающая станция;

UDC 622.692.4.053

Vibrational state research of oil pumping stations process pipelines

Aiupova L.R.

(Ufa State Petroleum Technological university, Student)

Abstract. The trouble-free operation of the pumping units and their piping determines the reliability of the entire pipeline system as a whole. Vibration is one of the main negative factors, which reduces the reliability of work. The article considers the main sources of vibration in the piping of pump and the patterns of its appearance.

Keywords: pumping unit, vibration, process pipeline, piping, pressure pulsations, vibration frequency, resonance, oil pumping station.

Одной из главных проблем предприятий топливно-энергетического комплекса является проблема надежности насосно-энергетических агрегатов и его трубопроводной обвязки.

Насосно-силовое оборудование, основание, рама, трубопроводная обвязка, жестко связанные друг с другом, в процессе эксплуатации подвергаются внешним статическим напряжениям, приводящим к нарушению работы насосных агрегатов. На нефтеперерабатывающих станциях при работе насосно-силового оборудования в неоптимальных режимах в нагнетающих и всасывающих трубопроводах возникают пульсации давления большой ампли-

туды, т.е. возникает повышенная вибрация трубных коллекторов насосных агрегатов и установленной на них запорно-регулирующей арматуры.

Повышенная вибрация трубной обвязки вызывает просадку и ухудшение несущей способности фундаментов и опор трубопроводов, передачу на корпус насоса нерасчетных механических напряжений, превышающих допустимые в десятки раз систем и являющимися причиной усталостного разрушения отдельных элементов оборудования, что может привести к выходу их из строя, и впоследствии стать причиной аварий. Для трубопроводной обвязки насосных установок характерны значительные механические, температурные и другие виды напряжений, которые воздействуют на агрегат и вызывают перемещения различных его частей, а также влияние других эксплуатационных и технологических факторов. Большие напряжения возникают при пуске и остановке оборудования, в переходных режимах и режимах недогрузки насосов по подаче.

Одной из причин возникновения колебательных процессов в трубопроводах являются вынужденные колебания, возникающие вследствие пульсации потока рабочей среды, вибрации сопряженного насосного оборудования. Гидродинамические силы интенсифицируются на участках с резким изменением геометрии канала в отводах, тройниках, арматуре и др.

Статистический анализ основных причин отказов технологических трубопроводов и трубных коллекторов показал, что наиболее частой причиной разрушений является повышенный уровень низкочастотных вибраций, который вызывает до 40% от общего количества отказов. Причем по этой позиции наблюдается ежегодное увеличение аварийности оборудования на 5-9%. На рис.1 приведен статистический анализ основных причин отказов трубной обвязки насосно-силового оборудования насосных станций.



1 – повышенный уровень низкочастотной вибрации; 2 – дефекты изготовления; 3 – механические повреждения; 4 – коррозия; 5 – нарушение герметичности соединений и трубопроводов

Рисунок 1 – Статистический анализ основных причин отказов технологических трубопроводов НПС

Пульсации перекачиваемого продукта могут быть вызваны: конструктивными особенностями или эксплуатационными дефектами перекачивающего агрегата, повышенными скоростями перекачиваемого продукта в трубопроводной системе, особенностями топологиями трубопроводной обвязки насосных цехов (длины и места врезки тупиковых участков, расположение тройниковых ответвлений и т.д.), работой перекачивающих агрегатов в нерасчетном режиме, особенностями конструкции, дефектным состоянием или неправильным выбором типоразмеров запорно-регулирующей арматуры.

Уровень вибрации насосного агрегата определяется параметрами пульсации (колебаний давления потока) во всасывающем и нагнетательном патрубках насоса. На насос действует гидравлическая сила, эквивалентная давлению на выходе, умноженному на площадь сечения патрубка. Одними из основных источников гидродинамических возмущений насоса, определяющих соответствующие им нагрузки, являются турбулентные пульсации давления жидкости и вихреобразование во всасывающем и нагнетательном патрубках, в зоне рабочего

колеса и т.д. Интенсивность пульсации давления, связанной с турбулентным характером потока, определяется конструктивными особенностями насоса, трубопроводной системы, а также скоростью потока.

Проектирование насосного агрегата с трубопроводной обвязкой осуществляется без учета резонансных явлений, что может привести к дополнительным, нерасчетным колебаниям во всей системе или на ее отдельных участках. Имеют место браки производства и системные ошибки при проектировании. Соответственно, абсолютно новый агрегат уже на ранних стадиях имеет ряд дефектов, которые в свою очередь при эксплуатации скажутся на его надежности. Неполная загрузка технологических установок, обусловленная изменением структуры потребления сырья на предприятиях, приводит к изменению режимов нагружения оборудования и увеличению его остановок. На фоне этих проблем стали возникать дефекты, характер которых не находит объяснения. Традиционный подход к расчету долговечности технологических трубопроводов становится недостаточным, т. к. не позволяет учесть такие факторы, как влияние динамики транспортируемой среды, нагрузки от сопряженного оборудования и реальное техническое состояние системы. В связи с вышеизложенным, особое значение приобретает такой подход к обеспечению долговечности технологических трубопроводов, который позволил бы учесть весь комплекс необходимых оценочных характеристик и включал бы зависимость надежности трубопроводной системы от вынужденных колебаний. В целях научно обоснованного принятия мер по увеличению надежности необходимо исследовать процесс разрушения металлов, подверженных одновременному воздействию изменяющихся нагрузок и вынужденных колебаний, установить закономерности влияния на этот процесс резонансных частот.

Поэтому актуальной на сегодняшний день становится проблема предотвращения усталостных разрушений ответственных деталей насосного оборудования на нефтеперекачивающих станциях, где возникновение аварий может привести к катастрофическим последствиям.

Таким образом, можно сделать вывод, что ресурс большинства агрегатов для нефти и нефтепродуктов исчерпан и продлевается путем проведения постоянного ремонта и замены изношенных деталей. Однако, как показала статистика, количество отказов из-за вибрации обвязок агрегатов и других причин не уменьшилось, а даже увеличилось по ходу отработки ресурса. Вибрация основных технологических трубопроводов перекачивающих агрегатов оказывает одно из основных влияний на надежность и безопасность перекачивающих станций в целом. Необходимо усовершенствовать методику контроля и диагностики вибрационных процессов на технологических трубопроводах обвязки перекачивающего оборудования.

Список использованных источников

- 1 Гумеров, А.Г., Гумеров, Р.С., Исаков, Р.Г., Новикова, Л.Ф. Хангильдин, Т.В. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов. / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, Р.Г. Исаков, Л.Ф. Новикова, Т.В. Хангильдин-Уфа, 2008. — 328 с: ил. ISBN 978-5-900562-45-2
- 2 Видякин Ю.А., Кондратьева Т.Ф., Петрова Ф.П., Платонов А.Г. Колебания и вибрации в поршневых компрессорах. / Ю.А. Видякин, Т.Ф. Кондратьева, Ф.П. Петрова, А.Г. Платонов.:Л., «Машиностроение», 1972.-224с.
- 3 Ширман, А.Р., Соловьев, А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования/ А.Р. Ширман, А.Б Соловьев- М., 1996. - 252 с.
- 4 Вахромеев, А.М., Определение циклической долговечности материалов и конструкций транспортных средств: методические указания/А.М. Вахромеев. - М.:МАДИ, 2015.-64с.
- 5 Агафонов, А.В. Разработка и исследование обвязки магистрального насосного агрегата в условиях повышенной вибрации./ А.В. Агафонов, В.А. Ворков, М.А. Федотенко, ОАО «Гипровостокнефть», Самара, 2011.
- 6 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. [Текст]: РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05: утв. ОАО «АК «Транснефть»: введ в действие 04.04.2005.- М.: ООО «НИИ ТНН», 2013.-190 с.

Компоновки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний*Давыдов Александр Юрьевич**(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)**Сулейманов Рустем Исхакович**(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)**Давыдова Оксана Викторовна**(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, аспирант)*

Аннотация: Рассмотрены результаты эксплуатации винтовых насосных установок с поверхностным приводом. Для повышения надежности установок предложено включение в компоновку колонны штанг амортизатора крутильных колебаний. Предложены различные виды компоновок штанговой колонны с амортизаторами.

Ключевые слова: винтовые насосные установки, крутильные колебания, амортизаторы крутильных колебаний.

Configurations of the column of bars with the shock-absorber of torsional fluctuations*Davydov Aleksandr Yuryevich**(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsk)**Suleymanov Rustem Iskhakovich**(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsk)**Davydova Oksana Viktorovna*

Abstract: Results of operation of screw pump installations with the superficial drive are considered. For increase in reliability of installations inclusion in configuration of a column of bars of the shock-absorber of torsional fluctuations is offered. Different types of configurations of a shtangovy column with shock-absorbers are offered.

Keywords: screw pump installations, torsional fluctuations, shock-absorbers of torsional fluctuations.

При эксплуатации винтовой насосной установки с поверхностным приводом возникают колебания крутящего момента, передаваемого от редуктора ротору-винту из-за наличия падающей характеристики коэффициента трения в зависимости от скорости трущихся поверхностей ротора и резиновой обоймы статора. Возникающие крутильные колебания системы «винт – колонна штанг» вызывают преждевременный износ поверхностей винта и резиновой обоймы статора, а также усталостный износ штанг, приводящий к их обрыву, отворот насосно-компрессорных труб и оказывают отрицательное влияние на работу всей установки в целом. [1,3,5,8]

Для выбора амортизатора крутильных колебаний с оптимальными параметрами ставится задача о крутильных колебаниях скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом, вызванных падающей зависимостью коэффициента трения винта о резиновую обойму статора. Работа амортизатора крутильных колебаний с резиновым упругим элементом описывается вязко-упругой моделью. Расчетная схема компоновки приведена на рисунке 1. [6,9]

Поставленная задача описывается системой уравнений:

для колонны штанг:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} - 2\nu \frac{\partial \varphi}{\partial t}, \quad (1)$$

для амортизатора:

$$I_a \frac{d^2 \varphi_a}{dt^2} + C_a (\varphi_a - \varphi|_{x=l}) + h_a \left(\frac{d\varphi_a}{dt} - \frac{\partial \varphi}{\partial t} \Big|_{x=l} \right) = -M_{kp} \quad (2)$$

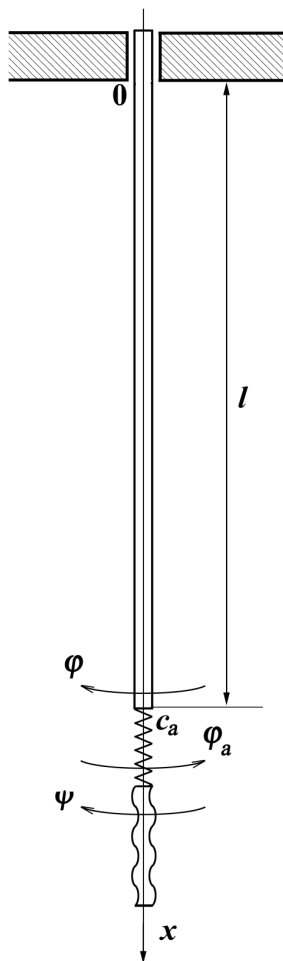


Рисунок 1 – Расчетная схема для определения параметров амортизатора, установленного над винтом насоса

Начальные условия

$$1. \psi(t) \Big|_{t=0} = \varphi_a(t) \Big|_{t=0} = \varphi(t, x) \Big|_{t=0} = 0, \quad (3)$$

$$2. \frac{d\varphi_a}{dt} \Big|_{t=0} = \frac{\partial \varphi}{\partial t} \Big|_{t=0} = \frac{d\psi}{dt} \Big|_{t=0} = 0. \quad (4)$$

Граничные условия:

$$1. \frac{\partial \varphi}{\partial t} \Big|_{t=0} = \omega_0 = \text{const} \quad (5)$$

$$2. GI_p \frac{\partial \varphi}{\partial x} \Big|_{x=l} = C_a (\varphi_a - \varphi \Big|_{x=l}), \quad (6)$$

$$M_{kp} = 4r_\epsilon^2 l_\epsilon P \frac{0,07}{\frac{\partial \psi}{\partial t} r_\epsilon + 0,28} \arccos \left(\frac{r_\epsilon - \delta}{r_\epsilon} \right) +$$

$$+ \frac{32\rho_{ж}geDT}{\pi^3 \eta_\epsilon \eta_o} \left[250\pi^2 - 7 \left(\frac{\partial \psi}{\partial t} \right)^2 (eDT)^2 \right]. \quad (7)$$

где φ_a - угол закручивания амортизатора крутильных колебаний, I_a - момент инерции амортизатора, C_a - жесткость упругого элемента амортизатора, h_a - коэффициент вязкого трения амортизатора, l - длина колонны штанг, ψ - угол закручивания винта.

Уравнение (6) является условием сшивания уравнений (1) и (2).

Полученные уравнения решаются сеточным методом, т. е. путем замены дифференциальных уравнений соответствующими разностными уравнениями.

Область интегрирования $(0..t; 0..l)$ заменяется набором равноотстоящих узлов $(t_i; x_j)$.

$$t_i = i\Delta t (i = 0, 1, \dots, m); \quad (8)$$

$$x_j = j\Delta x (j = 0, 1, \dots, n), \quad (9)$$

где Δt - шаг разбиения по времени, Δx - шаг разбиения по длине колонны.

Функцию $\varphi(t, x)$ заменяют сеточной функцией u_j^i :

$$u_j^i = \varphi(t_i, x_j) = \varphi(i\Delta t; j\Delta x). \quad (10)$$

Функцию $\varphi_a(t)$ заменяют функцией v^i :

$$v^i = \varphi_a(t_i) = \varphi_a(i\Delta t). \quad (11)$$

Функцию $\psi(t)$ заменяют функцией w^i :

$$w^i = \psi(t_i) = \psi(i\Delta t). \quad (12)$$

Уравнения (58) – (64) заменяются разностными аналогами:

$$\frac{u_j^{i+1} - 2u_j^i + u_j^{i-1}}{\Delta t^2} = a^2 \frac{u_{j+1}^i - 2u_j^i + u_{j-1}^i}{\Delta x^2} - 2\nu \frac{u_j^{i+1} - u_j^i}{\Delta t}; \quad (13)$$

$$I_a \frac{v^{i+1} - 2v^i + v^{i-1}}{\Delta t^2} + C_a (v^i - u_n^i) + h_a \left(\frac{v^i - v^{i-1}}{\Delta t} - \frac{u_n^i - u_n^{i-1}}{\Delta t} \right) = -M_{kp} \quad (14)$$

начальные условия примут вид:

$$1. u_j^0 = v^0 = w^0 = 0, \quad (15)$$

$$2. \frac{u_j^1 - u_j^0}{\Delta t} = \frac{v^1 - v^0}{\Delta t} = \frac{w^1 - w^0}{\Delta t} = 0; \quad (16)$$

граничные условия:

$$1. \frac{u_0^i - u_0^{i-1}}{\Delta t} = \omega_0, \quad (17)$$

$$2. GI_p \frac{u_n^i - u_{n-1}^i}{\Delta x} = C_a (v^i - u_n^i), \quad (18)$$

$$M_{kp} = -4r_\epsilon^2 l_\epsilon P \frac{0,07}{\frac{w^i - w^{i-1}}{\Delta t} r_\epsilon + 0,28} \arccos \left(\frac{r_\epsilon - \delta}{r_\epsilon} \right) - \frac{32\rho_{ж} g e D T}{\pi^3 \eta_\epsilon \eta_o} \left[250\pi^2 - 7 \left(\frac{w^i - w^{i-1}}{\Delta t} \right)^2 (e D T)^2 \right] \quad (19)$$

Для решения этих уравнений был разработан алгоритм, на основе которого написана программа на языке Delphi, позволяющая получать результаты расчетов в графическом и табличном виде.

Результаты решения при следующих значениях: модуль сдвига материала штанг $G=8,05 \cdot 10^8$ Н/м²; плотность материала штанг $\rho_w=7815$ кг/м³; натяг винта $\delta=0,1$ мм; диаметр штанг $d_w=0,022$ м; диаметр винта $d_\epsilon=0,06$ м; длина колонны штанг $L_w=1000$ м; длина винта $L_\epsilon=2$ м; коэффициент сопротивления $\nu=2$; рабочее давление насоса $P_n=6 \cdot 10^6$ Па; частота вращения привода $n=100$ об/мин; жесткость упругого элемента амортизатора $C_a=2800$ Н·м/рад; коэффициент вязкого трения амортизатора $h_a=0,88$ Н·м·с/рад.

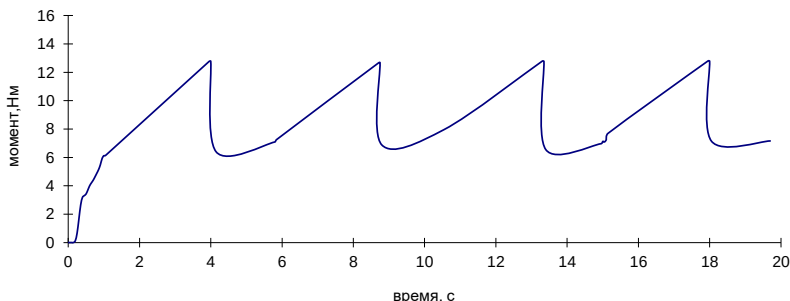


Рисунок 2 – Зависимость крутящего момента от времени при включении в компоновку амортизатора, установленного над винтом насоса

Неравномерность крутящего момента при включении в компоновку колонны штанг амортизатора крутильных колебаний, установленного над винтом насоса, составила $m=0,71$, что в 2,5 раза меньше неравномерности момента без амортизатора. [2,4]

Расчетная схема компоновки при установке амортизатора под полированным штоком приведена на рисунке 3.

Поставленная задача описывается системой уравнений:

для колонны штанг:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} - 2\nu \frac{\partial \varphi}{\partial t}, \quad (20)$$

для амортизатора:

$$I_a \frac{d^2 \varphi_a}{dt^2} + C_a (\varphi_a - \psi) + h_a \left(\frac{d\varphi_a}{dt} - \frac{d\psi}{dt} \right) = M_a \quad (21)$$

начальные условия:

$$1. \quad \psi(t)|_{t=0} = \varphi_a(t)|_{t=0} = \varphi(t, x)|_{t=0} = 0, \quad (22)$$

$$2. \quad \frac{d\varphi_a}{dt}|_{t=0} = \frac{\partial \varphi}{\partial t}|_{t=0} = \frac{d\psi}{dt}|_{t=0} = 0. \quad (23)$$

граничные условия:

$$1. \quad GI_p \frac{\partial \varphi}{\partial x}|_{x=0} = C_a (\varphi_a - \psi). \quad (24)$$

$$GI_p \frac{\partial \varphi}{\partial x}|_{x=l} = -4r_\epsilon^2 l_\epsilon P \frac{0,07}{\frac{\partial \varphi}{\partial t}|_{x=l} r_\epsilon + 0,28} \arccos \left(\frac{r_\epsilon - \delta}{r_\epsilon} \right) -$$

$$2. \quad -\frac{32\rho_{жс}geDT}{\pi^3\eta_\epsilon\eta_o} \left[250\pi^2 - 7 \left(\frac{\partial \varphi}{\partial t} \Big|_{x=l} \right)^2 (eDT)^2 \right]. \quad (25)$$

где ψ - угол вращения полированного штока, $\frac{d\psi}{dt} = \omega_0 = const$, остальные обозначения те же, что и в предыдущей задаче.
 Уравнение (24) является условием сшивания уравнений (20) и (21).

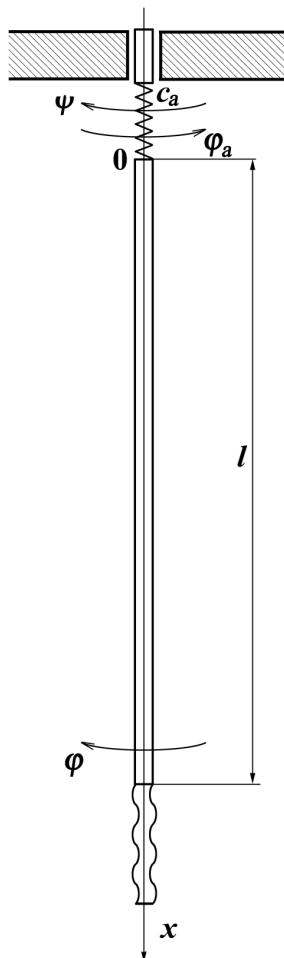


Рисунок 3 – Расчетная схема для определения параметров амортизатора, установленного под полированным штоком

Система уравнений решается по алгоритму, схожему с алгоритмом предыдущей задачи

Результаты решения при тех же значениях:

жесткость упругого элемента амортизатора $C_a = 2800$ Н·м/рад;

коэффициент вязкого трения амортизатора $h_a = 0,88 \text{ Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с} / \text{рад}$.

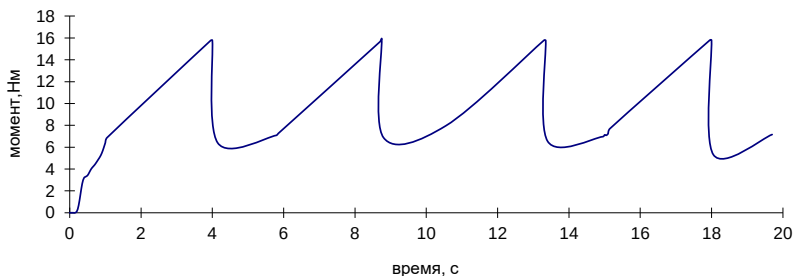


Рисунок 4 – Зависимость крутящего момента от времени при включении в компоновку амортизатора, установленного под полированным штоком

Неравномерность крутящего момента при включении в компоновку колонны штанг амортизатора крутильных колебаний, установленного над винтом насоса, составила $m=0,73$, что в 2,4 раза меньше неравномерности момента без амортизатора. [7]

Таким образом, обе компоновки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний обеспечивают уменьшение неравномерности крутящего момента в 2,4 - 2,5 раза, что существенно увеличивает межремонтный ресурс винтовых насосных установок с поверхностным приводом.

Список использованных источников

1. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №3. – С.26-30.
2. Давыдов, А.Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз – 2015. – №10. – С.76-79.
3. Давыдов, А.Ю. Динамика работы скважинного оборудования установки винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. Мухаметшин В.Ш. [и др.]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т.2. – С.27-30.
4. Давыдов, А.Ю. Управление режимами работы установки винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов / СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. - С. 332-335.
5. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2013.- № 3. – С. 26-30.
6. Сидоркин, Д.И. Совершенствование методов расчета штангового привода винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Д.И. Сидоркин. - Уфа: УГНТУ, 2006, 24 с.

7. Латыпов, Б.М. Способы добычи высоковязкой и битумной нефти [Текст] / Б.М. Латыпов, Д.И. Сидоркин // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. тр. науч. конф., 25-26 мая 2009 г. / УГНТУ. – Уфа, 2009.- С.128.

8. Сидоркин, Д.И. Винтовые насосные установки со штанговым приводом для добычи тяжелой нефти [Текст] / Д.И. Сидоркин, Р.А. Хузин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.2 - С. 90-93.

9. Сидоркин, Д.И. Пути совершенствования скважинных винтовых насосных установок со штанговым приводом [Текст] / Д.И. Сидоркин, Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2.- С. 120-124.

УДК 622.276

Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала

*Зарипова Л.М. (к.т.н., доцент), Габдрахимов М.С. (д.т.н., проф),
Петров В.А. (к.т.н., доцент), Галимуллин М.Л. (к.т.н., доцент),
Сулейманов Р.И. (к.т.н., доцент), Давыдов А.Ю. (к.т.н., доцент),
Зайнагалина Л.З. (к.т.н., доцент), Стройкин Г.А(БМПЗ-13-11)
(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)*

Аннотация: В данной статье рассмотрены выявленные проблемы при эксплуатации ВЗД, а также конструктивные и технологические варианты их разрешения. Выявлены основные перспективные направления усовершенствования конструкции, позволяющие увеличить срок эксплуатации ВЗД.

Ключевые слова: винтовой забойный двигатель, рабочий орган, статор, эластомер, покрытия.

UDC 622.276

7LZ172 screw-locked engine with capable reliability of the transmission shaft

*Zaripova L.M. (Ph.D., Associate Professor),
Gabrakhimov M.S. (Doctor of technical sciences, professor),
Petrov V.A. (Ph.D., Associate Professor),
Galimullin M.L. (Ph.D., Associate Professor),
Suleymanov R.I. (Ph.D., Associate Professor),
Davydov A.Yu. (Ph.D., Associate Professor),
Zainagalina L.Z. (Ph.D., Associate Professor),
Stroikin G. A (BMPZ-13-11)*

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

Abstract: In this article, the identified problems in the operation of PDMs, as well as design and technological options for their resolution, are considered. The main promising directions for improving the design have been identified, which make it possible to extend the service life of the PDM.

Key words: screw downhole motor, working element, stator, elastomer, coating.

Современные конструкции отечественных двигателей не в полной мере отвечают возрастающим требованиям технологии бурения и ремонта скважин.

Относительно небольшой межремонтный период, связанный с износом рабочих органов и опор шпинделя, а также недостаточная надежность гибких валов и шарниров предопределя-

ют необходимость продолжения опытно-конструкторских работ по усовершенствованию двигателей [1,2,3].

Среди конструктивных путей приоритетными являются работы по созданию многошаговых рабочих органов. Целесообразность перехода на многошаговые конструкции подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями.

Наиболее оптимальной конструкцией являются монолитные рабочие органы (далее - РО), однако технический уровень отечественного производства позволяет изготавливать статоры длиной не более 2,5-3 м, что соответствует 2-3 шагам винтовой поверхности РО [4,5].

Переход на многошаговые конструкции позволит не только снизить контактные напряжения и повысить долговечность РО, но и обеспечить требуемый для заданного крутящего момента перепад давления при пониженных расходах бурового раствора.

Увеличение долговечности РО может быть достигнуто путем компенсации износа. Среди известных схем компенсации износа не потеряла своей актуальности схема с коническими РО. Эта схема позволяет компенсировать износ как диаметральный, так и по профилю зуба [6,7].

Использование ВЗД в наклонно направленной, и горизонтальном бурении выявило серьезные проблемы шпинделя, прежде всего его радиальных опор Долговечность опор шпинделя, особенно шпинделей с укороченной длиной, снизилась в несколько раз. Обычные способы (цементация с закалкой и др.), применяемые в отечественной практике, не принесли существенного прогресса.

Усовершенствование технологии изготовления узлов и деталей является одним из главных путей совершенствования ВЗД.

В современных зарубежных двигателях широко применяются осевые и радиальные опоры с современной упрочняющей технологией. Радиальные опоры изготавливаются с твердосплавными вставками из карбида вольфрама мелких фракций в прочной матрице, что обеспечивает высокую износостойкость и отсутствие растрескивания при больших ударных нагрузках. В шпинделях, используемых в двигателях для горизонтального бурения, осевые опоры качения заменены опорами скольжения с алмазным покрытием, которые выдерживают значительно более высокие нагрузки и занимают меньше места.

По мере расширения области и объема выпуска двигателей отечественные и зарубежные производители двигателей постоянно совершенствуют технологию производства.

Для роторов используются износостойкие и коррозионно-стойкие покрытия. Однако за последние годы в России и за рубежом широкое применение получило твердое хромирование которое обеспечивает достаточную долговечность.

Для повышения выносливости деталей, подверженных циклическим нагрузкам, необходим переход на современную технологию их изготовления и новые материалы, что сопровождается увеличением стоимости ВЗД. В зарубежной практике для корпусов и валов начали применять новые высоколегированные стали. Исследования, в частности с использованием метода фотоупругости позволили снизить концентрации напряжений. Это достигается повсеместным введением галтелей и резьбовых разгрузочных канавок. Еще одним средством борьбы с развитием усталостных напряжений является дополнительная обработка деталей методом дробеструйной обработки или холодной обкатки.

К положительному результату может привести применение антикоррозионных покрытий наиболее ответственных деталей (гибких валов и валов шпинделя).

Перспективными направлениями усовершенствования конструкции ВЗД являются:

1. Увеличение длины РО. Увеличение длины рабочих органов позволяет значительно снизить уровень контактных нагрузок в зацеплении, уменьшить интенсивность их износа и предотвратить преждевременное разрушение резиновых зубьев из-за повышенных деформаций и разогрева резины. Повышение ресурса за счет увеличения длины рабочих органов объясняется также возможностью их наработки до больших величин зазоров в зацеплении статор-ротор 0,5 мм и более.

2. Уменьшение массы ротора. Традиционные конструкции ВЗД (отечественных и зарубежных) имеют металлический ротор и резинометаллический статор. Роторы малогабаритных двигателей изготавливаются, как правило, из круга металла и не имеют отверстия, роторы крупногабаритных ВЗД изготавливаются из трубной заготовки или проката с последующим сверлением отверстия. Последние имеют большую массу, что при высокой частоте вращения приводит к возникновению значительной центробежной силы и созданию интенсивных поперечных вибраций, отрицательно влияющих на долговечность статора и других узлов двигателя.

Для уменьшения влияния инерционных поперечных нагрузок на компоновку двигателя ротор необходимо выполнять максимально облегченным. Наиболее рациональным конструктивным решением является применение гидроштампованных роторов.

3. Статоры с равномерной толщиной эластичной обкладки. Оснащение двигателей статорами с равномерной толщиной эластичной обкладки (профилированными или армированными статорами), несмотря на определенные дополнительные затраты на изготовление, превращает ВЗД в классическую объемную гидравлическую машину, у которой развиваемый крутящий момент практически не зависит от расхода подаваемой жидкости, а частота вращения, в свою очередь, – от развиваемого момента. Помимо преимуществ, характерных для ВЗД с удлиненными статорами, профилированные статоры при сравнении РО одинаковой длины обеспечивают повышенный крутящий момент, увеличение КПД и еще два важных преимущества – увеличение ресурса и термостойкости (вследствие снижения деформации эластичной обкладки и улучшения теплоотвода).

Комплектация двигателей рабочими органами с различными кинематическими отношениями винтовых героторных механизмов. Для расширения эксплуатационных возможностей, определяемых технологией бурения, характеристиками разбуриваемых пород и используемых долот, в двигателях могут применяться рабочие органы с различным кинематическим отношением (число зубьев ротора и статора) и осевым шагом зубьев рабочих органов. Основное преимущество таких ВЗД – возможность в производственных условиях собирать двигатели с различной частотой вращения.

Освоение серийного производства рассмотренных выше конструкций рабочих органов ВЗД расширило области применения и технологические возможности двигателей, позволило им, в частности, превратиться в основной привод долот типа РДС.

4. Выбор эластомера для обкладки статоров. При разработке ВЗД является одним из наиболее важных вопросов. Следует отметить, что разработка новых эластомеров проводится недостаточно продуктивно. Перспективные области применения ВЗД (скважины с забойной температурой 150 и более градусов, бурение скважин на депрессии и с использованием углеводородных растворов) предопределяют необходимость разработки новых эластомеров.

5. Оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов. Несмотря на выполненные отечественными специалистами комплекс теоретических и исследовательских работ по оптимизации и конструкции РО, имеются большие резервы дальнейшего совершенствования, в частности с целью улучшения трибологической обстановки в винтовом героторном механизме и оптимизации его пространственной геометрии.

Список использованных источников

1. Гусман, М.Т. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин [Текст]/ М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров //М.: Недра, 1981. 231 с.
2. Балденко, Д.Ф. Винтовые гидравлические машины [Текст]/ Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых // Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 470 с.
3. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г.Октябрьском [Текст]/ В.Ш. Мухаметшин// Современные технологии в нефтегазовом деле

– 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 4-50.

4. Кортаев, Ю.А. Технологическое обеспечение долговечности многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей [Текст] / Ю.А. Кортаев // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 260 с.

5. Селиванов, С.М. Новая страница в развитии конструкций ВЗД [Текст] / С.М. Селиванов, Д.И. Баятинских // Бурение и нефть. 2011. №7 – 8. С. 54 – 67.

6. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

7. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

УДК 622.276

Эффективность применения различных конструкций замковых опор вставных насосов

*Л.М. Зарипова (к.т.н., доцент)
(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)*

Аннотация: В статье приводятся данные о конструкции глубинных штанговых скважинных насосов. Особенности эксплуатации вставных и невставных насосов. Об эффективности конструкции различных видов опор вставных насосов.

Ключевые слова: штанговый скважинный насос, вставной насос, невставной насос, замковая опора, гидравлическая опора

UDC 622.276

Application efficiency of insertion pumps lock supports of various constructions

*L.M. Zaripova (candidate of engineering sciences, docent)
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsk)*

Abstract: Data of deep rod borehole pumps design are given in the article. Operation features of plug-in and non-injection pumps and the efficiency of various types of supports of plug-in pumps design are provided

Keywords: sucker well pump, plug-in pump, non-injection pump, lock support, hydraulic support

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкостей с температурой не более 130 °С, обводненностью не более 99 % по объему, вязкостью до 0,3 Па·с, минерализацией воды до 10 г/л, содержанием механических примесей до 3,5 г/л, свободного газа на приеме не более 25 %, сероводорода не более 50 мг/л и концентрацией ионов водорода pH 4,2-8,0.

Выпускаются штанговые насосы вставные и невставные трубные. Основное принципиальное их отличие в том, что цилиндр невставного насоса встроен в колонну НКТ и для замены насоса необходим подъем колонны НКТ. Вставной насос опускается в трубы НКТ на штангах и крепится в нужном месте колонны с помощью специального фиксирующего устройства, называемого замковой опорой. Применение вставных насосов значительно ускоряет ремонт скважины, так как для его смены требуется подъем лишь штанговой колонны. В то же время невставной насос значительно проще по конструкции и не требует применения замковой опоры. Невставные насосы получили широкое распространение для подъема

больших объемов жидкостей из относительно небольших глубин, вставные же насосы более удобны в глубоких скважинах.

От совершенства клапанов, долговечности плунжерной пары и замковой опоры зависит работоспособность УСШН [1-15].

По ОСТ 26-16-06-86 предусмотрен выпуск замковой опоры пружинного типа как для верхнего, так и для нижнего крепления насоса. Основными элементами замковой опоры являются пружинный якорь и опорное кольцо. Пружинный якорь предназначен для удержания насоса в замковой опоре в начальный момент, когда уровни жидкости в затрубном пространстве и трубах НКТ равны. По мере работы насоса уровень жидкости в трубах начинает расти, и насос сильнее прижимается к опорному кольцу весом столба жидкости в трубах. Функция опорного кольца - это восприятие осевой нагрузки, действующей на насос, и разобщение области всасывания от области нагнетания. Опорное кольцо выполняют из коррозионно-стойкой стали и с конической фаской под углом 15° , которая взаимодействует с ответной конической поверхностью замка насоса. Замковые опоры выпускают для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм. Эти замковые опоры имеют следующие недостатки: 1) минимально необходимое усилие срыва замка насоса с замковой опоры 3-3,5 кН; 2) Усилие срыва насоса большое это иногда приводит к обрыву талевого каната подъемника [18].

Гидравлическая опора вставных скважинных насосов состоит из цилиндра нижнего и верхнего плунжеров и переводника не имеет выше перечисленных недостатков.

Преимущества эксплуатации насосов на гидравлических опорах заключается в следующем:

1.Отсутствие механических пружин деталей в гидравлических опорах исключает их поломки в процессе опытной эксплуатации опор УГНТУ в сравнении с серийными межремонтный период возрос с 201 до 231 суток в осложненных условиях НГДУ «Узеньнефть».

2.Использование гидравлических опор позволяет повысить срок службы штанговой колонны, так как опора выполняет роль демпфера, смягчает ударные нагрузки на штанге в ходе работы станка-качалки. Особенно эффективно их применение при добыче вязких нефтей, так как сопротивление в таких скважинах возрастают за счет вязкого трения.

3.Простота конструкции позволяет обеспечить безотказное закрепление насоса в любых условиях без применения особых операций опор.

4. Повышается качество и надежность герметизации линии нагнетания от затрубного пространства за счет герметизации зазора между цилиндром насоса и НКТ.

5. Уменьшается усилие срыва насоса при необходимости его извлечения из скважины за счет снижения геометрических размеров конусной пары.

6. Опора универсальна, так как один типоразмер может быть использован для закрепления насосов нескольких диаметров.

Недостаток опоры не отсекает скважину после подъема насоса.

Известна также замковая опора вставного глубинного штангового насоса, содержащая двухступенчатый посадочный ниппель со сквозным каналом, корпус крепления с двумя связанными между собой верхним и нижним плунжерами, взаимодействующими с соответствующими ступенями посадочного ниппеля подпружиненный выпускной клапан и затвор. [16]

Недостатком данной конструкции замковой опоры вставного глубинного насоса является следующее. При спуске в скважину насосно-компрессорных труб затвор за счет перепада давления будет перекрывать сквозное отверстие ниппеля. После отрыва насоса при малых перепадах давления затвор не будет перекрывать сквозное отверстие ниппеля.

Недостатком конструкции 1) устройство также имеет сложную конструкцию; 2) не отсекает скважину.

Наиболее совершенной является замковая опора, приведенная в работе [17]. Устройство предназначено для использования в скважинном оборудовании, а именно в замковых опорах вставных штанговых насосов. Замковая опора содержит корпус, внутри которого установлен подпружиненный клапан, имеющий фиксатор. Пружина клапана установлена на

упоре. Опора имеет два цилиндра разного диаметра, верхний из которых при помощи переводника присоединен к вставному насосу. Подпружиненный клапан снабжен направляющими. В одной из направляющих выполнено отверстие со стороны фиксатора в виде срезного штифта, при этом в другой направляющей и в нижнем цилиндре меньшего диаметра выполнены окна. Упрощается конструкция, повышается надежность. Замковая опора представлена на рисунке 1.

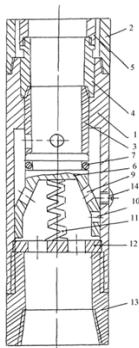


Рисунок 1 –Конструктивная схема замковой опоры по патенту...

Устройство работает следующим образом. Корпус 1 с подпружиненным клапаном опускают в скважину вместе с НКТ. Для заполнения НКТ клапан 9 фиксируется срезным штифтом 14. Это достигается совмещением штифта с отверстием 10. При фиксировании канал корпуса открыт, заполнение НКТ осуществляется без препятствия. Цилиндры опоры, присоединенные к насосу при помощи переводника 5, опускаются вместе с вставным насосом. При посадке насоса нижний цилиндр с нижним торцом создает осевую нагрузку на клапан, который срезает штифт и занимает нижнее положение.

Замковая опора удерживает вставной насос за счет действия столба жидкости на разницу торцевых площадей верхнего и нижнего цилиндра.

При работе насоса жидкость всасывается через окна клапана и нижнего цилиндра. При подъеме насоса за счет разжатия пружины клапан закрывает канал корпуса, тем самым осуществляется закрытие скважины.

Список использованных источников

1. Ишмурзин, А.А. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа [Текст] / А.А. Ишмурзин, Ю.Г. Матвеев - Уфа: Изд-во Нефтегазопромысловое дело. - 2014 - 532 с.
2. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2015. – № 4. – С. 22-28.
3. Низамутдинова, Л.Р. Повышение надежности скважинного вставного насоса для добычи нефти [Текст] / Л.Р. Низамутдинова, Л.М. Зарипова // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т. (Октябрьский, 18 апреля-14 мая 2011 г.)/ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 3. – С. 216-219.
4. Зарипова, Л.М. Повышение эффективности очистки скважинного оборудования УСШН от АСПО [Текст] / Л.М. Зарипова, Р.Р. Исмагилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т.Тынчеров.-Уфа: Аркаим, 2014.-Т.2.- С. 343-348.
5. Булгаков, Р.Ф.Совершенствование герметизации устья скважин, оборудованных штанговыми насосами [Электронный ресурс] / Р.Ф. Булгаков, Ю.Г. Матвеев, М.С. Габдрахимов// Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". - 2012. - №4.- С.240-247. - Режим дос-

тупа: <http://www.ogbus.ru>.

6. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных отложений (АС-ПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный науч. журн. "Нефтегазовое дело".- 2013.- №2. – С.218-226.- Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

7. Гайфуллин, Ф.И. Насос вставной НВ1Б со шнековым фильтром для месторождений с большим содержанием механических примесей [Текст] / Ф.И. Гайфуллин, Л.М. Зарипова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т./ отв. ред. К.Т. Тынчеров.-Уфа: Аркаим, 2014.-Т.2.- С. 160-164.

8. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст]/ Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева// Сборник научных трудов Sworld, -2013.-Т.14.- №4.-С. 30-37.

9. Зарипова, Л.М. Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов// Нефтегазовое дело. – 2012.- №10-2.-С. 117-120.

10. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальтно-смолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2013. - №2- С.218. - Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

11. Анализ отказов элементов глубинного штангового насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, С.С. Орекешев, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.- С. 30-34.

12. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] /В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. -Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.-Т.1.- С. 4-50.

13. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин . //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016. -№ 4.- С. 21-24.

14. Зарипова, Л.М. Повышение эффективности очистки скважинного оборудования УСНН от АСПО [Текст]/ Л.М.Зарипова, Р.Р. Исмагилов.// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. К.Т. Тынчеров.- Уфа: Аркаим, 2014.- Т.2.- С. 343-348.

15. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст]/ М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. -2015. -№ 4. -С. 22-27.

16. Пат.2080486 Российская Федерация, F04B47/02.Замковая опора Султанов Б. З., Габдрахимов М. С., Аднагулова Р. Г., Габдрахимов Н. М.

№ 95104077/06;заявл. 21.03.1995; опубл.27.05.1997.

17.Пат. 2247261 Российская Федерация, Замковая опора F04 В 47/02/Габдрахимов Н.М., Габдрахимова Л.М., Габдрахимов М.С №2003104727/06; заявл. 17.02.2003. Оpubл. 27.02.2005

18. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

Низкочастотный гидроударник для выполнения скважинных работ

Габдрахимов М.С. (д.т.н., проф., Зарипова Л.М. (к.т.н., доцент)

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

Аннотация: В статье дана конструкция гидроударника, математическая модель работы гидроударника и результаты исследования модели для фиксированных значений рабочих элементов.

Ключевые слова: Гидроударник, поршень, перекидной клапан, сеточная функция, пласт.

UDC 622.24

Low-frequency hydraulic hammer for well operations performance

Gabdrakhimov M.S. (Doctor of Technical Sciences, Prof.,

Zaripova L.M. (candidate of engineering sciences, docent)

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

Abstract: The article describes the construction and the mathematical model of a hydraulic hammer, and the results of a model study for working elements fixed values .

Keywords: Hydraulic hammer, piston, flap valve, net function, layer

Для выполнения различных скважинных работ разработаны [1,2,3, 10-17] различные конструкции гидроударников. Эти гидроударники применялись: при очистке парафиносмолистых отложений трубопроводов [4-9] при восстановлении приемистости нагнетательных скважин; при промывке скважинного оборудования. Конструктивная схема гидроударника для пульсированного нагнетания жидкости приведена на рисунке 1. В статье разработана динамика работы гидроударника, снабженного поршнем и перекидным клапаном.

На рисунке 1 приведена конструктивная схема гидроударника, которая состоит из корпуса 1, верхнего переводника 4, нижнего переводника 2, снабженного наковальней 3, предназначенных для соединения с насосно-компрессорными трубами. Внутри корпуса размещены клапанная коробка 7, жестко связанная с поршнем 6, пружина 5. Внутри клапанной коробки на оси 8 закреплен шатун 9, который связан с помощью пальца 10 с перекидным клапаном 11.

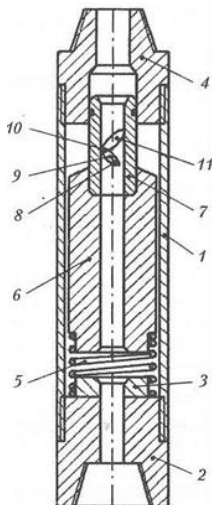


Рисунок 1 – Конструктивная схема гидроударника

Принцип действия гидроударника заключается в следующем. В исходном положении перекидной клапан 11 перекрывает канал прямоугольного сечения клапанной коробки 7. При подаче промывочной жидкости через канал клапанной коробки под действием перепада давления шагун 9 и перекидной клапан 11 занимают вертикальное положение в соответствии с законом гидростатики. В дальнейшем по инерции шагун 9 перемещается в крайнее положение, увлекая за собой перекидной клапан 11. В результате канал клапанной коробки будет перекрыт, создается перепад давления на верхнем конце клапанной коробки 7, а ударная масса 6 перемещается вниз под воздействием перепада давления, при этом производится удар о наковальню 3. При этом пружина 5 сжимается и получает потенциальную энергию. В результате удара и воздействия давления промывочной жидкости перекидной клапан 11 вновь займет вертикальное положение. При этом перепад давления на верхний торец клапанной коробки существенно снижается за счет свободного движения жидкости в канале клапанной коробки и поршня 6 под действием пружины 5 перемещается вверх и занимает исходное положение. В дальнейшем перекидной клапан 11 по инерции перемещается в крайнее левое положение и цикл повторяется.

Рассмотрим работу гидроударника в стендовых условиях, когда его корпус связан с массивным фундаментом. При протекании жидкости через гидроударник на перекидной клапан действует сила давления, зависящая от скорости жидкости, скорости поршня и положения клапана:

$$F_{\text{гидр}} = \rho g k(a) \frac{(v_{\text{жидк}} - v_{\text{уд}})^2}{2}, \quad (1)$$

где ρ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения; $k(a)$ – коэффициент гидравлического сопротивления (определяется в стендовых условиях); $v_{\text{жидк}}$ – скорость жидкости; $v_{\text{уд}}$ – скорость поршня.

Скорость жидкости зависит от расхода Q и площади проходного сечения поршня S :

$$v_{\text{жидк}} = Q/S \quad (2)$$

Сила упругости пружины зависит от ее жесткости C и от деформации x :

$$F_{\text{упр}} = Cx, \quad (3)$$

где x – перемещение поршня от положения равновесия. Движение поршня описывается вторым законом Ньютона:

$$m\ddot{x} = F_{\text{гидр}} - Cx, \quad (4)$$

где m – масса поршня (включает и массу клапана).

После подстановки это уравнение будет выглядеть в следующем виде:

$$m\ddot{x} = \rho g k(a) (Q/S - x)^2 - Cx. \quad (5)$$

В этом уравнении два неизвестных: a и x .

Для регулярной работы гидроударника необходимо, чтобы период колебаний перекидного клапана совпадал с периодом колебаний поршня. Добиться этого можно при выполнении нескольких условий:

а) гидравлическая сила должна быть недостаточной для открывания клапана при движении поршня вниз;

б) сила упругости должна быть достаточно большой, чтобы поднимать поршень при открытом клапане;

в) открывание клапана должно начинаться в момент удара поршня о наковальню.

Рассмотрим движение поршня в установившемся потоке.

Пусть в начальный момент поршень расположен сверху, клапан закрыт, пружина разжата.

$$x=0,$$

$$t=0. \quad (6)$$

Под действием силы давления в соответствии с уравнением (4) поршень начинает опускаться, сжимая пружину, причем сила $F_{\text{гидр}}$ все время постоянна, поскольку клапан закрыт, $a = a_{\text{пнк}}$. По завершении хода поршня происходит удар в момент времени t_1 , который может быть найден из условия

$$x=L,$$

$$t = t_1, \quad (7)$$

где L – длина хода поршня.

Поршень отскакивает. Скорость отскока зависит от упругости соударения и может быть учтена через коэффициент восстановления k_0 :

$$\begin{aligned} v_{отск} &= k_b v, \\ x &= L. \end{aligned} \quad (8)$$

Начинается ход вверх с начальными условиями:

$$\begin{aligned} x &= L, \\ t &= t_1. \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} x &= -v_{отск} = k_b x, \\ t &= t_1 + 0 \quad t = t_1 + 0. \end{aligned} \quad (10)$$

Движение поршня вверх описывается тем же уравнением (4), но в этом случае гидравлическая сила уже переменная, клапан приоткрыт. Движение клапана определяется его конструкцией и расходом жидкости. После открывания клапан опрокидывается. Скорость опрокидывания все время растет. Принимая поворот равноускоренным, определяем время поворота клапана:

$$2a_{\max} = e\Delta t^2/2 \quad (11)$$

С другой стороны, известно, что время перекидывания перекидного клапана определяется следующим выражением:

$$\Delta t = 2SL_{кл}/Q, \quad (12)$$

где $L_{кл}$ – длина перекидного клапана.

Из последних двух соотношений получаем

$$e = 4a_{\max}/(2SL_{кл}/Q). \quad (13)$$

Через время Δt клапан будет закрыт. Сила давления на клапан возрастает и поршень гидроударника совершает удар о наковальню.

Расчет движения поршня гидроударника будем осуществлять численным методом.

Интересующий интервал времени (0; 7) разобьем на N равных подинтервалов длительностью $dt = TN$. Функцию $x(t)$ заменим сеточной функцией x_i , где

$$x_i = x(t_i) = x(dt_i). \quad (14)$$

основное дифференциальное уравнение (1), определяющее движение клапана, заменим разностным:

$$m \frac{x_{i+1} - 2x_i + x_{i-1}}{dt^2} = \rho g k(a) \frac{((x_i - x_{i-1})/\Delta t) - v_{жидк}}{2}, \quad (15)$$

откуда, зная два последовательных положения поршня, можно вычислить следующее:

$$x_{i+1} = 2x_i - x_{i-1} + \frac{dt^2}{m} \left(\rho g k(a) \frac{((x_i - x_{i-1})/\Delta t) - v_{жидк}}{2} \right). \quad (16)$$

При решении (5) площадь проходного сечения поршня определяется следующей формулой

$$S = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (17)$$

где d – диаметр проходного канала.

Для удовлетворительной работы гидроударника

$$S \leq S_k \quad (18)$$

где S_k – проходное сечение клапанной коробки.

Работа гидроударника моделировалась с помощью ЭВМ для следующих постоянных данных: $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$; $k_b = 0,5$; $Q = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$; $L = 0,1 \text{ м}$; $L_{кл} = 0,18$ и различных значений массы и параметров пружины.

Исследования показывают, что при добавлении массы поршня или калиброванной втулки клапана частота гидроударника снижается, сила удара увеличивается.

Аналитические исследования работы гидроударника показали, что конструкция работоспособна. Разработана теория работы гидроударника, рабочим элементом которого является перекидной клапан, установленный на пружине.

Список использованных источников

- 1 Пат. №2167255 С2 Российская Федерация, 7 Е 21 В 4/14. Гидроударник для бурения скважин / Б.З. Султанов, М.С. Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов. - №99112602/03; заявл. 09.06.1999; опубл. 27.03.2001, Бюл.№9.
- 2 Пат. №2297661 С2 Российская Федерация / М.С. Габдрахимов, Б.З. Султанов, Л.М.Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов.- № 200413514/03; заявл. 25.11.2004; опубл.20.11.2006.

- 3 Пат. №2241816 Российская Федерация, 7Е21В 7/24. Скважинный вибратор / Н.М.Габдрахимов, Л.Б. Хузина, Л.М. Габдрахимов, М.С. Габдрахимов.- №2003104929/03;заявл. 18.02.2003; опубл.18.02.2003.
4. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст]/ Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева// Сборник научных трудов Sworld.- 2013.- Т.14.- №4.- С.30-37.
- 5 Зарипова, Л.М Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов// Нефтегазовое дело. - 2012. - №10-2.- С. 117-120.
- 6 Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно – компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов //Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2013.- №2. - С.218-226. – Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.
- 7 Сатыева, Ю.П. Совершенствование очистки нефтесборных и насосно –компрессорных труб от АСПО [Текст] /Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова// Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. /отв. ред.В.Ш. Мухаметшин. –Уфа : Аркаим, 2015.-Т.2.- С. 133-139.
- 8 Зарипова, Л.М. Техника и технология очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромыслового оборудования [Текст]: монография / Л.М. Зарипова, А.К.Зарипов.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014.-213 с.
9. Патент №2442876. Российская Федерация, МПКЕ21В 21/10. Вибратор/ М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, А.К. Зарипов.- Заявл. 09.03.10; публ. 20.02.2012.
10. Габдрахимов, М.С. Вибрационная техника и технология для производства скважинных работ [Текст]/ М.С.Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов. - СПб.: Недра, 2007.-146 с.
11. Сулейманов, Р.И. Исследование работы математической модели бурильного инструмента, оснащенного гидроударником [Текст] / Р.И.Сулейманов, М.С. Габдрахимов, И.Ф. Каримов // Технологии нефтегазового дела: сборник научных трудов / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007.- С. 270-274.
11. Хузина, Л.Б. Оборудование для вибрационного бурения скважин [Текст]/ Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов. // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2006. - № 2. - С. 348-351.
12. Пат. №2265710. Российская Федерация, С1 Е21 В 4/14, Гидроударник / М.С.Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов, Л.М. Габдрахимова . Оpub.10.12.2005 Бюл.№34.
13. Патент №2167255 С2. Российская Федерация / Б.З. Султанов, М.С. Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов.- Оpub.27.03.2001, Бюл.№9.
14. Пат. №2117748 Российской Федерации. Пульсатор-вибратор/ М.С. Габдрахимов, Б.З. Султанов, Н.М. Габдрахимов, Л.Р. Магасумова.
15. Султанов, Б.З. Повышение приемистости нагнетательных скважин с помощью гидравлического вибратора [Текст]/ М.С. Габдрахимов, Н.Х. Габдрахманов, Н.М. Габдрахимов // Горный вестник. - 1998. - № 4. - С. 18.
16. Пат.№ 2167255 РФ, МПК Е21В4/14 Гидроударник для бурения скважин. / Заявитель и патентообладатель Б.З.Султанов, М.С. Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов, Р.И.Сулейманов –№ 99112602/03; заявл. 09.06.99.; опубл. 20.05.01, Бюл.№ 34-2002.
17. Пат.№2425950 РФ, МПК Е21В 21/00. Устройство для бурения скважин. /Заявитель и патентообладатель М.С. Габдрахимов, Л.З. Зайнагаллина, А.К. Зарипов, Р.И. Сулейманов. - № 2010116503/03. Заяв.26.04.2010; Оpubл.10.08.2011, Бюл.№22. С.1-5.

УДК 66:628. 543:65.011.56

Дефектоскоп нефтепромыслового оборудования на основе датчиков магнитного поля

Зейналов Разим Абдул оглы (доцент)

Зейналова Шахла Гамлет кызы (ассистент)

(Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности)

Аннотация: Одним из основных вопросов технологии конструирования нефтепромыслового оборудования является полное предохранения его от использования деталей со скрытыми критическими дефектами. Данная научная работа посвящена одному из актуальных направлений сегодняшнего дня-вопросам исследования и использования гальваномагнитных преобразователей в дефектоскопии нефтепромысловые машины и оборудование.

Разработана структурная схема дефектоскопа на основе датчика Холла

Ключевые слова: нефтепромысловые оборудования, дефектоскопия, дефект, трещина, датчик Холла.

UDK 66:628.543:65.011.56

Defectoscope of oilfield equipment based on magnetic field sensors

Razim Abdul Zeynalov

Shahla Hamlet Zeynalova

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

Abstract: One of the main issues in the technology of designing oilfield equipment is the complete protection from the use of parts with hidden critical defects. One of scientific work is devoted to one of the most urgent areas of today - research and use of galvanomagnetic converters in flaw detection of oilfield machines and equipment.

The structural scheme of the flaw detector based on the Hall sensor

Keywords: oilfield equipment, defectoscopy, defect, crack, Hall sensor.

В настоящее время в эксплуатацию поступают новые нефтепромысловые оборудования различных типов, в которых воплощены последние достижения мировой науки и промышленности.

В связи с эксплуатацией в агрессивной среде ряда узлов и деталей нефтепромысловых машин и оборудования, а также из-за длительных сроков эксплуатации их может произойти снижение эксплуатационных свойств материала некоторых ответственных деталей, образование в них дефектов и их разрушение.

Высокие темпы развития нефтегазодобывающей промышленности требуют систематической работы по усовершенствованию существующей и созданию новой, более совершенной конструкции технологического оборудования.

Одним из основных вопросов технологии конструирования нефтепромыслового оборудования является полное предохранения его от использования деталей со скрытыми критическими дефектами.

В технике нефтемашиностроения актуальной проблемой является сортировка деталей с дефектами с целью устранения попадания таких деталей в эксплуатацию [1].

В деталях сложной конструкции и с малыми геометрическими размерами информация о вероятности наличия дефекта является переменной и сложной.

В этом случае для определения наличия дефектов и степени его критичности необходимо использовать вероятностные математические методы.

Несмотря на принимаемые меры по улучшению перечисленных характеристик узлов и деталей нефтяного оборудования на нефтяных промыслах происходит большое число несвоевременного выхода из строя механизмов, что приводит к большим авариям, снижению объемов добычи и увеличению себестоимости нефти. Все это происходит из-за наличие дефектов определенного характера.

Причиной этого является наличие заводских дефектов таких как, различные трещины и микротрещины, внутренние раковины не соответствие толщины защитных покрытий допустимым нормам и т.д., так как в настоящее время на заводах изготовителях всё же имеет место выборочный контроль, что не отвечает предъявляемым требованиям их безаварийной работы [2].

Для уменьшения и предупреждения дефектов должно быть отведено большое место применению неразрушающих методов контроля и сортировки.

Современные нефтепромысловые машины и оборудование, их ответственные узлы и детали требуют проведения 100% -ных испытаний без разрушения.

Многие из них имеют сложную конфигурацию и различный материал по их электро и магнито проводимости. Поэтому не могут быть полностью проконтролированы серийным дефектостическим прибором.

Исходя из этого возникает необходимость в разработке новых методов и технических средств неразрушающего контроля.

Анализ дефектов в частях и узлах оборудование в нефтяной машиностроительной промышленности, показал наличие в них часто встречающихся критических дефектов. Для эксплуатации оборудования без катастроф требует применении точных устройств дефектоскопии.

Изучение гальваномагнитных явлений в частности эффекта Холла с точки зрения использования их для создания преобразователя дефектов в изделиях из ферромагнитного материала в нефтепромысловых машинах и оборудовании, позволило нам разработать устройство для выявления дефектов [3,4].

Принцип работы устройств технической дефектоскопии деталей нефтяного оборудования основан на изменении э.д.с, возникающей на выходе измерительного первичного преобразователя информации, в котором использован эффект Холла, при наличии и изменении геометрических размеров дефектов, таких как

толщины защитных немагнитных покрытий, трещины и микротрещины, раковины и т.д. в изделиях, изготовленных из ферромагнитных материалов [5].

Для контроля дефектов – толщины хромовых защитных покрытий и трещины на плунжерах от глубинных нефтяных насосов на основе датчиков Холла, разработан измерительный первичный преобразователь информации (ИППИ) рис.1

В устройстве для преобразования дефекта (толщины хромовых покрытий или трещин) в напряжение в качестве источника магнитной энергии использован стержневой постоянный магнит:

Как видно (рис.1.), датчик Холла помещен в постоянное магнитное поле, создаваемое постоянным магнитом [6]. Известно, что ЭДС, E_x -возникающая на торцах пластины датчика, связан с пропускаемым через нее током I , магнитной индукцией поля B и толщиной пластины d_x (размер пластины в направлении магнитного поля)

$$E_x = R_x \frac{IB}{dx}$$

где R_x -постоянная Холла.

При наличии дефекта, в зависимости от геометрических размеров его, изменяется величина магнитной индукции (B) действующей на элемент Холла, что приводит к изменению величины Э.Д.С на выходе преобразователя

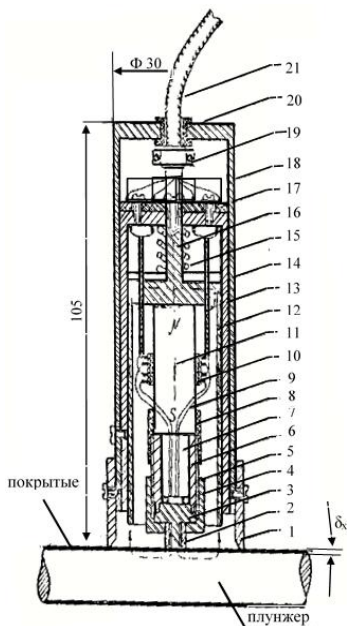


Рис.1. Конструкция ИППИ: 1-корпус для наложения ИППИ; 2- наконечник; 3-шуп; 4-элемент Холла; 5-прижимная гайка; 6- втулка; 7-сердечник; 8-гайка; 9-провод; 10-клемник; 11-постоянный магнит; 12-магнитопровод; 13-жгут; 14-защитный стакан; 15-пружина; 16-ядро; 17-клемная па- Холла.

Структурная схема технического дефектоскопа представлена на рис.2. Применяя разработанный первичный преобразователь, основанный на эффекте Холла можно выявлять трещины деталей, изготовленных из ферромагнитных материалов.

Для проведения измерений измерительный первичный преобразователь информации устанавливается вертикально на калиброванный эталон. После включения дефектоскопа показания индикатора устанавливаются на ноль резистором R_1 . Далее, прикладывая ИППИ к плунжерам, по показанию индикатора определяются места нахождения трещин.

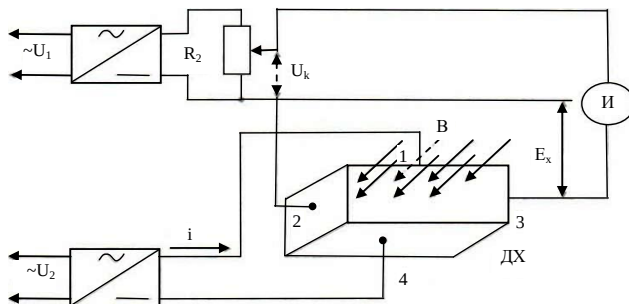


Рис. 2. Структурная схема дефектоскопа

Список использованных источников

1. Быстров Н.А. Основы диагностики технических устройств и сооружений / Н.А. Быстров, Д.И. Галкин, Г.А. Бигус, Ю.Ф. Даниев // М.: издательство МГТУ им Н.Э. Баумана, 2015
2. Биргер И.А. Техническая диагностика // М.: Машиностроения, 1978.
3. Хомерики О.К. Применение гальваномагнитных датчиков в устройствах автоматики и измерений // М. Энергия ,1971
4. Брайко В.В и др. Гальваномагнитные преобразователи в измерительной технике // М. :Энергоатом издать, 1984.
5. Зейналов Р.А. Вопросы неразрушающего дефектоскопического контроля деталей нефтяного оборудования / Р.А. Зейналов, Р.С. Алиев // Известия высших технических учебных заведений Азербайджана-Баку, 2002. -№2 (18)
6. Алиев М.А. Толщиномер на эффекте Холла/ М.А. Алиев, Р.А. Зейналов // Радио, 1976, №3

УДК 622.276

Обрывность по конструктивным элементам штанговой колонны

Исмаилов Р.Р.

(аспирант, кафедра НПО Уфимский государственный нефтяной технический университет филиал в г.Октябрьском)

Габдрахимов М.С.

(д-р тех. наук, проф., кафедра НПО Уфимский государственный нефтяной технический университет филиал в г.Октябрьском)

Аннотация: Приведен анализ обрывности по конструктивным элементам штанговой компоновки. Приведены обрывность штанг по телу у скребка, по резьбе, по муфте, по высадке, по квадрату и проточке. Так же приведены влияния на обрывность и в геолого-технических условиях скважин.

Ключевые слова: штанга, штанговая колонна, обрыв по телу, обрыв по высадке, обрыв по муфте, обрыв по квадрату, обрыв по проточке.

Breakage by structural elements rod string**Ismagilov R. R.***(postgraduate student, Department NSF Ufa state oil technical University branch in October)***Gabdrakhimov M. S.***(Dr. of technical Sciences, prof., NSF Department of the Ufa state oil technical University branch in October)*

Abstract: The analysis of breakage for rod structural elements of the layout. Given the breakage of the rods on the body of the scraper, threaded, coupling, landing on the square and the groove. Also shows the effect on breakage and geological-technical well conditions.

Keywords: Rod, rod column, break the body, break to land, break the coupling, the breakage of the square, broken along the groove.

Кустовое бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин является в настоящее время наиболее распространенным способом освоения залежей нефти во многих районах нашей страны. Характер профилей добывающих скважин, в силу наличия участков повышенной кривизны и наклона, вносит существенные осложнения в механизированную эксплуатацию. Износ насосно-компрессорных труб и штанг в скважинах с пространственными параметрами ствола, превышающими проектных нормативов в значительной мере, снижает межремонтный период работы скважин.

Эксплуатация таких скважин штанговыми насосными установками, как правило, сопровождается осложнениями. Обрывы и истирание штанг, НКТ происходят в результате трения штанг и муфт о стенки труб при длительной их работе в искривленных скважинах. [1,2,6].

Наиболее уязвимым элементом насосной установки является штанговая колонна.

Эксплуатационный фонд скважин, оборудованный штанговыми установками в НГДУ «Ишимбайнефть» составляет 1160 скважин. Для анализа использованы фактические материалы о результатах эксплуатации УШСН за период с 1 января 2007 года по 31 января 2012 года. В таблице 1 показана обрывность по конструктивным элементам штанговой колонны.

Таблица 1 – Обрывность по конструктивным элементам штанговой колонны

ЭЛЕМЕНТ ШТАНГИ	КОЛИЧЕСТВО ОБРЫВОВ
Обрыв штанги по телу	476
Обрыв штанг у скребка	2
Обрыв штанг по резьбе	165
Срыв резьбы штанг	29
Обрыв муфты штанг	479
Обрыв штанг по высадке	1
Обрыв штанг по квадрату	15
Обрыв штанг по проточке	2

Из таблицы видно, что наибольшее число обрывов в штангах происходит по ее следующим элементам: тело штанги, резьба, соединительная муфта, в меньшей степени происходит обрыв у скребка, по высадке, по квадрату и по проточке.

Практика эксплуатации УШСН показывает, что неполадки в штанговой колонне являются одной из основных причин подземных ремонтов скважин. Необходимо отметить, что обрывы штанг наблюдаются не только в верхней части штанг, испытывающей максимальные растягивающие напряжения [3,4].

Рассмотрена связь частоты обрывов штанг с заводами изготовителями. Результаты поломок поэлементно приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Обрывы штанг по заводам изготовителям

ЭЛЕМЕНТ ШТАНГИ	ПЕРМСКИЙ МОТОВИЛИХИНСКИЙ ЗАВОД, Г. ПЕРМЬ	ОЧЕРСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД, Г. ОЧЕР	ОЗНПО	НЗНПО
Обрыв по телу	243	70	15	42
Обрыв по резьбе	108	29	3	19
Срыв резьбы	19	2	0	2
Обрыв муфты	251	85	19	16
Обрыв по квадрату	11	0	1	1
Обрыв по проточке	1	1	0	0

В таблице 2 отражены данные по двум более распространенным заводам изготовителям: Пермский Мотовилихинский завод, г. Пермь и Очерский машиностроительный завод, г. Очер и по двум заводам, в которых прошли отбраковку и правку: Октябрьский завод нефтепромышленного оборудования и Нефтекамский завод нефтепромышленного оборудования. По всем заводам изготовителям наибольшей обрывности подвержены муфты, тело штанг и резьбовые соединения. Всего произошло 941 обрыв штанговых колонн, если обрывы разделить на две группы по телу штанг и по соединительному узлу, то в первой группе окажется 370 или 39,3% обрывов, а во второй группе 571 или 60,7% обрыва. Это свидетельствует о том, что наиболее слабым звеном штанги является ее соединительный узел. Высокая обрывность соединительного узла, прежде всего, обусловлена эксплуатацией наклонно направленных скважин со сверхнормативным искривлением ствола скважины в рабочей зоне штанговонасосного оборудования. [5].

Динамика обрывов штанг во времени по скважинам показана в таблице 3.

Таблица 3. Количественная обрывность штанг по скважинам в разное время

№	№ СКВАЖИН	КОЛИЧЕСТВО ОБРЫВОВ	ДАТА ОБНАРУЖЕНИЯ ОБРЫВА	ЗАВОД ИЗГОТОВИТЕЛЬ
1	29	6	21.02.2009 16.11.2008 11.03.2008 08.09.2009 17.03.2009 14.07.2008	Пермский мотовилихинский завод, г.Пермь
2	362	7	19.11.2009 13.03.2007 23.09.2009 17.01.2010 05.02.2010 28.05.2011 19.01.2007	Пермский мотовилихинский завод, г.Пермь, Очерский машиностроительный завод, г.Очерск
3	388	4	08.02.2010 04.08.2007 06.10.2010 08.11.2009	Пермский мотовилихинский завод, г.Пермь

Рассмотрена 21 скважина, на которых произошли 40 обрывов по телу штанг. Самое большое количество обрывов произошло на скважинах №388 (4- обрыва) 29 (6-обрывов) и

362 (7-обрывов), данные по которым отражены в Таблице 3. Наибольшее количество штанг используется производства Мотовилихинского завода, соответственно в них и происходят наиболее часто обрывы. Штанги остальных производителей показывают менее частую поломку штанг при эксплуатации.

Проведенные исследования показали, что большинство обрывов штанг происходит по соединительному узлу - 60,7 % меньше по телу - 39,3% обрывов. Это свидетельствует о том, что наиболее слабым звеном штанг является ее соединительный узел. Основными причинами обрывов являются как геолого-технические факторы, так и несовершенство конструкции и технологии изготовления насосных штанг.

Список использованных источников

1. Уразов К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин. М.: Недра, 1993. – 169 с.
2. Уразов К.Р., Богомольный Е.И., Сейтагамбетов Ж.С. и др. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных скважин.-М.,ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.-303 с.
3. Уразов К.Р., Здольник С.Е., Нутманов М.М. и др. Справочник по добыче нефти. М.: Недра, 2012. – 672 с. .
4. Добыча нефти. Наземное и подземное оборудование /Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин и др. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2003. – 320с.
5. Бахтизин Р.Н., Ризванов Р.Р., Уразов К.Р. и др. Насосные штанги – Уфа.: «Нефтегазовое дело», 2012. – 80 с.

УДК 620.193.2: 669.14

Разработка метода исследования коррозии металла обсадных колонн

Кастану Д.Б.¹, Латыпов О.Р.²

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
кафедра «Технология нефтяного аппаратостроения»;*

¹ – магистрант ММК11-16; ² – доцент, д.т.н.)

Аннотация. В статье приводятся сведения о причинах коррозионного разрушения обсадных колонн. Показаны мероприятия по оценке коррозионных повреждений металла труб. Описаны основные способы защиты обсадных колонн от электрохимической коррозии. Предложены перспективы разработки метода исследования коррозии металлических обсадных колонн.

Ключевые слова: обсадная колонна, металл, электрохимическая коррозия, защита от коррозии, поляризация.

UDC 620.193.2: 669.14

Development of method of investigation of metal corrosion of casing strings

Caetano D.B.¹, Latypov O.R.²

*(Ufa State Petroleum Technological University,
chair «Technology of petroleum devices»,*

¹ - graduate student, ² - assistant professor, d.t.s.)

Annotation. The article gives information on the causes of corrosion destruction of casing strings. Measures for the evaluation of corrosion damage of metal pipes. The main methods of protecting casing strings from electrochemical corrosion are described. Prospects for the development of a method for investigating the corrosion of metal casing strings are proposed.

Key words: casing string, metal, electrochemical corrosion, corrosion against protection, polarization.

Наиболее сложной и дорогостоящей инженерной конструкцией на нефтяных промыслах являются скважины. Скважина представляет собой сложное инженерное сооружение, к тому же она должна обеспечивать высокую надежность и экологическую безопасность нефтедобывающего региона. Главный элемент скважины – обсадная колонна, назначение которой крепление ствола скважины и отделение геологических пластов друг от друга. Важнейшей проблемой при обслуживании обсадных колонн определенно является высокая скорость

коррозии материала труб. Характер и скорость коррозии металла, а соответственно степень коррозионных повреждений внешней и внутренней поверхностей обсадной колонны различаются. Зачастую коррозионные поражения имеют сквозной характер, что приводит к разгерметизации скважины и выводу ее из эксплуатационного фонда [1]. Восстановление герметичности колонн требует выполнения дорогостоящих ремонтных работ, приводит к простоям скважин и потери добываемой продукции. В связи с этим, своевременная оценка опасности разрушения обсадной колонны и правильный выбор методов защиты от коррозии является ключевыми проблемами эксплуатации нефтяных скважин.

Обсадная труба подвергается коррозионному разрушению с внешней и внутренней стороны, причем коррозия внешней стенки является преобладающей. К тому же выявление коррозионных дефектов с внешней стороны представляет значительные трудности. Внешняя поверхность обсадной колонны контактирует с различными по составу, структуре и насыщенности пластами. Внутренняя поверхность обсадной трубы с нефтью, пластовой водой и попутными газами. Коррозионное разрушение обсадных колонн в скважинах представляет сложный электрохимический процесс с постоянно изменяющимися факторами [2]. В начальный период после окончания бурения, когда обсадная колонна еще находится в глинистом растворе, в воде или цемента, коррозия происходит за счет влияния компонентов среды в статических условиях. Далее при изменении гидродинамического режима в нефте- и водонесных пластах, происходит движение воды в радиальном и вертикальном направлениях, следовательно коррозионные процессы начинают протекать в динамических условиях [3]. Применение промывки технической водой с подъемом цемента за эксплуатационной колонкой без изоляции поглощающих и водопроводящих горизонтов при бурении скважин приводит к движению и перераспределению потоков воды различных горизонтов за колонной, что способствует развитию электрохимической коррозии обсадных колонн в местах контакта с агрессивными флюидами. Скорость коррозии обсадных колонн значительно возрастает при бурении и цементировании скважин с поглощением буровых цементных растворов.

Скорость коррозии металла обсадной колонны в основном зависит от следующих факторов: наличие в промысловой жидкости агрессивных газов (H_2S , CO_2 , O_2); высокая минерализация среды; значение pH электролита; скорость движения среды; температура; присутствие коррозионно-опасных микроорганизмов [3-4]. При этом необходимо принимать во внимание функционирование микро- и макрогальванических элементов на металлической поверхности труб вследствие развития электрохимической коррозии обсадных колонн. Появлению гальванических элементов на металлической поверхности обсадных труб может способствовать и накопление статического электричества, возникающее за счет диэлектрической природы перекачиваемых продуктов [5]. Типичными видами коррозионных поражений обсадных колонн являются: отдельные язвы с размерами, сопоставимыми с толщиной стенки труб; точечные поражения с высокой плотностью, чаще на внутренней поверхности; отдельные сквозные поражения, чаще на наружной поверхности со слоистой структурой; кольцевая коррозия металла труб вблизи резьбовых соединений; продольные язвы ручейкового характера на внутренней поверхности.

В связи с электрохимической природой развития коррозионных процессов, для защиты обсадных колонн от разрушения применяют следующие мероприятия: электрохимическая защита (в основном катодная защита), которая определяется результатами расчетов оптимальных ее параметров и анализом проверки полученных экспериментальных результатов; ингибиторная защита [6]; применение антикоррозионных покрытий. В последнее время тенденции энерго- и ресурсосбережения способствуют развитию альтернативных высокоэффективных методов, например: поляризация добываемой технологической жидкости с целью снижения ее коррозионной агрессивности [7, 8, 9].

Для правильного выбора метода защиты от коррозии необходимо оценить коррозионное поведение металла в исследуемых растворах. На данном этапе разработки метода определены исследуемые материалы и основные параметры и критерии модели промысловой среды. Метод исследования скорости коррозии металла обсадных труб заключается в созда-

нии имитационных условий (образцы находятся в цементной стяжке) воздействия грунтовых высокоминерализованных вод на его поверхность. Оценка скорости коррозии предполагается совокупностью гравиметрических и поляризационных испытаний [10]. Таким образом, разработка метода исследования металла коррозии осадных колонн позволит использовать полученные результаты для возможности оценки коррозионного состояния и уровня развития дефектов при коррозии эксплуатационных колонн в промышленных условиях и оптимизации параметров антикоррозийной защиты.

Список использованных источников

1. Латыпов, О.Р. Влияние компонентов пластовой воды на скорость коррозии нефтепромыслового оборудования [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1 (103). – С. 22-33.
2. Суярбаев, А.С. Коррозия труб на нефтяных промыслах [Текст] / А.С. Суярбаев, О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай // Матер. 67-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2016. – Кн. 1. – С. 223-224.
3. Латыпов, О.Р. Защита оборудования нефтепромыслов от микробиологической коррозии. Методы, технологии, агрегаты: монография. [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай. – Стерлитамак: Типография «Фобос», 2015. – 90 с.
4. Латыпов, О.Р. Влияние анолита и католита на жизнедеятельность микрофлоры и микрофауны нефтяных месторождений [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2 (104). – С. 28-41.
5. Латыпов, О.Р. Предупреждение накопления электростатического заряда на поверхности нефтепромыслового оборудования [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Р. Латыпова, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 25-34.
6. Латыпов, О.Р. Применение ингибиторов для защиты нефтепромысловых объектов от коррозии. Учебное пособие. [Текст]. – Уфа: ООО «Монография», 2016. – 142 с.
7. Латыпов, О.Р. Особенности применения агрегата для модифицирования технологических жидкостей нефтепромыслов [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Р. Латыпова, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 3. – С. 66-71.
8. Латыпов, О.Р. Метод управления электрохимическими параметрами технологических жидкостей нефтепромыслов [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, Е.В. Боев // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2015. – № 4. – С. 42-44.
9. Латыпов, О.Р. Защита нефтегазового оборудования от коррозии методом поляризации [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 155-164.
10. Черепашкин, С.Е. Методы исследования коррозии оборудования нефтегазового комплекса. Учебное пособие. [Текст] / С.Е. Черепашкин, О.Р. Латыпов, В.В. Кравцов. – Уфа: ООО «Монография», 2016. – 104 с.

УДК 622.24.051.64

Разработка испытательного стенда на базе станка ЗИФ-1200 для проведения исследований процесса разбуривания

Ковалевский Евгений Александрович

(ООО НПП «БУРИНТЕХ», г.Уфа, инженер-конструктор)

Аннотация. В статье рассмотрена разработка испытательного стенда на базе станка ЗИФ-1200, позволяющего проводить исследования процессов разбуривания образцов материала для изготовления центрального узла долота обсадной колонны. Применена специализированная оснастка для крепления образцов и определена конструкция РДС долота, осуществляющего их разбуривание. Описаны установка насосной системы, обеспечивающей требуемые параметры промывки и использование ультразвукового расходомера.

Ключевые слова. разработка стенда, ЗИФ-1200, бурение на обсадной колонне, породоразрушающий инструмент, разбуривание.

UDC 622.24.051.64

Designing of test stand based on rig ZIF-1200 for researching drilling-out process

Kovalevskii Evgenii Aleksandrovich

(«BURINTEKH», Ltd, Ufa, engineer-designer)

Abstract. This article presents the development of the test stand based on the rig ZIF-1200, which allows to study the processes of drilling-out the materials for the production of the casing bit central unit. A specialized tool for fixing the samples was used and the design of the PDC bit, which drills them. The installation of a pumping system providing the required washing parameters and the use of an ultrasonic flowmeter are described.

Key words. stand designing, ZIF-1200, casing drilling, rock destruction tool, drilling-out.

Технология бурения с помощью колонны обсадных труб является одним из современных способов строительства скважин, позволяющих повысить эффективность бурения в осложненных горно-геологических условиях. Использование системы приводит к сокращению спуско-подъемных операций и уменьшению времени нахождения стенок скважины в открытом состоянии, что снижает риск потери устойчивости открытого ствола скважины [1,2].

Породоразрушающий инструмент является одним из основных элементов системы для бурения на обсадной колонне, напрямую определяющим результативность её использования. Совершенствование конструкций долот такого класса позволяет повысить технико-экономические показатели ведения работ в осложненных условиях [3-5]. Одним из значимых резервов повышения эффективности эксплуатации долот обсадной колонны является обеспечение их беспроблемного и быстрого разбуривания согласно технологии.

Для изучения процессов разбуривания был разработан испытательный стенд. За основу взят станок ЗИФ-1200, предназначенный для проведения научно-исследовательских работ, испытаний бурового инструмента, отработки технологии и режимов его эксплуатации. Далее станок был оснащен дополнительным пакетом оборудования.

Буровой агрегат (рисунок 1) состоит из станка с электродвигателем, насоса бурового, бака для охлаждения лебедки с насосом, шкафа управления, передвижной электростанции и комплекта кабелей для подключения. Станок перемещается по раме с ходом 650 мм вместе с электродвигателем главного привода, установленным на станине. Электродвигатели включаются и выключаются кнопками пульта управления станка. Закрепление и раскрепление пружинно-гидравлического патрона, подача инструмента на забой, подъем снаряда и перемещение станка по раме производятся силовыми гидравлическими цилиндрами.

В качестве бурового насоса используется агрегат ЦНС 38-220, предназначенный для подачи промывочной жидкости под давлением и проведения опрессовки инструмента.



Рисунок 1 – Общий вид станка ЗИФ-1200

Технические характеристики станка ЗИФ-1200:

1) частота вращения, об/мин	75...600
2) усилие, развиваемое гидравлическими цилиндрами, т	12...15
3) диапазон углов наклона вращателя, град.	80...90
4) длина хода подачи, мм	600
5) производительность насоса, м ³ /ч	25
6) мощность электродвигателя, кВт	55

Стандартная стендовая насосная система на базе насоса ЦНС 38-220 не позволяет обеспечить строго заданный расход промывочной жидкости в процессе работы ввиду несовершенности обвязки и нестабильной подачи. Исследования предполагают поддержание постоянного давления в циркуляционной системе и создания необходимого расхода [6,7]. В этой связи был установлен насосный агрегат СИН 50.5.14.00.000 с улучшенными характеристиками (таблица 1). Кроме того была модернизирована насосная линия с учетом минимизации гидравлических сопротивлений в системе.

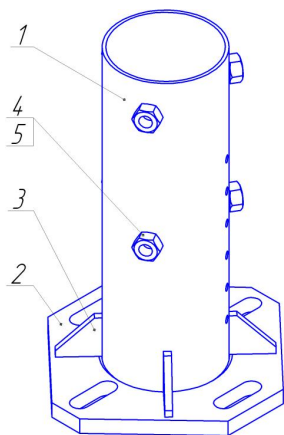
Таблица 1 – Технические характеристики насосной установки СИН

Параметр	Значение
максимальная производительность, л/с	25,4
максимальное рабочее давление, МПа	32
мощность электродвигателя, кВт	250
количество передач механической коробки	9

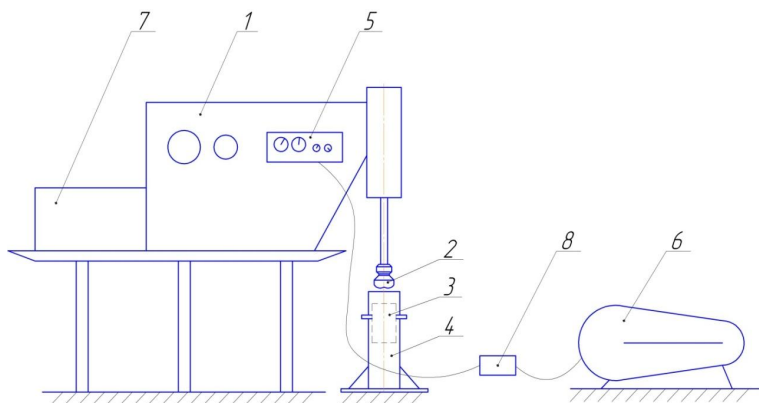
Кроме того, для установки испытываемых образцов необходима оснастка, осуществляющая их жесткое крепление. В этой связи изготовлена специализированная оснастка (рисунки 2), позволяющая фиксировать испытываемые образцы, узлы деталей или полностью инструмент. Она представляет собой отрезок обсадной колонны диаметром 324 мм с врезанными болтами для фиксации образцов. Высота оснастки 1000 мм, длина 700 мм, и ширина 600 мм.

Тип PDC долота выбирается в соответствии с реально применяемыми промышленными долотами [11,12]. В нашем случае выбрана конструкция с шестью симметрично расположенными лопастями с установленными на них резцами диаметром 13 мм.

Для контроля производительности насоса использован расходомер ультразвуковой Акрон-02 с накладными излучателями. Принцип действия расходомера основан на измерении разности времени распространения акустических колебаний, пересекающих поток контролируемой среды под углом к оси трубопровода в двух противоположных направлениях: по потоку и против потока. Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода не превышают $\pm 2\%$.



1 – отрезок ОК 324 мм; 2 – плита; 3 – косынка; 4 – болт; 5 – гайка
Рисунок 2 – Оснастка для крепления образцов и инструмента



1 – станок ЗИФ-1200; 2 – долото PDC; 3 – испытываемый образец;
4 – специальная оснастка; 5 – пульт управления; 6 – насос СИН;
7 – электродвигатель; 8 – расходомер

Рисунок 3 – Схема стенда для изучения процессов разбуривания

В итоге получаем конечную схему испытательного стенда (рисунок 3). К станку 1 крепится с помощью резьбового замкового соединения PDC долото 2. В специализированную оснастку 4 установлен образец материала 3 для проведения испытаний. Регулировка режимов работы долота [8-10], а именно осевой нагрузки и частоты вращения производится с помощью пульта управления 5. Вращение шпинделя через редуктор происходит с помощью электродвигателя 7. Насосная установка 6 обеспечивает подачу промывочной жидкости через долото к месту резания образцов для выноса стружки и охлаждения элементов вооружения долота. Ультразвуковой расходомер 8 осуществляет точные замеры расхода жидкости в процессе работы [13-16].

Таким образом, разработан испытательный стенд на базе станка ЗИФ-1200, позволяющий проводить исследования процессов разрушения образцов материала для изготовления центрального узла долота обсадной колонны. Разработана специализированная оснастка для крепления образцов и определена конструкция РДС долота, осуществляющего их разрушение. Установлена насосная система с ультразвуковым расходомером, обеспечивающие требуемые параметры промывки.

Список использованных источников

1. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – №4. – С. 6-11.
2. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно-направленных скважин. Ухта: УГТУ, 2014. – 119 с.
3. Ковалевский Е.А. Технология бурения нефтегазовых скважин с использованием колонны обсадных труб // Таргин «Сервисные услуги в добыче нефти»: материалы II научно-технической конференции студентов, аспирантов и ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. С. 75-78.
4. Ковалевский Е.А., Ишбаев Г.Г. Проектирование породоразрушающего инструмента для бурения на обсадной колонне // Бурение и нефть. – 2017. – №1. – С.32-35.
5. Михайличенко А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling // Нефть.Газ.Новации. - 2011. - №12.-С.13-40.
6. Маковой Н. Гидравлика бурения. Производственное издание. Перевод с румынского.– М.:Недра, 1986. – 536 с.
7. Ишбаев Г.Г. Повышение эффективности бурения долотами режуще-скалывающего действия совершенствованием системы промывки: дис. ...канд. тех. наук: 05.15.10 / Ишбаев Гниятулла Гарифуллович. – Уфа, 1989. – 146 с.
8. Патент № 2124125 РФ. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин// И.Е. Ишемгузин, В.У. Ямалиев, В.В. Пашинский, Е.И. Ишемгузин, М.Н. Козлов, С.В. Назаров, Э.М. Галеев, А.В. Лягов. – опубл. 27.12.1998, Бюл. №5.
9. Патент № 2182659 РФ. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента// Мирзаджанзаде А.Х., Ямалиев В.У., Хасанов М.М., Ишемгузин Е.И., Галеев Р.М., Якупов Р.Н., Имаева Э.Ш. – Опубл. 2002, Бюл. №28.
10. Патент № 2183266 РФ. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента// Ямалиев В.У., Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Ишемгузин Е.И., Ишемгузин И.Е. – Опубл. 10.06.2001.
11. Салахов Т.Р., Ямалиев В.У. Обеспечение диагностирования состояния породоразрушающего инструмента в процессе бурения нефтегазовых скважин (на примере скважин Туьмазинского управления буровых работ)// Нефтегазовое дело. – 2010. – Т. 8, № 2. – С. 45-50.
12. Трушкин О.Б. Анализ силовых и энергетических параметров работы породоразрушающих инструментов на базе разработанного автономного цифрового измерительного устройства: дис. ... канд. тех. наук: 05.02.13 / Трушкин Олег Борисович. – Уфа, 2006. – 202 с.
13. Ямалиев В.У., Имаева Э.Ш., Салахов Т.Р. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования // Нефтегазовое дело. – 2005. – Т. 3. – С. 127-132.
14. Ямалиев В.У., Ишемгузин И.Е. Диагностирование бурового и нефтепромыслового оборудования: учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 83 с.
15. Salakhov T.R., Yamaliev V.U., Dubinsky V.A. field-proven methodology for real-time drill bit condition assessment and drilling performance optimization// В сборнике: Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008 Сеп. «SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008», 2008. – С. 281-288.

16. Yamaliev V., Imaeva E., Salakhov T. About the deep drilling equipment technical condition recognition method// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2009. - № 1. – С. 27

УДК 681.5

Исследование режимов работы нефтеперекачивающей станции с частотно-регулируемым приводом насосных агрегатов

Лазоренко М. Ю.

(Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень)

Аннотация. В данной статье были рассмотрены проблемы регулировки производительности нефтеперерабатывающей станции и пути их решения

Ключевые слова: Насос, производительность, нефть, частота вращения, магистральный насос, частотно-регулируемый привод

UDK 681.5

Study of operating modes of an oil pumping station with a frequency-controlled drive of pumping units

Lazorenko M.Y.

(Tyumen Industrial University, Tyumen)

Abstract. In this article, problems of adjusting the productivity of the refinery and ways to solve them

Keywords. Pump, productivity, oil, rotation frequency, main pump, frequency-controlled drive

Опасные колебания давления из-за нарушения ритмичности приема нефти от промысла, пуска и остановки одного или нескольких насосных агрегатов на нефтеперекачивающих станциях, резкого открытия или закрытия задвижек, включения и отключения путевых сбросов и подкачек нефти по трассе нефтепровода создают в магистральном нефтепроводе аварийные ситуации (нарушение герметичности трубопровода, разрушение технологического оборудования) и наносят тем самым огромный материальный ущерб отрасли. Это требует непрерывного поддержания в допустимых пределах давлений на нагнетании и приеме нефтеперекачивающей станции в зависимости от установленного режима при минимальном суммарном расходе энергии на перекачку.

Регулировать производительность станции и давление на нагнетании и приёме можно при помощи различных методов: изменение диаметров рабочих колёс насосов, установка обводных линий, изменение числа работающих насосов, дросселирование потока нефти, изменение частоты вращения насосов. Достижения последних лет в области силовой полупроводниковой техники, обеспечившие появление мощных высоковольтных преобразователей частоты, способствовали разработке регулируемых электроприводов большой мощности для перекачивающих агрегатов магистральных трубопроводов. Главные достоинства их применения для магистральных насосов трубопроводного транспорта нефти – это экономичность и возможность снижения волн давления в нефтепроводах при переходе от одного режима перекачки к другому [1].

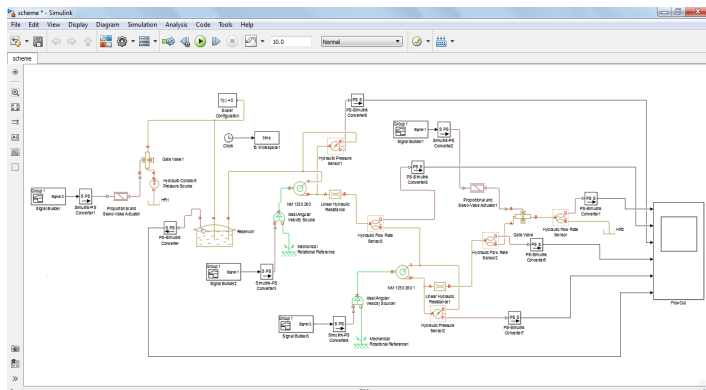
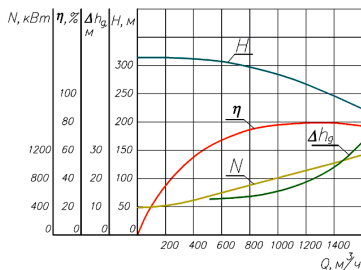


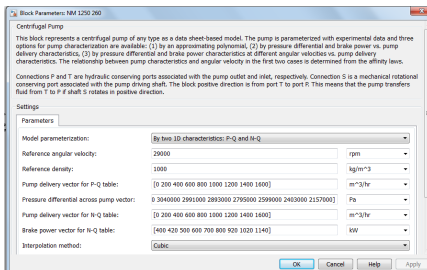
Рис. 1. Имитационная модель насосной станции в MATLAB/Simulink

Несмотря на широкомасштабное внедрение частотно-регулируемого привода на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов, настройка системы автоматического регулирования в конкретных условиях эксплуатации остается проблематичной [2]. Для исследования режимов работы нефтеперекачивающей станции с частотно-регулируемым приводом насосных агрегатов предлагается имитационная модель, разработанная в программной среде MATLAB/Simulink (рис.1).

Основными элементами модели являются центробежные насосы, прототипом которых являются агрегаты типа НМ 1250-260. Напорная характеристика насосов задается двумя парами векторов: подача-напор и подача-мощность (рис.2).



а)



б)

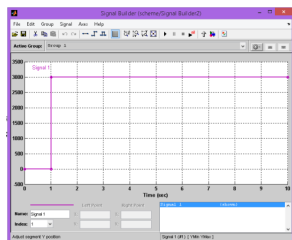
Рис. 2. Напорная характеристика насосного агрегата НМ 1250-260:

а) паспортная;

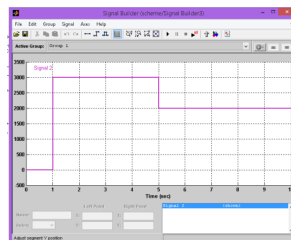
б) заданная в Simulink параметрами векторов подача-напор и подача-мощность

Для изменения частоты вращения насосных агрегатов используются блоки Signal Builder в комплекте с преобразователями сигналов Simulink-PS Converter. Отображение результатов моделирования осуществляется на осциллографе (Scope) посредством измерения параметров датчиками расхода (Hydraulic Flow Rate Sensor) и давления (Hydraulic Pressure Sensor).

Результаты модельных экспериментов, иллюстрирующие возможности модели, при изменении частоты вращения насосов, показанном на рис.3, представлены на рис.4.



а)



б)

Рис. 3. Графики изменения частоты вращения насосов:

а) первого;

б) второго

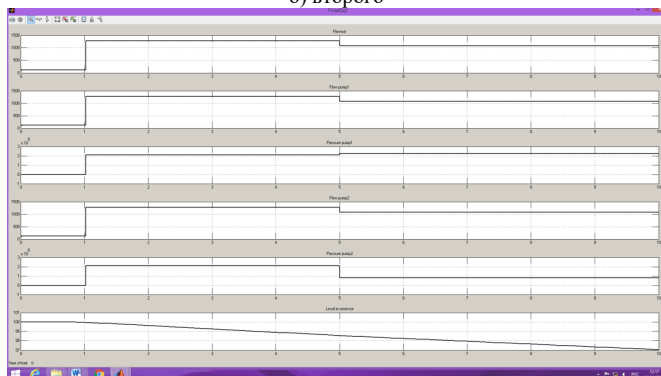


Рис. 3. Результаты модельных экспериментов

Разработанная имитационная модель может быть полезна в качестве программного симулятора объекта регулирования при подборе оптимальных параметров настройки регуляторов для реальных систем, а также для решения оптимизационных задач.

Список использованных источников

1. Лысова, О.А. Системы управления электроприводов [Текст]: учебник / О.А. Лысова, В.А. Ведерников. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2005. – 115 с.
2. Туманский, А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом [Текст] / А.П. Туманский // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2005. – №8. – С. 11-14.
3. Колпаков, Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов [Текст]: учебник / Л.Г. Колпаков. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
4. Булгаков А.А. Частотное управление асинхронными двигателями [Текст]: учебник / А.А. Булгаков. – М.: Энергоиздат, 1982. – 216 с.

Предупреждение контактной коррозии теплообменного оборудования в кислородосодержащих минерализованных средах

Латыпова Д.Р. (преп.), Калимуллина Э.Р. (студ. БМК-14),

Латыпов О.Р. (д.т.н., доцент)

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

Аннотация

В статье объясняются причины разрушения сырьевых теплообменников вследствие контактной коррозии. Определены основные показатели электрохимической коррозии. Показана взаимосвязь распределения электродного потенциала на поверхности пары контактирующих металлов. Предложены рекомендации конструирования теплообменного оборудования для нефтепромыслов.

Ключевые слова: контактная коррозия, теплообменное оборудование, электродный потенциал, минерализованная среда, кислород.

UDC 620.197:66.045

Caution contact corrosion heat transfer equipment in oxygen mineralized media

Latypova D.R., Kalimullina E.R., Latypov O.R.

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa)

Annotation. The article explains the reasons for the destruction of raw heat exchangers due to contact corrosion. The main indicators of electrochemical corrosion are determined. The relationship between the distributions of the electrode potential on the surface of a pair of contacting metals is shown. Recommendations for the design of heat exchange equipment for oilfields are proposed.

Key words: contact corrosion, heat transfer equipment, electrode potential, mineralized medium, oxygen

Как известно, теплообменники составляют весьма значительную часть технологического оборудования в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях промышленности, удельный вес которых на этих предприятиях составляет около 50 % [1]. Теплообменными называют все аппараты вне зависимости от того, что является его целевым назначением: нагрев или охлаждение, испарение или конденсация [2]. Высокая эффективность работы подобных аппаратов позволяет сократить расход топлива и электроэнергии, затрачиваемой на технологический процесс, и оказывает существенное влияние на его технико-экономические показатели предприятия. В большинстве процессов нефтегазовой промышленности используется нагрев исходного сырья, а также применяемых при его подготовке и переработке деэмульгаторов, растворителей, реагентов, катализаторов и т.п. [3]. На работоспособность теплообменного оборудования значительное влияние оказывает агрессивная коррозионная среда.

В связи с высоким разнообразием предъявляемых к теплообменным аппаратам требований, связанных с условиями их эксплуатации, применяют аппараты самых разных конструкций и типов, причем для аппаратов каждого типа разработан широкий размерный ряд поверхности теплообмена [2]. В размерном ряду теплообменники различаются по допускаемым давлениям и температурам рабочей среды, а также по материалам, из которых изготовлен аппарат. Наиболее важным мероприятием при проектировании теплообменного является выбор материала для поверхности теплообмена, корпуса и деталей, арматуры, патрубков, трубопроводов. При выборе материала необходимо учитывать его устойчивость к химическому воздействию теплоносителей и другим видам коррозии, термоустойчивость, изменение механических и химических свойств в заданных условиях эксплуатации, теплопроводность [4]. Однако очень часто при конструировании уделяется мало внимания совместимости материалов оборудования. Поэтому исследование контакта разнородных металлов в кислородсодержащих минерализованных средах является важной задачей при конструировании нефтегазовых объектов.

Контактная коррозия образуется на металлической поверхности оборудования в растворах электролитов при контакте металлов, обладающих различными электрохимическими свойствами [5]. Кроме этого она развивается в тех случаях, если различие электрохимических свойств обусловлено применением пайки или сварки при изготовлении конструкции из одного и того же металла либо при контакте деталей, изготовленных из металлов одной и той же марки, существенно различающихся по своим свойствам в ее пределах. Контактная коррозия в теплообменниках ускоряется при воздействии температуры, которая может быть столь значительна, что на одних участках образуются потенциалы пассивной, а на других – активной области [6]. Механические напряжения, приводящие к изменению электрохимических характеристик металла, также могут вызвать возникновение контактной коррозии при соединении деталей из одного и того же металла, но по-разному механически обработанных [3]. Таким образом, плохо продуманные с точки зрения конструкционного оформления сложные металлические объекты могут существенно снизить срок эксплуатации вследствие контактной коррозии.

Методы защиты от контактной коррозии теплообменного оборудования определяются необходимостью нейтрализации факторов, определяющих интенсивность развития высокой скорости коррозии: рациональное конструирование (разнородные металлы следует применять, только если это соответствует функциональным требованиям конструкции); выбор пар металлов производить с учетом электрохимических характеристик [7]; по возможности разнородные металлы разделять диэлектриками; необходимо избегать малой анодной и большой катодной площади поверхности [8]; следует исключить возможность скопления влаги в местах контакта разнородных металлов; детали, работающие в паре, следует делать с добавочным припуском на толщину с учетом коррозионного разрушения; используемые для сварки и пайки металлы и припои должны быть катодно-поляризованы по отношению к одному из металлов пары и должны быть совместимы с обоими металлами [9].

Для изучения явления контактной коррозии были проведены исследования, заключающиеся в определении смещения потенциала конструкционного материала при контакте с металлом, имеющим другие электрохимические характеристики. Определяли значения электродного потенциала в кислородсодержащих минерализованных средах (модель пластовой воды № 3 согласно ГОСТ 9.502-82) на поверхности образцов из углеродистой стали, нержавеющей стали, меди, а также при различных сочетаниях этих материалов. Металлические образцы помещали в модельный раствор и выдерживали до установления значения стационарного электродного потенциала на их поверхности. Измерения потенциала проводили относительно хлорсеребряного электрода сравнения.

Как показали исследования, при контакте каждой пары происходило существенное смещение электродного потенциала: для контактной пары «углеродистая сталь – нержавеющая сталь» потенциал углеродистой стали сместился на 50 мВ, что соответствует увеличению скорости ее коррозии на 0,08 мм/год. Если учесть, что в испытываемой среде допустимой считается скорость коррозии не более 0,1 мм/год, то следует предположить снижение срока эксплуатации теплообменного оборудования в 1,5 раза. Таким образом, при конструировании оборудования необходимо уделять тщательное внимание местам контакта деталей аппаратов из материалов с различными потенциалами.

Список использованных источников

1. Абдуллин, Р.М. Некоторые причины снижения безопасности эксплуатации футерованных и пластиковых нефтепроводов [Текст] / Р.М. Абдуллин, Р.Ж. Ахияров, А.С. Тюсенков, О.Р. Латыпов, А.Б. Лаптев, Д.Е. Бугай // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. VIII рос. энергетич. форума. – Уфа: изд-во ГУП «ИПТЭР», 2008. – С. 143-145.
2. Калимуллина, Э.Р., Защита теплообменного оборудования от контактной коррозии в кислородсодержащих средах [Текст] / Э.Р. Калимуллина, О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай // Инновационные технологии в промышленности: образование, наука и производство: матер. Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело» 2016. – С. 381-382.

3. Сатаев, А.А. Защита нефтесборных трубопроводов от коррозии в пластовой воде [Текст] / А.А. Сатаев, Р.М. Абдуллин, О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай // Матер. 59-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – С. 145-146.
4. Латыпов, О.Р. Защита от коррозии емкостных фильтров [Текст] // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: матер. междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – С. 154.
5. Латыпов, О.Р. Повышение безопасности эксплуатации технологических объектов водооборотных систем нефтехимических предприятий [Текст] // Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах: матер. V науч.-практ. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – С. 99-101.
6. Латыпов О.Р. Методы управления коррозионной активностью промысловых сред [Текст] // Малоотходные, ресурсосберегающие химические технологии и экологическая безопасность: матер. Всеросс. науч.-практ. конф. с международным участием. – Стерлитамак: Типография «Фобос», 2013. – С. 182-183.
7. Латыпов О.Р. Снижение коррозионной активности промысловых сред [Текст] // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: матер. междунар. науч.-практ. конф. – Уфа, 2014. – С. 293-294.
8. Латыпов, О.Р. Особенности применения агрегата для модифицирования технологических жидкостей нефтепромыслов [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Р. Латыпова, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Нефтегазовое дело. 2016. – Т. 14, № 3. – С. 66-71.
9. Латыпов, О.Р. Разделение водонефтяной эмульсии путем модификации технологических жидкостей [Текст] // Нефтегазовое дело. 2015. – Т. 13, № 4. – С. 232-236.

UDC 622.279.054.23

Применение струйного аппарата для автоматического перепуска затрубного газа в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами

Мансуров Р.И., Исламов М.К.

(ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В статье рассмотрели негативное влияние свободного газа в продукции, скважин, которые влияют на работу электроцентробежного насоса. Рассмотрели проблемы, которые возникают при накоплении газа в затрубном пространстве. Рассмотрен метод, который позволяет автоматически уменьшать давление газа в затрубном пространстве.

Ключевые слова: струйный аппарат, скважина, газ в затрубном пространстве, установка электроцентробежного насоса, динамический уровень, затрубное пространство.

UDC 622.279.054.23

The use of jet apparatus for automatic bypass of annulus gas in wells, oborudovanya electric-centrifugal pumps

Mansurov R. I, Islamov M.K

(Ufa state petroleum technical University)

Abstract. The article reviewed the negative influence of free gas in the production wells that affect the operation of the centrifugal pump. Considered the problems that arise with the accumulation of gas in the annulus. The method, which allows to automatically reducing the gas pressure in the annulus.

Keywords: jet apparatus, the well, the gas in the annulus, electrical submersible pump, the dynamic level of the annulus.

В скважине ЭЦН находится под воздействием большинства факторов, которые негативно влияют на производительность.

Это прежде всего такие факторы, как концентрация механических примесей, высокий газовый фактор, пространственная кривизна ствола, а также другие вредные факторы.

Среди неблагоприятных факторов, можно выделить высокое содержание газа на входе насоса, что негативно влияет на работу всех типов насосов.

Присутствие свободного газа приводит к снижению напорных характеристик насоса и, как следствие, смещению режима работы насоса от положительной области по напорной кривой.

Это изменение приводит к снижению КПД, уменьшению подачи и может привести к перегреву двигателя. Широкое использование на промыслах напорной системы сопровождается увеличением устьевое давления скважины, что также приводит к увеличению затрубного давления.

Увеличение давление газа в устье скважины, в основном, происходит за счет следующих факторов: из-за неровностей рельефа местности, высокой вязкостью нефти, высокого давления в выкидной линии, из-за дальнего расположения АГЗУ и т. д.

Проведен анализ результатов промысловых исследований скважин ПАО «Газпром-нефть» в разработке Муравленковского месторождения. После обработки данных, получили графическую зависимости МРП от давления газа в затрубном пространства (Рисунок. 1).

На рисунке 1 показана зависимость межремонтного периода МРП от давления в затрубном пространстве P_{gaz} , на основе которой получено уравнение $MPT = -907,18 \ln(P_{\text{gaz}}) + 5845,8$ с коэффициентом корреляции $R^2 = 0.9254$.

Из графика следует, что при увеличении затрубного давления произошло значительное снижение МРП скважин. Увеличение давления в затрубном пространстве, в свою очередь, приводит к отклонению уровня жидкости в сторону забоя скважины (в некоторых случаях до приема насоса), что приводит к нарушению подачи.

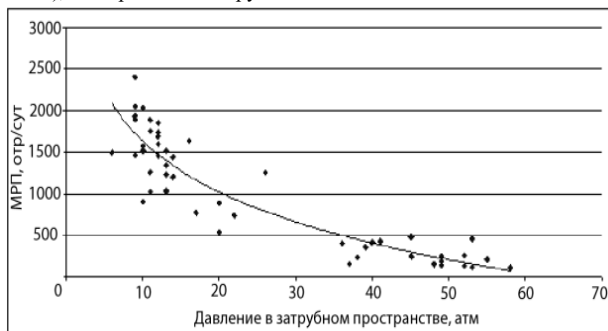


Рисунок. 1. Зависимость МРП от давления в затрубном пространстве

Избыточное количество газов в интервале насосно-компрессорных труб (НКТ) и обсадной колонны приводит к увеличению динамического уровня, образованию газовых гидратов, которые могут привести к нарушению подачи и полной остановки добычи. Увеличение динамического уровня, приводит к надобности увеличения глубины спуска насоса, которая связана с дополнительными расходами: трубы и кабели, нагрузки на НКТ.

Напор газа в затрубном пространстве имеет доминирующую роль в формировании давления на приеме насоса, в целях определения технико-экономических показателей работы скважины.

Чтобы избежать чрезмерного увеличения давления газа и оттеснения жидкости до приема насоса на устье скважины устанавливают специальный клапан. Однако это не всегда эффективно и возможно. Поэтому важно найти способы отбора газа из затрубного пространства с использованием новых технологий.

В целях повышения эффективности и надежности работы центробежного насоса, предложена установка система струйного аппарата, отвода затрубного газа в колонну НКТ (Рисунок. 2).

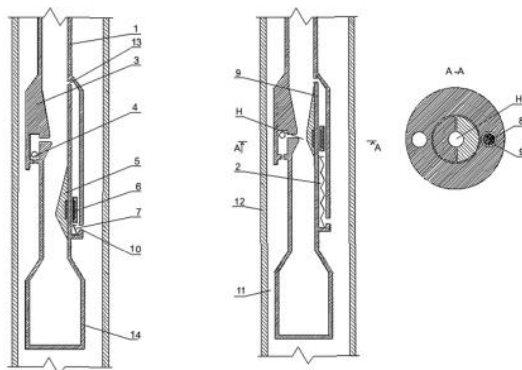


Рисунок 2. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа:

1 НКТ колонна; 2 под поршневая полость; 3 неподвижная часть; 4 клапан обратный; 5 подвижная часть; 6 постоянный магнит; 7 пружина; 8 поршень; 9 цилиндр; 10-12 отверстие; 11 затрубное пространство; 12 –обсадная колонна; 14 ЭЦН;

Струйный аппарат работает следующим образом. В процессе добычи на приеме ЭЦН происходит раз газирование нефти. Часть газа проникает в полости электроцентробежного насоса и по колонне НКТ извлекается на поверхность, а другая часть поступает в затрубное пространство, накапливаясь на динамическом уровне, повышая давления газа.

При росте напора газа в затрубном пространстве, давление действует через отверстие на нижний торец поршня.

Под действием пружины и давление газа, которое превышает давление пластовой жидкости, созданное через отверстие, поршень движется вверх, тоща за собой, через постоянные магниты подвижную часть аппарата для перепуска затрубного газа.

Когда подвижная часть достигает верхнего положения, струйный аппарат начинает действовать в режиме работы, снижая давление в сужении, при этом клапан обратный открывается и газ уходит в колонну НКТ из затрубного пространства, снижая давление газа в пространстве.

После того как снизилось давления газа подвижная часть струйного аппарата движется вниз под собственным весом, таща за собой через постоянные магниты поршень, сжимая пружину чтобы увеличить приток из области подвижной и неподвижной частью струйного аппарата, которое снижает гидравлические сопротивления пластовой жидкости, движущиеся по колонне НКТ.

Применение струйного аппарата для перепуска затрубного газа в колонну НКТ, помогает в снижении давления газа в затрубном пространстве скважин, а также позволяет повысить уровень жидкости над насосом, помогает избегать образования гидратных пробок, увеличить дебит скважины, также позволяет повысить КПД ЭЦН, уменьшить глубину подвески электроцентробежного насоса, следовательно, снижается расход НКТ и увеличивается межремонтный период работы насоса.

Список использованных источников

1. Пестов Д. А. Опыт перекачки попутного нефтяного газа при помощи промысловых компрессоров работающих без сторонних источников энергии / Д. А. Пестов, А. С. Голубов, Ю. А. Донской. – М.: «Инженерная практика», 2014, – № 4. – С. 55–63.
2. Уразаков К. Р. РД 03–00147275–065–2001 Глубиннонасосное оборудование. Методика подбора / К. Р. Уразаков [и др.]. – БашНИПИнефть, Уфа, 2001. – 78 с.

3. Вахитова Р. И. Методы снижения давления газа в затрубном пространстве / Р. И. Вахитова, Э. В. Абрамова, Д. А. Сарачева. – Ученые записки АГНИ. Том IX. – Альметьевск: Типография АГНИ, 2011. – С. 189–202
4. Вахитова Р. И. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН / Р. И. Вахитова. – IV Конгресс нефтегазовых промышленников России. Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – Уфа: Монография, 2005. – С. 324–327.
5. Вахитова Р. И. Внутрискважинный перепуск затрубного газа в НКТ / Р. И. Вахитова, К. Р. Уразаков // Академический журнал Западной Сибири. – 2013, – Т. 9. – № 6. – С. 30

УДК 621.914.025.7

Сменные многогранные пластины для чистовых цилиндрических фрез

В.А. Василькович

(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет» к.т.н., доцент кафедры «Станки и инструменты»)

А.А. Мельников

(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет» магистрант)

Аннотация. В данной статье рассмотрена конструкция специальной сменной многогранной пластины для чистовой обработки цилиндрическими фрезами. Главная отличительная особенность разработанной пластины, в криволинейной режущей кромке, совпадающей с образующей цилиндра режущего инструмента.

Ключевые слова: сменная многогранная пластина, цилиндрическая фреза, чистовое фрезерование.

UDC 621.914.025.7

Replacement multiple plates for cleaning cylindrical mills

V.A. Vasilkovich, A.A. Melnikov

Federal State budget institution of higher education "Tyumen industrial University")

Annotation. In this paper, we consider the design of a special exchangeable polyhedral plate for finishing cylindrical mills. The main distinguishing feature of the developed plate, in the curved cutting edge, coinciding with the generatrix of the cylinder of the cutting tool.

Key words: removable polyhedral plate, cylindrical milling cutter, final milling.

Ни для кого не секрет, что замена режущих элементов из быстрорежущих сталей на твердосплавные, позволяет существенно повысить производительность обработки и качество обрабатываемой поверхности. Однако применение фрез с твердыми затачиваемыми винтовыми зубьями ограничено по причине сложности заточки и высокой стоимости их изготовления. Логичным выходом из создавшейся ситуации стало применение сборных режущих инструментов, с механическим креплением сменных многогранных пластин (СМП), установленных на технологической винтовой линии.

В настоящее время, инструментальными компаниями во всем мире, предлагаются внушительные номенклатуры сборных фрез с СМП. Однако эти инструменты нетехнологичны при изготовлении, а также обладают невысокой точностью. Данные факторы препятствуют машиностроительным предприятиям изготавливать собственный подобный режущий инструмент.

В связи с этим разработка конструкций сборных фрез с технологической винтовой линией, из сменных многогранных пластин является актуальной задачей.

В работе Е.В. Артамонова, В.А. Васильковича, Т.Е. Помигаловой, Д.В. Шестакова[1], изложена методика расчета и проектирования сборных фрез с технологической винтовой линией из сменных режущих пластин на примере перспективной конструкции сборной дисковой фрезы А.С. №2311993[2]. Ее применение позволяет решить ряд недостатков, связанных производством и эксплуатацией сборных фрез.

Данная конструкция рассчитана только на черновую обработку[3]. Применение стандартных СМП влечет за собой выход режущих кромок фрезы за образующую цилиндра при повороте главной режущей кромки на угол λ . Что влечет за собой снижение качества обработанной поверхности. Еще одним негативным эффектом поворота режущей кромки, является пропорциональное увеличение глубины резания от середины к вершинам пластины. Это приводит к повышению сил резания на крайних участках режущей кромки, что влечет за собой снижение стойкости пластин.

Исходя, из этого было принято решение, спроектировать специальные сменные пластины, отвечающие следующим требованиям:

- 1) все точки режущей кромки должны совпадать с образующей цилиндра фрезы;
- 2) возможность многократного использования (несколько режущих кромок);
- 3) наличие поверхностей для точного позиционирования.

Для выполнения первого пункта требований была выведена система уравнений для расчета положения точек на главной режущей кромке пластины в правой системе координат инструмента (ось X совпадает с осью инструмента и направлением осевой подачи, ось Z совпадает с центром режущей кромки пластины).

Система уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} x_i = l_{\min} + \frac{l_{\max} - l_{\min}}{n-1} (i - 1) \\ y_i = x_i \cdot \sin(\lambda) \\ z_i = \sqrt{R^2 - y_i^2} \end{cases},$$

где i – номер точки режущей кромки;

$l_{\min} = -\frac{l}{2}$; $l_{\max} = \frac{l}{2}$ – пределы режущей кромки относительно оси X, где l – длина режущей кромки;

n – количество расчетных точек режущей кромки, рекомендуется выбирать четное количество;

λ – угол поворота режущей кромки вокруг оси Z;

R – радиус инструмента.

Таким образом, полученная система уравнений позволяет определить геометрическую форму СМП, отвечающую требованию 1.

Для осуществления выполнения пунктов требований 2 и 3, было использовано технологическое решение с применением двойного заднего угла (α_1 – первый задний угол, α_2 – второй задний угол), согласно рисунку 1а.

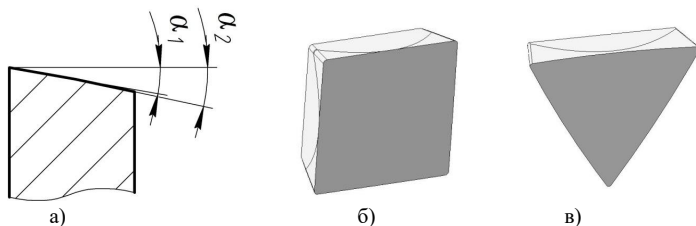


Рисунок 1 – СМП с криволинейной режущей кромкой

Значение второго заднего угла назначается исходя из справочной литературы[4], и соответствует значению главного заднего угла. Первый задний угол α_1 , образуется в следствии изготовления криволинейной режущей кромки СМП и имеет меньшее значение относительно α_2 . Данное технологическое решение позволяет получить криволинейную режущую кромку без существенного изменения геометрии СМП из стандартного ряда. В то же время остаются

плоские поверхности для точного позиционирования пластины в корпусе фрезы. При чём, чем больше разность углов α_2 и α_1 , тем больше площадь получаемых плоских поверхностей с углом α_2 . Рекомендуемая разность углов должна находиться в диапазоне от 20° до 1°.

В качестве примера за аналоги приняты стандартные пластины трехгранной и четырехгранной формы с задним углом 11°. Разработаны трехмерные модели пластин специальных форм (Рис. 1б, 1в) с углами $\alpha_1 = 10,5^\circ$; $\alpha_2 = \alpha = 11^\circ$. Изготовление данных пластин не связано с технологическими трудностями.

Так же, согласно ряду прочности СМП, представленного в работе Артамонова Е.В., можно утверждать, что пластины предложенной формы имеют выше прочность относительно стандартных, за счет увеличения угла при вершине ϵ [5], с сохранением обеспечения требуемой точности позиционирования СМП в корпусе инструмента для чистового фрезерования.

Итак, в процессе работы, были разработаны конструкции сменных многогранных пластин специальной формы для сборной цилиндрической фрезы с винтовой технологической линией. Применение данных пластин позволит значительно повысить качество обработанной поверхности, а также повысить стойкость пластин без изменения конструкции инструмента.

Список использованных источников

1. Артамонов Е. В. Василькович В. А. Помигалова Т. Е. Шестаков Д. В. Расчет и проектирование сборных фрез с технологической винтовой линией из сменных режущих пластин: учебное пособие / Под общей ред. М. Х. Утешева. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2008. – 152 с.
2. Пат.1311933 Российская Федерация, МПК В23С 5/04, 5/10, 5/16. Сборная фреза / Артамонов Е. В., Василькович В. А., Чуйков Р. С. – №2006115448/02; заявл.04.05.2006; опубл. 10.12.2007, Бюл. №34.
3. Мельников А. А. Повышение экономической эффективности процессов резания [текст] / Мельников А.А. // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д. И. Менделеева: материалы конференции. – Тюмень: ТИУ, 2016 – 362-365 с.
4. Справочник технолога-машиностроителя. В 2-х т. Т. 2 / Под ред. А.Г. Косиловой и Р. К. Мещерякова. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1985. 496 с.
5. Артамонов Е. В. Прочность и работоспособность сменных твердосплавных пластин сборных режущих инструментов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 129-130 с.

УДК: 622.22

Влияние диспергированных частиц композиционного материала направленного в режущую часть скважинного инструмента на удельный производительность процесса фрезерования

А.Г.Мустафав, А.М.Амирова

*(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
Az1010, Баку, прос. Азадлыг, 34)*

Аннотация. Основным показателем процесса фрезерования является наибольшее значение удельной производительности, то есть величина проходки по металлу.

Для повышения эффективности процесса фрезерования аварийных объектов в стволе скважины требуется всестороннее обследование режущей способности фрезерных инструментов.

Режущая кромка скважинных режущих инструментов в основном вооружается композиционными материалами состоящими из дробленых частиц зерен.

Изучение расположения дробленых частиц и его связка в режущей кромке инструмента представляет большой интерес.

В данной статье было рассмотрено расположение зерен в связке «зерно – связка» обеспечивающее большое количество внедрения съема металла в процессе фрезерования.

В лабораторных условиях с применением различных размеров зерен экспериментально было определена проходка зерен в металл и результаты были рекомендованы для изготовления вооружения фрезерных устройств.

Ключевые слова: Фрезер, аварийный объект, режущая часть, фрезерование, дробленые частицы.

UDC: 622.22

The effect of dispersed particles of the composite material of the downhole tool directed to the cutting part on the specific productivity of the milling process

A.G.Mustafayev, A.M.Amirova

(Azerbaijan State University of Oil and Industry

Az1010, Baku, prosp. Azadlig, 34)

Abstract: The main indicator of the milling process is the highest value of specific productivity, i.e the value of penetrations on metal.

To improve the efficiency of the milling process of alarm objects in wellbore needs a comprehensive survey of the cutting ability of milling tools.

The cutting edge of the drilling cutting tools are mainly armed with composite materials consisting of crushed particles of grains.

The study of the location of the crushed particles and the binder in the cutting edge of the tool is of great interest.

This article reviewed the location of the bean in the bunch of "grain – bundle" providing a large number of the introduction of metal removal during the milling process.

In laboratory conditions, using different grain size was experimentally determined penetration of the grains in the metal and results it was recommended for the manufacture of weapons of milling devices.

Keywords: Fraser, an emergency facility, the cutting part, milling, grinding particles.

Введение. Повышение эффективности фрезерования аварийных предметов в стволе скважины (обеспечение наибольшей проходки по металлу при наименьшем износе инструмента), требует увеличения не только износостойкости, но и улучшения режущей способности скважинного фрезера.

Производительность работы скважинного фрезерного инструмента в значительной мере зависит от совершенствования его конструкции.

Для улучшения режущей способности инструмента его режущая часть наплавляется твердосплавными композиционными материалами. Поэтому большой интерес представляет исследование влияния на производительность фрезерования зернистых дробленых твердых сплавов, входящие в состав композиции режущей части скважинного фрезерного инструмента [3]. Одним из эффективных показателей при фрезеровании аварийных предметов следует считать наибольшее соотношение величин проходки по металлу (съема металла) и износа, т.е. наибольшее значение удельной производительности q .

Преимущества применения композиционных материалов в конструкции скважинных фрезеров заключается в том, что изменяя состав композиции, можно придать этим материалам свойства, обеспечивающие высокие показатели износостойкости и режущей способности.

Для достоверности этих показателей были проведены экспериментальное исследование в лабораторных условиях в АГНПУ на базе сверлильного станка имитирующие промышленные условия.

Цель работы: Экспериментальное исследование глубины внедрения зерна закреплённого в связки композиционного материала характеризующее условие устойчивости зерна в связке.

Поставленные задачи выполнены путем исследования образцов фрезерных устройств. Исследовались образцы фрезеров с режущими кромками состоящими из композиционных материалов. Были изготовлены несколько образцов на каждый размер (0,5; 1; 2; 3; 4; 5 мм)

дробленых частиц твердого сплава карбида вольфрама ВК8, составляющего композиции при одинаковых долях массы. Условия изготовления дробленых частиц соответствовали условиям изготовления серийных выпусков фрезеров типа ФЗ.

Испытания образцов фрезера проводились при режимах соответствующих эксплуатационным условиям работы фрезерного инструмента в стволе скважины. При этом удельная осевая нагрузка составляла 50 кН, а частота вращения 90 об/мин. Для всех образцов испытания проводились при циркуляции технической воды. Режимы фрезерования, то есть удельная нагрузка, частота вращения и характеристики обрабатываемых материалов при всех испытаниях были одинаковыми. Методика исследования и данные об образцах фрезера и обрабатываемого материала описаны в работе [2]. Износ образцов фрезеров и съем металла с фрезеруемого объекта определены по потере массы инструмента (взвешиванием).

На рис.1 показана зависимость удельной производительности (q) от размеров(а) дробленых зерен твердых сплавов входящих в состав композиции, а на рис. 2 показана зависимость скорости проходки по металлу от размеров зерна (a).

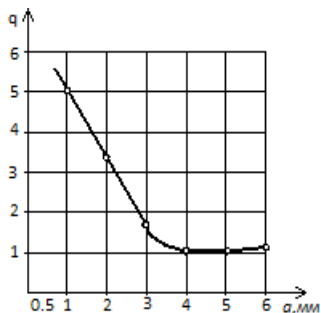


Рис. 1. Зависимость изменения удельной производительности (q) от размеров зерна (a)

Из рис.1 видно что, наиболее высокое значение удельной производительности достигается при минимальных размерах выбранных фракций зерен. Причем при размерах зерен 2 мм и выше наблюдается незначительное изменение в значениях удельной производительности. Из рис.2 видно, что в зависимости от скорости фрезерования наибольший съем металла с фрезеруемого объекта тоже осуществляется при минимальных значениях размеров зерен.

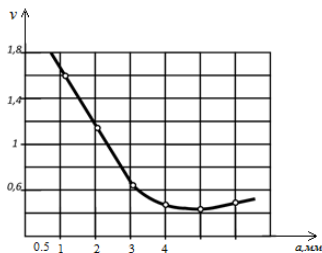


Рис. 2. Зависимость скорости проходки (v) по металлу от значения размеров зерна (a).

При планировании эксперимента предполагалось, что зерна больших размеров должны дать большую удельную производительность, а в действительности получилось наоборот. Поэтому правильное объяснение этой закономерности требует основательного изучения механических свойств и характеристики композиционных сплавов в процессе изнашивания лезвийного и абразивного резания металлов. Как указано в [1,3] процесс резания металла при фрезеровании сложен и протекает в тяже-

лых условиях. При этом сьем металла производится лезвийным резанием и абразивным воздействием дробленых частиц, т.е. крупные зерна при определенном режиме вступают в резание с внедрением во фрезеруемый объект на большую глубину, а мелкие царапают или шлифуют. Несмотря на это в контакт вступает меньшее число зерен, хотя глубина их внедрения и сьем металла должно быть больше. После испытания визуальный осмотр образцов фрезерных инструментов режущая часть которых наплавлена композиционными материалами (с режущими зернами размерами 3-5 мм), при фрезеровании зерно контактирующие с поверхностью фрезерного объекта из-за незначительного расстояние между ними не полностью подвергаются воздействию. Мелкие частицы композиционных сплавов расположенные в связке в близком расстоянии часто вступают в контакт с фрезеруемым объектом, чем более крупные частицы находящийся на большом расстоянии друг от друга в том же связке при одинаковом диаметре образцов.

Поэтому сьем металла осуществляется неинтенсивно. К тому же образовавшиеся неровности на поверхности фрезеруемого объекта влияют на дальнейшее внедрение зерен в металл.

Зерна меньшего размера находятся в сравнительно меньшем расстоянии друг от друга и вступают в контакт более интенсивно. В результате абразивного воздействия сьем металла в этом случае происходит преимущественно. Между расстоянием и объемной концентрацией частиц имеется связь, которая характеризует прочность композиционного материала.

Повышение удельной производительности происходит в том случае, когда композиционный материал состоит из твердых частиц различных размеров. Так как в рассматриваемых случаях композиционный материал на образцах состоит из диспергированных частиц размерами 0,5; 1; 2; 3; 4 и 5 мм. При повышении удельной производительности съема металла из аварийного объекта значительную роль играет объемное содержание диспергированных частиц расположенных в связки зерна.

Средний свободный путь между частицами будет:

$$\lambda = \frac{2a'_{cp}}{3V_p}(1-V_p) \quad \lambda = \frac{2a'_{cp}}{3V_p}(1-V_p) \quad (1)$$

где λ - средний свободный путь в связке между частицами;

a_{cp} - средний размер частиц;

V_p - объемная концентрация.

Расстояние между частицами:

$$L_p = \sqrt{\frac{2(a'_{cp})^2}{3V_p}(1-V_p)} \quad (2)$$

Результаты экспериментов [2] показывают, что с увеличением расстояния между частицами (L_p) уменьшаются объемная концентрация диспергированных частиц (V_p), модуль нормальной упругости и временное сопротивление разрыву композиционного материала.

Повышение удельной производительности фрезерования и износостойкости композиционного материала связано также с характеристикой прочности зерен в связке. Небольшая удельная производительность фрезерования при больших размерах (3-5 мм) диспергированных частиц связана также с характеристикой прочности зерна в связке.

В проведенных исследованиях установлена следующая математическая связь между характеристикой прочности зерна в связке и размерами (глубиной внедрения зерен) среза фрезеруемого объекта, поскольку глубина внедрения в металл характеризует размеры зерен. Эта связь позволяет судить об их прочности в связке:

Тогда максимальное напряжение в связке будет:

$$L_p = \sqrt{\frac{2(a'_{cp})^2}{3V_p}(1-V_p)}$$

$$\sigma_{\max} = \frac{6\sigma_0 a \left[0.5(a - \sqrt{a^2 - d^2 + 1.77K_z \sqrt{\frac{F_1}{0.5a(K_2 + K_3)}}} \right)}{\left[1 - \frac{\sin \eta}{\zeta \cos(\eta - \gamma)} \right]} \cdot x$$

$$\left(\frac{n \zeta^2 - 2\zeta \sin \gamma + 1}{l^{1.5} \zeta \cos \gamma} - 1 \right) (3x - h) + \frac{Q}{a^2 K_1 \pi (R^2 - r^2) n_p} \quad (3)$$

где $\sigma_{\max}$ - максимальное напряжение в связке, характеризующее устойчивость зерна при фрезеровании аварийного объекта в скважине;

σ_0 - условный предел текучести фрезеруемого предмета;

x, a - большая и малая оси эллипсоида зерна вращения;

h - глубина заделки зерна в связке;

d - отпечаток, видимый после снятия нагрузки, характеризующий глубину внедрения;

F - осевая сила на фрезерный инструмент в скважине;

Q - осевая нагрузка на инструмент от массы колонны бурильных труб;

K_1 - показатель соотношения площадей рабочей поверхности и промывочных каналов фрезерного инструмента $\pi(R^2 - r^2)$ - площадь фрезеруемого объекта;

n_p - количество рабочих зерен, приходящихся на единицу площади, которое определя-

ется экспериментально (K_2) или (K_3) аналитически:

$$K_2 = \frac{1 - \mu_1^2}{\pi E_1} \quad (4)$$

$$K_3 = \frac{1 - \mu_2^2}{\pi E_2} \quad (5)$$

K_1 и K_2 показатели соотношений размеров зерен для внедряемого тела и материала $\mu_{1и2}$ - коэффициенты Пуассона соответственно для внедряемого тела и материала, а E_1 и E_2 - их модули упругости.

Экспериментально определено, что с увеличением глубины внедрения (отпечатка) зерна, закрепленного в связке композиционного материала, увеличиваются напряжения в зоне раздела «связка – зерно» характеризующие условия устойчивости зерна в связке. При этом установлено, что при глубине внедрения 2 мм начинается заметное увеличение напряжения в зоне закрепления зерна, а при глубине 3 мм наблюдается резкое увеличение его выше предельного напряжения сжатия материала связки.

При большой глубине внедрения составляющие силы резания на зерно достигают значения, при котором ослабевает прочность связки зерна в матрице, и оно вырывается из массы. Поэтому композиционные материалы с зёрнами больших размеров (3-5 мм) при испытаниях показали сравнительно низкую удельную производительность.

Данные эксперимента (см. рис.1.2) хорошо согласуются с исследованиями [1] и теоретической зависимостью, выраженной формулой (3).

Данные эксперимента позволяют предположить что, расположение между крупными зёрнами мелкими зёрнами может повысить интенсивность съема металла с фрезеруемого объекта за счет уменьшения меж зерного расстояния в связке.

Следовательно были изготовлены и испытаны фрезы с композиционным материалом, состоящим из смешанных зерен размером 0,5-5 мм. В результате испытаний получены лучшие показатели – средняя удельная производительность по этим образцам составила 89 г/ч. Фрезерование мелкими и крупными зёрнами значительно повышает эффект съема металла с поверхности фрезеруемого объекта. При этом характерно то, что съем металла осуществля-

ется лезвийным и абразивным воздействием мелких и крупных зерен.

Следует отметить, что применение в композиционном материале смешанных зерен различных размеров позволяет значительно облегчить технологию изготовления фрезерного инструмента.

На основании выше изложенного можно сделать следующие выводы:

Выводы:

1. Результаты исследования показали, что изменение размеров режущих элементов в составе композиции обеспечивает высокие показатели износостойкости и режущей способности конструкции скважинных фрезеров.
2. При испытаниях скважинных фрезеров, режущая часть которых наплавлена композиционным материалом, установлено, что с увеличением размеров диспергированных зерен твердого сплава удельная производительность фрезерования уменьшается, а с композиционным материалом состоящий из смешанных зерен разных размеров (0,5-5 мм), наоборот удельная производительность увеличивается при установленном режиме работы фрезера.
3. Проведенные эксперименты позволяют рекомендовать более термостойкую конструкцию скважинных режущих инструментов.
4. Результаты проведенных экспериментов хорошо согласуются с промышленными данными о работе скважинных фрезеров.

Список использованных источников

1. Гасанов А.П. «Аварийно восстановительные работы в нефтяных и газовых скважинах» - М.; Недра, 1987- 180с.
2. Мустафаев А. Г. И др. «Тепловой режим работы фрезерных устройств и повышение их эффективности при ремонте скважин» - Баку, Элм, 1997 - 123 с.
3. Мустафаев А.Г., Гасанов Р.А. Исследования температурных процессов при фрезеровании металлических объектов. «Тюмень» ГНМУ, Россия 2011.

УДК 622.27

Силовой гидравлический привод колтюбинговой установки МК-20Т Петров В.А. , Петрова Л.В., Хабибуллин М.Я. Сулейманов Р.И. Галимуллин М.Л. Сидоркин Д. И.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском»)

Аннотация: в статье приведена работа гидравлической системы колтюбинговой установки, характерные неисправности основного гидронасоса и устранение их путем использования дополнительно двухлинейного гидрораспределителя

Ключевые слова: промывка, ствол скважины, насос, установка, гидрораспределитель.

UDC 622.27

Hydraulic drive power coiled tubing unit MK20T V. A Petrov, L.V Petrova, M.Y. Khabibullin, R.I. Suleymanov, M.L. Galimullin, D.I. Sidorkin

*The Oktyabrsky City Department of FSBEI HE
«The Ufa State Petroleum Technical University»*

Annotation: The paper describes the work of the hydraulic system of coiled tubing unit, the characteristic failure of the main hydraulic pump and eliminating them through the use of an additional two-line control valve.

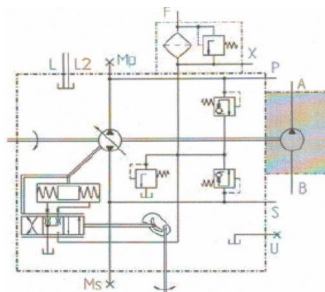
Keywords: flushing, borehole pump, installation, control valve.

Операции с насосно-компрессорными трубами (НКТ) монотонны, трудоемки и должны быть механизированы [1]. Насосно-компрессорную колонну гибких труб барабанной намотки широко применяют ведущие зарубежные нефтяные компании для выполнения широкого спектра специальных технологических работ. При помощи этих установок выполняются

не только работы, связанные с очисткой ствола скважины, восстановления циркуляции, газ-лифт, кислотная или химическая обработка, но и работы, связанные с зарезкой вторых стволов, выполнением ловильных работ в скважинах, бурение горизонтальных стволов, производство ремонта скважин с горизонтальными стволами [2, 3, 4].

В настоящее время промывка стволов скважин производится в процессе освоения скважины после гидроразрыва пласта (ГРП). Бригаде капитального ремонта скважин (КРС) требуется на эту операцию до 5 суток. Общее качество промывки ствола составляет желать лучшего, т. к. процент отказов установок погружного скважинного электроцентробежного насосного оборудования (УЭЦН) из-за механических примесей, оставшихся в стволе, забое и призабойной зоне продуктивного пласта, в настоящее время довольно высок. Кроме того, бывают случаи потерь солевого рабочего раствора, который уходит в призабойную зону пласта, что существенно увеличивает срок вывода скважин в режим добычи.

Гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) колтбунинговой установки МК-20Т позволяет проводить промывки стволов скважин с большей скоростью, в среднем в течении двух суток. Преимуществом проведением технологий с применением гибкой трубы ГНКТ является то, что помимо основного процесса промывки ствола технологическим раствором, она дает возможность закачивать в скважину определенный объем азота для создания пониженного гидростатического давления. В итоге: возникает эффект притока жидкости из пласта при промывке; происходит процесс вымывания твердых примесей и солевого раствора из призабойной зоны. Традиционный способ в технологии капитального ремонта скважин КРС обеспечить такой эффект не в состоянии. Кроме того, технология применения ГНКТ позволяет контролировать процесс циркуляции и дает возможность выполнения работ при более сложных условиях в скважине. Используя аналогию технологий промывки ствола скважин колтбунинговой установкой МК-20Т также возможно выполнять работы по обработке призабойной зоны пласта кислотой, обработки интервала перфораций гидромониторным способом, ремонтно-изоляционные работы (цементирование, модификация профиля нагнетания с использованием полимерных растворов и прочее) как с применением специального забойного инструмента, так и без него [3, 8, 17].



A – линия давления вспомогательного насоса; B – линия всасывания вспомогательного насоса; F – линия подпитки; X – порт тестирования вспомогательного насоса; Mr, Ms – порт тестирования высокого давления; P, S – линии высокого давления; L, U, T – линии слива утечек; Y, Z – линии пилотного управления.

Рисунок 1 – Принципиальная гидравлическая схема компоновки установки

Одна из основных проблем, часто возникающих в гидравлической системе агрегата – отказ работы основного гидронасоса и, как следствие технической неисправности неотложное сервисное обслуживание агрегата, дорогостоящий ремонт скважины с промывкой, простой оборудования и также потеря репутации компании, выполняющей капитальный ремонт скважин при помощи колтбунинговой технологии [2, 9, 12, 18] (рисунок 1).

Основным рабочим гидронасосом на колтюбинговой установке НК-20Т, питающим цепь инжектора, является аксиально-поршневой регулируемый насос Linde HPV-02. Основные технические параметры насоса приведены в таблице 1.

Гидравлическая система агрегата МК-20Т является закрытой, это значит, что рабочая жидкость, сливающаяся из гидродвигателя, поступает напрямую к рабочему насосу.

Насос HPV-02 состоит из основного аксиально-поршневого насоса и шестеренчатого насоса подпитки [6, 11, 13, 14]. На рисунке 2 приведена принципиальная гидравлическая схема компоновки рабочего насоса колтюбинговой установки.

Таблица 1 – Техническая характеристика насоса гидравлической системы установки

Показатели	Значения
Расход, см ³ /мин	105
Частота вращения вала, мин ⁻¹	2900
Рабочее давление, МПа	42
Момент на валу, Н·м	420
Мощность, кВт	204

Насос подпитки в гидравлической системе агрегата обеспечивает минимальное давление на линии со стороны всасывания основного насоса. В случае поломки насоса подпитки основной рабочий насос также выходит из строя из-за недостаточной подачи жидкости [6, 11].

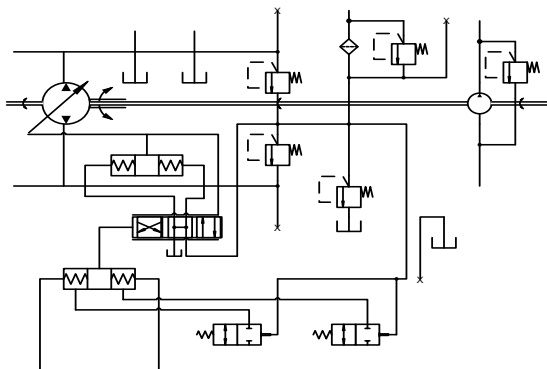


Рисунок 2 – Усовершенствованная гидравлическая схема компоновки установки

При эксплуатации колтюбинговой установки наблюдается поломки насоса подпитки и нарушается система управления основным насосом. Поэтому для предотвращения поломки основного насоса предлагается установить дополнительно в обвязке гидравлической системы двухлинейный унифицированный гидрораспределитель (Рисунок 2).

Итак, использование дополнительного унифицированного двухлинейного гидрораспределителя в составе компоновки гидравлической системы агрегата будет связывать насос подпитки и блок управления в контрольной кабине машиниста и повышать эксплуатационную надежность гидравлической системы колтюбинговой установки.

Список использованных источников

- 1.Ишмурзин, А.А. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа [Текст] учебник / А. А. Ишмурзин, Ю. Г. Матвеев. —Уфа: Изд.- во «Нефтегазовое дело», 2014. -532с.
2. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / В.А. Петров, В.В. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные

технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 375-378.

3. Петров, В. А. Конструктивные особенности гибкой насосно-компрессорной трубы [Текст] / В. А. Петров, Л. В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: сб. тр. международной науч.-техн. конференции, посвященной 60- летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2016. - Т. 2. - С. 106-111.

4. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для ремонта скважин. Технологические процессы [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. - Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2016. - 93 с.

5. Петров, В.А. Расчеты оборудования системы сбора продукции скважин [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2015. – 58 с.

6. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2015. - 76 с.

7. Зарипова, Л.М. Разработка и промысловые испытания пульсатора для удаления парафиноотложений из нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, Ю.Г. Матвеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2007. – № 3. – С. 13-16.

8. Галимуллин, М.Л. Капитальный ремонт и входной контроль насосно-компрессорных труб [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.Г. Хабибуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд. - во УГНТУ, – 2014.- Т.1.- С.318 - 321.

9. Мазлов, В.Л. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012.- №4(90) - С.71-76.

10. Агафонов, Д.С. Оптимизация технологии паронагнетания при разработке залежей высоковязкой нефти [Текст]: / Д.С. Агафонов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Аркаим, 2015.-Т.2.- С.3-9.

11. Петров, В. А. Применение герметичных насосов-дозаторов в установках «ОЗНА - Дозатор» [Текст]: / В. А. Петров, Л. В. Петрова, И. Н. Поваров // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2016. - Т. 2. – С. 74-76.

12. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа:Изд-во УГНТУ, 2015.- 54 с.

13. Петров, В.А. Использование концевых делителей фаз на нефтепромысловых площадках дожимных насосных станций [Текст]: / В. А. Петров, Л. В. Петрова, В. В. Петров // Современные технологии в нефтегазовом деле-2013: сб. науч. тр. в 3- х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин[и др.]. – Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2013. - Т.2. - С. 199-205.

14. Петров, В. А. Установка насосная погружная, электрогидроприводная с усовершенствованным узлом соосности [Текст]: / В. А. Петров, А. Л. Вертопрахов, Л. В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле-2015: сборник трудов международной науч.-техн. конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. - Т. 2. - С. 509-513.

15. Султанов, Б.З. Интерпретация измерений гидравлического к.п.д. насосных агрегатов [Текст]: / Б.З. Султанов, Р.И. Сулейманов // Нефтяное хозяйство.- 2004. -№ 4. - С. 95-97.

16. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова.- Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2014. – 81 с.

17. Давыдов, А.Ю. Установка колтюбинговая МК20Т с краном-манипулятором [Текст]: В.А. Дарьин, А.Ю. Давыдов // 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. - С.95-100.

18. Галяметдинова, А.К. Анализ существующих типов вариаторов привода штангового винтового насоса /А.К. Галяметдинова, Д.И. Сидоркин // Материалы 64-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ - Уфа: Изд. - во УГНТУ, 2013. - С.157-158.

УДК: 621.646.622

Исследование фланцевых соединений в трубопроводах

Рагимова М.С.

(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)

rahimova_mahluqa@mail.ru

Аннотация: Фланцевое соединение выполняет важную роль, так как во многих случаях разрушение фланцевого соединения связано не только с большими материальными потерями, с опасностью для жизни обслуживающего персонала.

В статье рассматриваются вопросы расчета фланцевых соединений в трубопроводах. Отмечено, что для обеспечения полной герметизации величина контактного давления на герметизирующей поверхности должна быть в три раза больше, чем внутреннее давление.

Ключевые слова: фланцевые соединения, прочность, прокладки, эксплуатации трубопровода, болт, напряжения, давления.

UDC: 621.646.622

The study of flange compounds in pipelines

Rahimova M.S.

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

rahimova_mahluqa@mail.ru

Abstract: The flange connection plays an important role, since in many cases the destruction of the flange connection is associated not only with large material losses, with a danger to the lives of maintenance personnel.

The article deals with the calculation of flange connections in pipelines. It is noted that to ensure complete sealing, the contact pressure on the sealing surface must be three times greater than the internal pressure.

Keywords: flange connections, strength, gaskets, pipeline operation, bolt, voltage, pressure.

Как известно, фланцевые соединения в трубопроводах очень широко распространены, они применяются для самых разнообразных сред и давлений.

Фланцевые соединения являются прочно-плотными разъемными соединениями сосудов арматуры, соединительных частей трубопроводов и т.д. Несмотря на стандартизацию фланцев, окончательных выбор фланцев и расчет отдельных элементов элементов его остается за конструктором. Конструирование фланцев, особенно фланцев не предусмотренных стандартами, обычно сводится к назначению их прочностных размеров без подробного расчета, во многом основываясь на теории подобия. Однако, важным особенностью всех фланцевых соединений является обеспечение не только прочного, но плотного, то есть герметичного, соединения. Герметичность фланцевых соединений обеспечивается созданием необходимого давления на уплотняющих поверхностях фланцев. Причем требуемое удельное давление создается в уплотнителях путем затяжки болтов, скрепляющих фланцы. На величину утечки влияют шероховатость поверхности и точность изготовления элементов уплотнения. Однако повышение точности изготовления и уменьшение шероховатости механической обработки приводит к удорожанию производства. Поэтому для обеспечения герметичности уплотнение следует механически деформировать, чтобы обеспечить прилегание к уплотнительным поверхностям заполнение всех неровностей и дефектов поверхностей [1-4].

Уплотнитель фланцевого соединения высокого давления состоит из металлического кольца (прокладки), которое под действием внутреннего давления прижимается к стенке канавки под кольцо, обеспечивая герметичность. Такие фланцевые соединения широко используются в нефтепромысловом оборудовании.

Фланцевое соединение выполняет важную роль, так как во многих случаях разрушение фланцевого соединения связано не только с большими материальными потерями, с опасностью для жизни обслуживающего персонала. Поэтому прочность фланцевого соединения должна быть гарантирована. Большое количество металла, потребляемое фланцевыми соединениями, требует применения научно-обоснованных методов [5].

Фланцевое соединение состоит из следующих элементов: фланцев, болтов и прокладки. Физико-механические свойства которых влияют на работу фланцевых соединений. Расчет фланцевого соединения затрудняется большим числом факторов, влияющих на его работу: условия эксплуатации трубопровода, упругость, вес и конструкция данного участка трубопровода, а давления. За счет соответствующей затяжки болтов обеспечивается плотность фланцевого соединения.

При расчете необходимо учитывать возникновение рабочего давления в трубопроводе запасы прочности болтов и фланца по отношению к действующим усилиям которые не должны быть ниже определенной величины.

Вследствие расчет фланцевого соединения содержит три элемента: определение величины затяга прокладки; определение размеров и количество болтов; определение размеров фланцев. При этом расчет всех трех элементов должен вестись по единой методике.

Во фланцевом соединении усилие затяга не сохраняется постоянным, вследствие релаксации напряжений в прокладке и болтах оно изменяется со временем. Релаксация напряжений в прокладке протекает как в начальный период работы соединения вскоре после затяжки, так и в нагретом виде. Имеются сведения о том, что через 24 ч усилие затяга соединения с паронитовой прокладкой уменьшилось на 30%. Повторные затяжки ликвидируют это снижение затяга.

В процессе эксплуатации, болты и шпильки нагреваются до высокой температуры возникает релаксация напряжений в болтах и шпильках.

Явление текучести металла в шпильках приводит к тому, что удельные давления на прокладку снижаются и могут вызвать протечку среды.

В трубопроводах и арматуре применяется много различных конструкций фланцевых соединений, но почти все их можно свести в две большие группы: жесткие фланцы, свободные фланцы [3].

В которых кольцевая часть изготовлена отдельно от цилиндрической и связана с ней при помощи упора, резьбы и прочих соединительных элементов.

Применяемые в настоящее время методы расчета фланцевых соединений можно разделить на две группы: методы расчета по допускаемым напряжениям; метод расчета по предельным нагрузкам.

Расчет фланцев по допускаемым напряжениям применим для всех металлов при различных условиях работы.

Расчет фланцев по предельным нагрузкам является более совершенным. Однако он применим для нехрупких металлов, работающих при таких условиях, когда температура фланцев лежит в зоне, где основной характеристикой прочности металла является предел текучести.

Отсюда следует, что расчет всех чугунных фланцев и стальных, работающих при высокой температуре, когда ползучесть металла приобретает значение, необходимо вести только по допускаемым напряжениям.

В качестве допускаемого напряжения $\sigma_{доп}$ принимаем наименьшее из полученных величин.

Величины запасов прочности для болтов и фланцев включают в себя влияние следующих факторов: а) превышение усилия затяжки над расчетным, что может иметь место

при недостаточно качественной прокладке и наличии дефектов механической обработки уплотняющих поверхностей фланцев; б) возникновение дополнительных напряжений в связи с деформацией фланцев; в) возникновение дополнительных напряжений в связи с влиянием веса трубопровода; г) появление дополнительных напряжений из-за удлинений трубопровода, разности температур фланца и болта; д) периодическое или разовое повышение давления в результате изменения напора или действия гидравлического удара; е) колебания в величинах прочности металла и возможности дефектов болтов.

Указанные факторы требуют увеличения запаса прочности. Однако имеются и такие факторы, которые позволяют в отдельных случаях снизить запасы прочности во фланцах и болтах.

Величина запаса прочности зависит не только величины действующих сил, но и от характера этих сил, который определяется результатами и степенью опасности их действия. Усилие от действия гидравлического давления в арматуре, создаваемого ручным насосом без аккумулятора, менее опасно для обслуживающего персонала, чем усилие от давления, создаваемого сжатым воздухом. При возникновении трещины в арматуре давление быстро падает и разрушение детали не создает угрозы обслуживающему персоналу, разрушение детали (в особенности хрупких-чугунных) создает реальную угрозу для здоровья и жизни рабочего [5].

Усилия, действующие во фланцевом соединении, также можно разделить на усилия, представляющие меньшую угрозу для работы фланцевого соединения (R_n) и на усилия, имеющие другой, более опасный характер (Q_{cp}).

В процессе эксплуатации реакция прокладки R_n , как правило, может изменяться только в сторону уменьшения, а при возникновении опасного состояния соединения при чрезмерной деформации фланцев или болтов под действием увеличенной суммарной нагрузки на фланец величина R_n снижается, либо сохраняет свою величину, но при этом происходит перераспределение удельных давлений на отдельных участках прокладки. Величина R_n всегда является результатом действия других сил-упругости болтов, фланцев и прокладки или действия среды, а работа, которую она может совершить в результате действия этих сил мала. Величина Q_{cp} изменяется пропорционально изменению давления и при пусах или остановке агрегатов, открывании и закрывании арматуры кратковременное повышение давления может достигать значительной величины. При возникновении опасного состояния соединения величина Q_{cp} может сохранить свое значение до разрушения фланцевого соединения.

Выявлено, что в процессе эксплуатации разрушения фланцевого соединения в связи с действием реакции прокладки R_n не произойдет. Действие усилия от давления среды Q_{cp} при повышениях давления в связи с повышением температуры, дефектами изготовления фланцевого соединения и т. п. может вызвать разрушение деталей соединений. Отсюда следует что, Q_{cp} является активной силой, реакция прокладки R_n пассивной силой. Тогда фланцевое соединение низкого давления при малой величине D_y , у которого отношение Q_{cp}/R_n будет невелико. В таком соединении колебания давления вызовут очень малые изменения напряжений в болтах, запас прочности в процессе эксплуатации будет сохранять свое значение. Так как запас прочности в таком соединении выдержан по отношению к пассивной силе, не представляющей опасности для прочности деталей, такое соединение имеет очень высокую степень надежности. Во фланцевых соединениях низкого давления при больших диаметрах прохода D_y отношение D_{cp}/R_n велико. Колебания давления в таком соединении вызовут почти пропорциональное увеличение нагрузки на болты, в особенности при упругих резиновых уплотнениях. В процессе эксплуатации запас прочности в таком соединении по отношению к действующей величине силы будет изменяться. Который принят относительно опасной активной силой, действие которой может вызвать разрушение фланца. Следовательно, при выборе запасов прочности величина отношения Q_{cp}/R_n может уточнить условия работы фланцевого соединения что позволит принять более обоснованные величины запасов прочности.

Как известно в машиностроении успешно применяется метод расчета на прочность по предельным нагрузкам; он значительно упрощает решение сложной задачи определения прочных размеров фланцевого соединения. Напряжения, возникающая во фланце при его

нагрузке, трудно аналитически изучить, так как моделирование их чрезвычайно затруднено. Однако принцип расчета фланцев по наибольшим напряжениям не могут быть допущены для пластичных материалов местные высокие напряжения и некоторые местные пластические деформации.

ВЫВОДЫ: В результате исследований выявлено, что величина запаса прочности зависит не только от величины действующих сил но и от характера этих сил.

Установлено, что при выборе запасов прочности величина отношения $Q_{ср}/R_n$ может уточнить условие работы фланцевого соединения, что позволит принять более обоснованные величины запасов прочности.

Список использованных источников

1. Kərimov Z.H. Maşın hissələri və yükqaldırıcı-nəqlədici maşınlar. Bakı, «Maarif», 1985, 414 səh.
2. Биргер И.А., Иоселевич Г.Б. Резьбовые и фланцевые соединения. – М.: Машиностроение, 1990.- 368 с.
3. Волошин А.А. Расчет фланцевых соединений трубопроводов и сосудов. Л., Судпромгиз, 1959, 291 с.
4. Дуб Б.И. Арматура высокого давления для трубопровода М. –Л., Госэнергоиздат, 1960, 231 с.
5. Биргер И.А. и др. Расчет по прочност деталей машин. М.: Машиностроение, 1966

УДК 622.276.7

Коррозия НКТ в газоконденсатных скважинах

Салаватов Т.Ш., Хуррам Игбал

(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)

Аннотация. Коррозия является одной из первоочередных проблем в нефтяной промышленности. Статья посвящена коррозии при наличии углекислого газа в продукции скважин при отсутствии сероводорода. Установлено, что наличие углекислого газа в продукции скважин приводит к проявлению коррозии на небольших глубинах и снижение коррозионного эффекта с глубиной.

Ключевые слова: коррозия НКТ, нейтральный газ, гальваническая коррозия, CO_2 .

UDC 622.276.7

Sweet Corrosion of Tubing in Gas Condensate Wells

T.Sh.Salavatov, Khurram Iqbal

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

Abstract. Corrosion is one the prime problem in petroleum industry that costs in billions of dollar every year. This paper is concerned to effect of sweet/acidic having CO_2 (without H_2S) condition on the hardware. This is imperative to understand that carbon di oxide (CO_2) is significantly lower than corrosion prediction models in some wells. This sweet gas producer has shown the tendency for corrosion to occur at shallow depth and corrosion effect reduces with depth. Many illustrations are presented to show different types of effect of CO_2 on carbon steel tubing.

Keywords: Sweet Gas Corrosion, Acidic Gas Corrosion, Galvanic Corrosion, Tubing Corrosion

Corrosion is one of the major problems in oil industry and it costs to petroleum industry in billions of dollars. A vast literature is available and oil companies are spending lot of capital to reduce corrosion to protect and increase life of their wells, pipelines, plants etc.

During recent work over 4½ tubing was pulled out, it was observed to be washed out due to corrosion. Almost all initial joints retrieved were damaged by corrosion, washed out and punctured. At 149.24 m tubing pulled out was collapsed as a consequence of low yield strength over the uniformly corroded surface while remaining fished in the hole. After 158.85 m the retrieved tubing was in relatively better condition. Images are attached in the end for the retrieved tubing and impact of corrosion.

Gas composition of the concerned reservoir contains 8~9 mole% CO_2 but no H_2S as acidic

gas instead of sour gas [1]. This normal reservoir has temperature ranges between 229°F to 231°F and reservoir pressure is about 3600psig, producing 43°API condensate of yield of 5-7 barrels/MMscfd. Metallurgy of tubing is carbon steel, grade L80, commonly used in field. L80 is satisfactory for SSC resistance in all conditions but may incur weight-loss corrosion [2].

After hydraulic fracturing, of Lower Goru this well was completed with 4 inch tubing in October 2008. Reservoir quality is low grade and porosity is ranging 5 -7% and permeability is less than 10 mD. Natural fractures and induced fractures were the main contributor to production. About 4.5 Bcf cumulative production of gas has been obtained from Lower Goru reservoir by the end of year 2016.

An investigation was carried out to understand phenomenon and process of corrosion. The lesson learnt to be used in the existing wells to avoid any such situation in future.

Most of the gas wells completed with carbon steel produced 8-10 years, so these wells were designed for the same period. However CO₂ partial pressure, temperature and galvanic action expedite the rate of corrosion.

The flow regimes define the type of flow behavior. For a vertical well, the flow regimes are generally bubble flow, slug flow, annular flow, mist flow and possibly churn flow (Figure-6). It should be noted that in the mist flow regime, the gas phase is continuous and liquid travels as dispersed droplets within the gas. It is the gas phase that predominantly controls the pressure gradient. A no-slip condition is assumed for the flow in this regime, as mist flow requires relatively high gas flow rates [1].

In sweet gas corrosion not only galvanic corrosion makes impact but the flow regime also plays an important role. As the incremental water rate well may enter the slug flow regime from slug-annular transition, it affected the tubing at shallow depth primarily due to fact of low temperatures at those depths.

As the gas traveled to the top its temperatures and pressure dropped, condensing out more water, along with the very high amounts of produced water from the formation. Below 60 deg C (140 deg F) and 75 psi partial pressure of CO₂ carbon steel is vulnerable to high general corrosion. The carbonate film (which in reality is a corrosion product), formed is very weak at low temperatures and dissolves in the produced water quickly, thereby increasing the rate of corrosion by many times over.

In conclusion, the amount of produced water, decrease in gas production in production tubing and the flow regimes are the primary factors influencing the corrosion at shallow depths inside well.

On an average from the start till the work over the GWR has been reached up to 1:38. The partial pressure of CO₂ in well was 75 psi. The amount of CO₂ that can dissolve in the water depends on the partial pressure. Therefore, typical major cause of internal corrosion is the formation of carbonic acid in water by dissolution of associated CO₂ gas. The corrosion rate of carbon dioxide is directly related to its partial pressure and system's temperature and pressure profiles. Process of corrosion starts by gathering of water at well head and CO₂ contents increased. These conditions supplemented, acceleration in the corrosion rate and aggravated deterioration of the production tubing from the shallower depth. At bottom hole conditions due to high velocity the annular flow regime water remained in mist flow but at shallower depth the flow regime changed from annular to slug flow. With all the facts in view it can comprehensively be concluded that Corrosion remained low at the lower portion of the production tubing due to high temperatures and low amount of condensed water that allowed a tight protective film over the surface of carbon steel tubing. Carbon steel completions are still a cost effective solution depending on the well profile although at the shallower depths due to the decrease in temperature and change in flow regime from mist to slug the tight protection film cannot persist due to which corrosion accelerate at shallower depth which can be replaced with Chrome tubing. By replacing L-80 tubing with Chrome tubing at shallower depth only, oil and gas industry may surely save a huge cost over purchasing expensive metallurgy over.

We therefore believe, consistently with all the facts in hand, that corrosion remained low in

the lower part of tubing because of the strong and dense protective film, which was a result of the particular pressure and temperature profiles of this well.

It is possible although not documented that this condensed and produced formation water contained organic acids. We cannot, however, comment on this possibility as we do not have enough data at this point.

From the above elaboration it therefore is concluded that Carbon steel has a decent resistance to CO₂ induced corrosion at high temperatures and form a tight carbonate film at bottom-hole conditions. At higher temperatures, the effect is reduced and chromium steels may even corrode at higher rates than carbon steel. Therefore, at the design stage of the well, it should be considered combination tubing at Salsabil field to avoid additional expenditure, according to its acid gas composition and temperature profile.

A typical example of pitting and wastage of material due to sweet corrosion [3-5]. In reality all corrosion mechanisms require an electro-potential (voltage difference) between the anode and the cathode. As earlier briefed, this anode and cathode can be on the same material. Different metals connected together can also promote the corrosion cell. The more noble metal (most corrosion resistant) becomes the cathode with pitting occurring at the less noble metal (anode). The suitable proportion of the two different metallurgy of the completion design can reduce effects of corrosion which should be designed according to the needs by the specialists. The different metals may be tubing screwed to a component, a weld compared to the surrounding metal, or casing touching tubing. Avoiding dissimilar metals is impossible in a completion. The best strategy while using dissimilar materials is to ensure that the anode is much larger than the cathode.

In this metal wastage due to uniform corrosion is clearly evident in Figure 1. This corrosion is product of carbonic acid, differential temperature and ultimate galvanic actions. Figure 2 indicating drastically reduction in material strength and steel pipe has been collapsed.

To avoid extra expenditure after consultation and quality testing, combination tubing materials should be used keeping in view temperature and pressure profiles of the well, e.g. (L80 at bottom-hole with corrosion resistant alloys at top). Galvanic cell needs the anode area to be equal to its cathode to start galvanic action. For corrosion assessment various models are available commercially for the purpose of calculating the tubing life, and use of corrosion resistant alloys according to the well conditions. Well life must be taken into consideration while choosing the tubing grade at the well design stage for keeping economics.



Fig.4: Uniform General and localized Corrosion due to CO₂ resulting in Metal wastage and pitting



Fig 5: Uniform General Corrosion Resulting in stress corrosion cracks and material wastage.

References:

1. Bellarby, J., 2009: Well Completion Design, (1st Ed) Elsevier store, Amsterdam, The Netherland, 726p.
2. Jawwad T., M. Bonis, H. Choi, Y. Al-Salim (2014); "Down hole Corrosion/Scaling Operational experience and Challenges", Saudi Aramco Journal of Technology (Fall-2014), p. 1-13
3. Technical Seminar (2016): Corrosion and Materials Selection, Islamabad Pakistan, Marubeni-Itochu Steel, Australia.
4. Smith, L., 1999: Control of corrosion in oil and gas production tubing, British Corrosion Journal, Vol. 34, No.-4, P. 247-253..
5. Parsad, S. R., V. Cherian, M. V. Katarkis (2010): Causes of Tubing failure in Oil Well – A Case Study Paper ID: 20100283, Petrotech, Oct –Nov, ONGC New Delhi, ONGC; p. 1-10.

УДК 622.27

Отечественные и зарубежные насосные штанги для винтовых насосов установок со штанговым приводом

Сидоркин Дмитрий Иванович

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, канд. техн. наук)

Зарипова Лилия Мавлитзяновна

(Филиал УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, канд. техн. наук)

Аннотация. В статье рассмотрены различные насосные штанги отечественного и зарубежного производства, предназначенные для передачи крутящего момента и применения в составе винтовых насосных установок со штанговым приводом.

Ключевые слова. Насосная штанга, крутящий момент, винтовой насос.

UDC 622.27

Domestic and foreign pump rods for progressive cavity pump plants with a sucker rod drive

Sidorkin Dmitry Ivanovich

(USPTU (Oktyabrski), associate professor, Ph.D.)

Zaripova Lilia Mavlitzyanovna

(USPTU (Oktyabrski), associate professor, Ph.D.)

Annotation. The article discusses various sucker rods domestic and foreign intermediate production intended for torque transmission and use in the progressive cavity pump installations with a sucker rod drive.

Key words. sucker rod, torque, progressive cavity pump.

Насосные штанги традиционно предназначались для того, чтобы передавать вертикальное перемещение от станка-качалки к забойному плунжерному насосу. В такой конфигурации штанги подвергаются осевой циклической нагрузке и изгибающей, при потере устойчивости колонны, например в наклонно-направленных скважинах. Те же самые штанги используются в установке винтового насоса, чтобы передавать вращательное движение от наземного механического привода к ротору насоса. В этой новой конфигурации силы, прилагаемые к штангам, различны. Они состоят из трех составляющих:

- осевой нагрузки;
- начального крутящего момента;
- крутящего момента, который передает вращательное движение.

Эти силы вызывают напряжение в штангах. Чтобы предотвратить отказы штанг это напряжение должно удерживаться ниже максимально допустимого значения. Максимальное напряжение достигается наверху колонны насосных штанг, где и осевая нагрузка и вращающий момент максимальны.

Осевая нагрузка состоит из двух составляющих:

1) Вес колонны насосных штанг в скважинной жидкости. Этот вес зависит от следующих параметров: длины колонны насосных штанг, то есть глубины спуска насоса; диаметра штанг; от плотности скважинного флюида.

2) Сила, создаваемая гидравлической нагрузкой на винт. Эта сила аналогична создаваемой гидравлической нагрузкой на поршень поршневого насоса. Поэтому понятие "эквивалентная площадь поршня" применимо только к ротору и используется для определения гидравлической силы. Эта сила зависит от глубины спуска винтового насоса в скважину; динамического уровня; площади поперечного сечения винта; эксцентриситета.

Крутящий момент также состоит из двух составляющих:

1) Крутящий момент, необходимый ротору, чтобы преодолевать гидравлическую нагрузку и поднимать скважинную жидкость. Он пропорционален объемной производительности насоса, гидравлической силы и эквивалентной площади поршня.

2) Момент трения, который является крутящим моментом, создаваемым на вращающейся колонне насосных штанг ее трением о скважинную жидкость. Он пропорционален вязкости скважинного флюида, скорости вращения, диаметру штанги и длине колонны насосных штанг. Он является также функцией толщины кольцевого пространства между штангами и насосно-компрессорными трубами.

В связи с повышающимся спросом на винтовые насосы, возобновились работы по выбору и разработки новых типов штанг. Некоторые авторы подвергли критике используемые в настоящее время штанги длиной 8 м (ГОСТ 13877-80[11]) и 7.62 м (стандарт АНИ 11В). Они утверждают, что современные штанги с обычными соединительными узлами и составленные из них штанговые колонны практически непригодны к эксплуатации с верхнеприводными штанговыми насосами в наклонно-направленных скважинах, имеющих винтообразный профиль и малый диаметр лифтовой колонны. Это обуславливает гидравлическую некорректность и повышенный износ системы, приводящий к быстрому протиранию насосно-компрессорных труб и поломкам штанг.

Для устранения отмеченных недостатков авторы предлагают новую конструкцию штанг, отличающиеся от стандартных по ГОСТ 13877-80 меньшей (почти в 2 раза) длиной и наличием специальной соединительной муфты с вращающимся полиуретановым кожухом.

Как отмечают сами авторы, уменьшенная длина штанги приведёт к усложнению колонны и, следовательно, к повышению её стоимости и снижению надёжности как более сложной системы с последовательно соединёнными звеньями.

Так же разработкой штанг занимается ЦССМ ФГУП ЦНИИ чермет им. И.П. Бардина. Ими в 2000 г. были разработаны технические условия ТУ 14–1–5408–2000 «Штанги насосные» и в 2001 г. ТУ 14-1-5438-2001 «Штанги насосные и штоки устьевые полые».

Материал тела штанги по ТУ 14–1–5408–2000 углеродистая сталь 40 или легированные стали 30ХМ, 30ХМА, АЦ28ХГНЗФТ собственного производства. Тело штанги из сталей 40, 30ХМ, 30ХМА термически упрочнено в процессе прокатки при помощи процесса высокотемпературной термомеханической обработки (ВТМО), что повышает прочность и износостойкость штанги. С целью создания противоусталостной защиты, тело штанги проходит лезвийную обработку для удаления окалины, обезуглероженного слоя и металлургических дефектов, а затем правку и полировку с образованием наклёпанного слоя. Шероховатость поверхности тела штанги не более $R_{a2,5}$. Поверхность штанги с вышеперечисленными свойствами менее подвержена осаждению на ней парафина, а отсутствие на колонне штанг окалины, продлевает срок службы насоса.

Заготовка головки штанги из сталей 20ХН2М, 38Х2МЮА, АЦ28ХГНЗФТ собственного производства под механическую обработку готовится методом прокатки-штамповки на линии поперечно-клиновой прокатки с последующей штамповкой из предварительно обточенного проката. Такой метод позволяет оптимально, в отношении усталостной прочности, расположить волокна. Структура волокон головки получается перемешанной. Резьба на головке штанги выполняется методом накатки.

Место соединения головок с телом штанги имеет более высокие механические свойства, чем соединяемые элементы. При этом несоосность резьбы и тела штанги составляет фактически менее 0,5 мм, что не приводит к увеличению нормальных напряжений в сечении вблизи головки.

Прочностные свойства готовых штанг (тела штанг) при испытании на растяжение и кручение натурных образцов и крутящий момент должны соответствовать стандартизованным значениям.

По ТУ штанги комплектуются муфтами классов Т и S. Муфты класса Т должны изготавливаться из стали марки 20ХН2М по ГОСТ 4543, должны иметь предел прочности не менее 650 Н/мм² и твердость HB 207...241 (рекомендуемая). Муфты класса S должны изготавливаться из стали марки 45 по ГОСТ 1050 и подвергаться поверхностному упрочнению ТВЧ. Резьба муфт выполняется без фосфатного покрытия. Отклонение от перпендикулярности торцов муфты и упорных буртов штанги к оси резьбы должно быть не более 0,1 мм.

За рубежом одной из ведущих фирм по производству насосных штанг, является Weatherford Artificial Lift Systems (США). Ими разработан целый спектр насосных штанг.

В технологии добычи винтовыми насосными установками с поверхностным приводом помимо штанг с круглым сечением применяют разработанные ими квадратные штанги (torque rod) для передачи вращения с поверхностного привода на колонну штанг. Как и все штанги Weatherford, квадратные штанги по стандарту API 11B. Эти штанги выдерживают большие крутящие моменты, и не требуют централизации. Выполнены штанги цельнокатаным способом. Для дополнительной точности изготовления и гладкости резьбы, она нарезается в холодную на специальных металлорежущих станках. Фирмой предлагаются штанги следующих размеров: 1-1/4X1" и 1-1/4X1-1/8" и длиной 25 футов.

Сверхвысокопрочные насосные штанги EL® являются последней (на сегодняшний день) разработкой Weatherford в области насосных штанг. Эти штанги заявляются фирмой как выдерживающие сверхвысокие нагрузки и успешно сопротивляющиеся коррозии, а так же предельно стойкими к усталости. Об этих штангах известно только то, что они изготовлены из специальных хромолибденовых сталей, они нормализованы, закалены и цементированы. Уникальность этой разработки привела к тому, что фирма засекретила материал штанг, предел текучести, твердость и другие параметры. Эти штанги наиболее легкие по сравнению с другими штангами, имеют меньшие размеры. Наиболее эффективно работают в умеренно мягкой (CO₂) и кислой среде (H₂S).

Штанги S88. По градации Weatherford эти штанги находятся между классом D и EL®. Они производятся из хромоникелевой стали 3130M. Штанги S88 хорошо сопротивляются усталостным нагрузкам, т.к. они закалены, отпущены, структура стали становится после этого более мелкозернистой. Штанги S88 предлагаются следующих размеров: в диаметре – 5/8", 3/4", 7/8", 1" и 1-1/8"; по длине: 25 и 30 футов.

Штанги S87 рекомендуются для умеренно-коррозийных или ингибированных скважин. Производятся из легированной стали 3130.

Штанги S67 рекомендуются для тяжелых условий, работающих в некоррозионных средах или ингибированных скважинах. Производятся из легированной стали 1029.

Штанги T66/XD предназначены для работы с высокими нагрузками. Они производятся из хромолибденовой стали 4138M. Эта сталь обладает большей устойчивостью к влиянию сульфида, который разрушает никель-хромолибденовую сталь AISI 4337 (используемой ранее). Они проходят непрерывную проверку.

Weatherford марки "Т" и "SM" муфт насосной штанги произведены по строгим стандартам контроля качества из высокопрочной легированной стали и соответствуют стандарту API 11B. Резьбы этих муфт формованы холодным методом производится со смещением материала, а не удалением материала как при нарезании резьбы. Вальцевание резьбы приводит к сжимающим напряжениям на вершинах резьбы, дающие максимальную прочность в традиционно слабом месте нарезанной резьбы муфт. Муфты Weatherford изготовлены с нанесением распыленного металла и имеют не поддающуюся коррозии поверхность с низким

коэффициентом трения, который уменьшает износ между НКТ и муфтой. Эта муфта рекомендуется для искривлённых скважин. Муфты Weatherford предлагаются по стандарту внешних диаметров негабаритных скважин и скважин малых диаметров в размерах от 5/8" до 1-1/8".

Список использованных источников

1. Сидоркин, Д.И. Совершенствование методов расчета штангового привода винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук /Д.И. Сидоркин.- Уфа, 2006.- 24 с.
2. Латыпов, Б.М. Способы добычи высоковязкой и битумной нефти [Текст] / Б.М. Латыпов, Д.И. Сидоркин // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. тр. науч. конф., 25-26 мая 2009 г. УГНТУ. – Уфа, 2009 - С.128.
3. Сидоркин, Д.И. Винтовые насосные установки со штанговым приводом для добычи тяжелой нефти [Текст] / Д.И. Сидоркин, Р.А. Хузин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.2 - С. 90-93.
4. Сидоркин, Д.И. Пути совершенствования скважинных винтовых насосных установок со штанговым приводом [Текст] / Д.И. Сидоркин, Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2 - С. 120-124.
5. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2013. - № 3. - С. 26-30.
6. Фахриева, К.Р. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером [Текст] / К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015.- Т.2. - С. 149-154.
7. Давыдов, А.Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. - 2015.- № 10.- С. 76-79.
8. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / А.Ю. Давыдов. – Уфа, 2002.- 24 с.
9. Латыпов, Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях [Текст] / Б.М. Латыпов // Нефтегазовое дело - 2012. Т. 10. № 1. С. 13-15.
10. Латыпов, Б.М. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодебитных скважинах, осложненных пескопроявлениями [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Б.М. Латыпов. – Уфа: УГНТУ, 2014, 24 с.
11. Антониади, Д.Г. Добыча нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст]: монография / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гиладев, М.Я. Хабибуллин, Р.М. Тухтеев. – Краснодар: Советская Кубань, 2003. – 320 с.
12. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учеб. пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров.- Уфа: УГНТУ, 2015. – 54 с.

УДК 622.276.22

Влияние изменения электрохимических параметров промышленной среды на интенсивность солеотложения

Степанов Д.В.¹(асп.), Лаптев А.Б.²(д.т.н., с.н.с.),

Бугай Д.Е.¹(д.т.н., профессор)

¹ – ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа)

² – ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов», г Москва)

Аннотация

В статье объясняются причины отложения солей на металлической поверхности нефтепромышленного оборудования. Описаны методы борьбы с солеотложениями. Предложен новый метод модифицирования электрохимических параметров промышленной жидкости для снижения отложения солей. Приводятся результаты лабораторных испытаний.

Ключевые слова: отложения солей, нефтепромышленное оборудование, коррозия, модифицирование, ионы.

UDC 622.276.22

Influence of change of electrochemical parameters of the oilfield medium on salt intensivity

Stepanov D.V.¹, Laptev A.B.², Bugay D.E.¹

¹ – Ufa State Petroleum Technological University, Ufa)

² – All-Russian Scientific Research Institute of Aviation Materials, Moscow)

Abstract. The article explains the causes of the deposition of salts on the metal surface of oilfield equipment. Methods of combating scaling are described. A new method for modifying the electrochemical parameters of the oilfield fluid is proposed to reduce the deposition of salts. The results of laboratory tests are given.

Key words: salt deposits, oilfield equipment, corrosion, modification, ions.

Причиной разрушения нефтепромышленного оборудования является присутствие коррозионной среды, контактирующей с его внутренней поверхностью. Агрессивность среды связана с присутствием в ней ионов солей, которые вызывают их отложение на поверхности оборудования. Солеотложения приводят к уменьшению рабочего сечения трубопроводов, загрязнению перекачиваемой или перерабатываемой среды, а также способствует повышению давления в оборудовании и трубопроводах. Удаление активных ионов солей из рабочей среды или перевод их из активного состояния в неактивное существенно снижает количество солеотложений, скорость коррозии оборудования и повышает безопасность его эксплуатации.

Разнообразие строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых технологических сред предопределило и вариативность состава коррозионных сред, которые контактируют с нефтегазопромышленным оборудованием. Наиболее частой причиной проявления агрессивности среды является наличие в ней ионов неорганических солей, что способствует образованию солеотложений различного состава [1].

Отложения неорганических солей негативно влияют на эксплуатацию и ресурс промышленного оборудования. Солеотложения часто способствуют проявлению локальных видов коррозии металлической поверхности [2]. Количество отказов нефтегазопромышленного оборудования вследствие развития локальных видов коррозии составляет до 40 % от общего числа отказов. На практике выявление участков локальной коррозии весьма затруднено в связи с их развитием в труднодоступных местах. Однако косвенно определить наличие отложений солей можно по сопутствующим эксплуатационным параметрам, например, по повышению рабочего давления в трубопроводах. В таких условиях металл трубопроводов подвержен малоцикловой коррозионной усталости, также приводящей к ускоренному разрушению труб.

Для исследования воздействия электрического поля на растворы ионов солей был разработан стенд, включающий в себя специальный агрегат для управления электрохимическими параметрами сред [3]. В агрегате поток среды проходит обработку электрическим по-

лем, которое способствует его разделению на два разноименно заряженных потока - анолит и католит. В анолите преобладают положительно заряженные ионы солей, а в католите – отрицательно заряженные [4]. Дальнейший ввод одного из обработанных потоков, например, в систему ППД способствует перераспределению ионного состава пластовой или сточной среды. Каждый из заряженных потоков действует по-своему на ионный состав жидкости. Введение католита способствует подщелачиванию среды и смещению окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) в сторону отрицательных значений, а анолита, наоборот, - к подкислению среды и смещению ОВП в сторону положительных значений [5, 6].

В качестве рабочей коррозионной среды использовали модель пластовой воды № 3 в соответствии с ГОСТ 9.502-82 следующего состава (мг/дм³): Na_2SO_4 – 213, $NaHCO_3$ – 138, $CaCl_2$ – 333. Определили основные электрохимические параметры подготовленной модельной среды: pH 7,979, ОВП = - 84,1 мВ, концентрация ионов Ca составила 283 мг/л. В колбы с пробами модельной пластовой воды добавили анолит или католит, полученные при различном значении силы тока на разработанном агрегате для модифицирования жидкости [7, 8]. Количество анолита (католита) в модельной среде достигало 30 %. Эффективность воздействия определяли путем титрования. Оценивали содержание свободных ионов Ca в растворе, которые являются основными агентами, способствующими появлению отложений нерастворимых солей на внутренней поверхности технологического оборудования.

Результаты исследований показали, что наибольшей активностью по отношению к модели пластовой воды обладает 20 %-ный раствор католита. При этом после его добавления происходит уменьшение содержания свободных ионов Ca на 69,4 %.

Добавление раствора с измененными электрохимическими параметрами в модельную пластовую среду вызывает изменение количества активных ионов кальция, способствующих образованию солей, которые откладываются на поверхности металлического оборудования. Кристаллы нерастворимых солей не откладываются на внутренней поверхности металлического оборудования вследствие своей низкой энергии активации и выносятся потоком из рабочего сечения [9]. Такие кристаллы можно удалить из рабочей среды, например, с помощью фильтров или отстойников. Снижение концентрации коррозионно-активных ионов солей позволяет предотвратить коррозионные процессы на поверхности металлического оборудования [10], снизить солеотложение и существенно повысить безопасность эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Список использованных источников

10. Латыпов, О.Р. Снижение коррозионной активности промысловой среды [Текст] / О.Р. Латыпов, С.Е. Черепашкин, Е.В. Боев // SWorld: сб. науч. трудов. – Одесса: КУПИРИЕНКО СВ, 2014. – Вып. 4 (37), Т. 6. – С. 84-86.
11. Латыпов, О.Р. Защита нефтегазового оборудования от коррозии методом поляризации [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 155-164.
12. Латыпов, О.Р., Воздействие электрического тока на электрохимические параметры водных сред [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: матер. науч.-техн. конф. – Уфа: ИП Верко «Печатный дом», 2012. – Вып. 6. – С. 97-99.
13. Latypov, O.R. Reduction of Salt Deposits on the Surface of Oilfield Equipment by Management of Electrochemical Parameters of the Medium [Text] // Chemical and Petroleum Engineering. – November 2015. – Vol. 51, Issue 7. – P. 522-525.
14. Латыпов, О.Р. Защита поверхностей нефтепромыслового оборудования от солеотложения методом управления электрохимическими параметрами среды [Текст] // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2015. – № 8. – С. 13-15.
15. Латыпов, О.Р. Применение метода управления электрохимическими параметрами среды для снижения солеотложений [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.В. Степанов, Д.Е. Бугай // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 69-77.

16. Латыпов, О.Р. Стенд для изменения электрохимических параметров технологических сред [Текст] / О.Р. Латыпов и др. // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т.13, № 1. – С. 119-124.
17. Латыпов, О.Р. Расчет устройства для управления электрохимическими параметрами промысловых сред [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.В. Степанов, Д.Е. Бугай // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 52-58.
18. Латыпов, О.Р. Снижение солеотложений в оборудовании нефтепромыслов путем управления электрохимическими параметрами сред [Текст] / О.Р. Латыпов, Р.Ж. Ахияров, Д.Е. Бугай // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 46-51.
19. Латыпов, О.Р. Снижение скорости коррозии нефтегазового оборудования методом поляризации поверхности [Текст] / О.Р. Латыпов, Е.В. Боев, Д.Е. Бугай // Бутлеровские сообщения. – 2015. – Т.43, № 7. – С. 127-134.

УДК 626.276

Особенности анализа данных DTS

Г.Х.Меликов, А.А.Сулейманов, Н.Ф.Маммедли

(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)

Аннотация. В работе проведен анализ некоторых особенностей практического применения технологии DTS.

Установлено, что при замере температуры по технологии DTS наблюдаются шумы, которые отражаются на значениях выходного сигнала, и, соответственно, на представляемом значении температуры.

На основе проведенного анализа показана близость распределения колебаний замеров DTS при остановке скважины к нормальному закону распределения.

Ключевые слова: скважина, профиль температуры, DTS, колебания, распределение.

UDC 626.276

Peculiarities of Distributed Temperature Sensor Measurements

H.Kh.Malikov, A.A.Suleymanov, N.F.Mammadli

(Azerbaijan State Oil and Industry University)

Abstract. The article analyzes some of the features of the practical application of the Distributed Temperature Sensor (DTS) technology.

The small changes in temperature are important for diagnostic purpose. Oscillations in DTS raw data create an additional noise in temperature measurements and make them less reliable.

Key words: well, monitoring, temperature profile, DTS, fluctuation, distribution.

Термометрия, являющаяся одним из методов каротажа скважин [1], позволяет решать целый ряд важных задач диагностики состояния пласта и скважины: определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта; контроль технического состояния скважины; контроль за работой лифтового оборудования и др.

Существенным недостатком в использовании традиционного температурного каротажа для анализа системы пласт-скважина является то, что его проведение связано с вмешательством в нормальную работу скважины, с определенными техническими и технологическими трудностями, материальными и финансовыми затратами и т.д. [2, 3].

Система DTS (распределенного измерения температуры) лишена многих недостатков традиционных методов термометрии и может производить значительное количество термограмм на протяжении эксплуатационного цикла скважины [1]. Такой подход позволяет выявить изменения в работе скважины, быстрее, чем в процессе промысловых геофизических исследований, и, в отличие от промыслового каротажа, DTS не требует вмешательства в нормальную работу скважины. В то же время наличие большого объема данных замеров DTS стимулирует проведение исследований для мониторинга работы скважин [4,5,6], оценки эффективности применения новых технологий [7,8] и др.

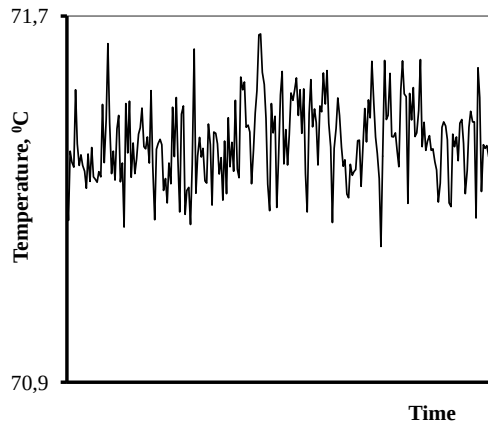


Рис.2. Замеры DTS при работе скважины.

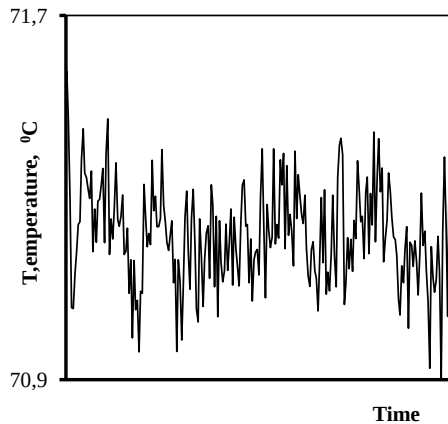


Рис.3. Замеры DTS при остановке скважины.

Технология DTS использует сложное электронное оборудование, которое создает помехи (шумы), которые отражаются на значениях выходного сигнала, и, соответственно, на представляемом значении температуры. Это явление наблюдается при анализе замеров DTS в определенной точке при работе скважины и при ее остановке (рис.1, 2). Как видно из представленных данных, даже при остановке скважины значение температуры, определенное по технологии DTS колеблется. Наиболее ярко это свойство технологии DTS проявляется при сравнении замеров DTS с замерами забойного датчика температуры (рис.3).

Как показал сравнительный анализ замеров DTS при остановке скважины, на разных глубинах наблюдается практически одинаковый характер распределения колебаний, близкий к нормальному закону распределения.

Для численного анализа характера распределения колебаний были применены энтропия и коэффициент Джини [9,10].

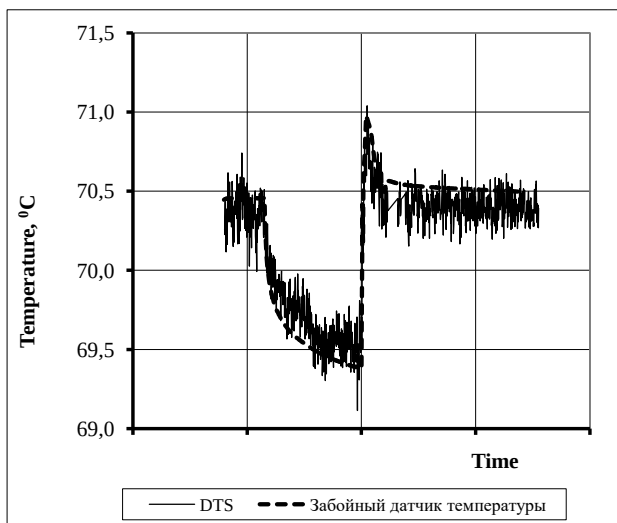


Рис.3. Сравнение замеров DTS и постоянного забойного датчика температуры.

Для анализируемых данных значения энтропии (соответственно 1,87 и 1,89) и значения коэффициента Джини (соответственно 0,193 и 0,187) достаточно близки.

Таким образом, значения энтропии и коэффициента Джини позволяют говорить о близости распределения колебаний замеров DTS при остановке скважины к нормальному закону распределения Гаусса.

Это позволяет для уменьшения влияния шума на показатели температуры применить такой метод фильтрации данных как осреднение.

Применение этого метода требует определения минимального интервала между замерами и минимального числа замеров для получения достоверного среднего значения.

Для этого можно провести сравнительный анализ замеров Permanent Bottom Hole Temperature Gauge с данными DTS на глубине установки забойного датчика температуры.

References

1. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Schlumberger Educational Services, 2009, 65 p.
2. Tabatabaei, M., Tan, X., Hill, A. D., Zhu, D. Well Performance Diagnosis with Temperature Profile Measurements. Society of Petroleum Engineers, 147448-MS, SPE Conference Paper, 2011, 16 p. doi:10.2118/147448-MS.
3. Brown G. Downhole Temperatures from Optical Fiber. Schlumberger Oilfield Review Winter 2008/2009: 20, no. 4, pp. 34-39.
4. Brown G., Algeroy J., Lovell J. et al. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. Schlumberger Oilfield Review Spring 2010: 22, no. 1, pp. 34-41.
5. Fryer, V., ShuXing, D., Otsubo, Y. et al. Monitoring of Real-time Temperature Profiles Across Multi-zone Reservoirs during Production and Shut-in Periods. 92962-MS, SPE Conference Paper, 2005, 6 p.
6. Brown, G.A., Brown, G., Storer, D., McAllister, K. et al. Monitoring Horizontal Producers and Injectors During Cleanup and Production Using Fiber-Optic-Distributed Temperature Measurements. 84379-MS, SPE Conference Paper, 2003, 6 p.
7. Brown, G.A., Kennedy, B., Meling, T. Using Fibre-Optic Distributed Temperature Measurements to Provide Real-Time Reservoir Surveillance Data on Wytch Farm Field Horizontal Ex-

tended-Reach Wells. Society of Petroleum Engineers, 62952-MS, SPE Conference Paper, 2000, 11 p.

8. Jensen, J.L., Lake, L.W., Corbett, P.W.M., and Goggin, D.J. (2000). Statistics for petroleum engineers and geoscientists. Amsterdam: Elsevier.

9. Mirzajanzadeh, A., Aliev, N., Yusifzade, Kh., 1997. Fragments of Offshore Oil and Gas Fields Development. Baku: Elm. – 408 p.

10. Samuelson P., Nordhaus W. Economics. New York: McGraw-Hill Education, 2009. – 744 p.

УДК 622.242.6

Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600

Сулейманов Рустэм Исхакович

Габдрахимов Мавлитзян Сагитьянович

Галимуллин Миниварис Лутфуллинович

Зарипова Лилия Мавлитзяновна

Зайнагалина Ляйсан Зулфаровна

Давыдова Оксана Викторовна

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: В статье рассматривается процесс оптимизации работы бурового насоса НБТ-600 регулированием частоты тока, подаваемого на привод насоса. В результате технического мероприятия обеспечивается эффективная работа насоса, снижается энергопотребление насосного агрегата, повышаются основные параметры работы насоса.

Ключевые слова: насос буровой, привод насоса, частотное регулирование, оптимальный режим, эффективность работы.

UDC 622.242.6

FREQUENCY REGULATION OF DRILLING PUMP NBT-600

Suleimanov Rustem Iskhakovich

Gabdrakhimov Mavlitzyan Sagityanovich

Galimullin Minivaris Lutfullinovich

Zaripova Lilia Mavlitzyanovna

Zainagalina Lyaysan Zulfarovna

Davydova Oksana Viktorovna

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

Abstract: The article deals with the process of optimization of the NBT-600 drilling pump operation by adjusting the frequency of the current supplied to the pump drive. As a result of the technical measures, the pump is efficiently operated, the power consumption of the pump unit is reduced, and the main parameters of the pump operation are increased.

Keywords: drilling pump, pump drive, frequency control, optimum mode, efficiency.

При сооружении скважин основными факторами технологического режима, определяющими производительность бурения, являются осевая нагрузка на забой, частота вращения снаряда и режим промывки, который существенно зависит от совершенства буровых насосов [1-3].

С накоплением отдельных научных результатов в настоящее время становится все более очевидной необходимость разработки его теории как совокупности научных представлений о закономерностях гидравлического действия и изнашивания, одновременно протекающих в поршневом буровом насосе при его работе и определяющих в основном эксплуатационные качества насосов [4-5].

Одним из распространенных буровых насосов является НБТ-600, который комплектуется в буровых установках 3-6 классов. Насос буровой НБТ-600 является трехпоршневым одинарного действия. Комплектуется рядом пар цилиндровая втулка-поршень диаметрами

120, 130, 140, 150, 160, 170, 180 мм. Частота двойных ходов - 140 в минуту, идеальная подача варьируется от $19,8 \cdot 10^{-3}$ до $44,5 \cdot 10^{-3}$ м³/с, предельное давления изменяется от 11,1 до 25 МПа, длина хода штока – 250 мм.

Подача бурового насоса НБТ-600 определяются по формуле:

$$Q = \frac{z \cdot \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) \cdot S \cdot n}{60}, \quad (1)$$

где z – число цилиндров, $z = 3$; n – количество двойных ходов штока, $n = 140 \text{ мин}^{-1}$, D – диаметр поршня; S – длина хода штока, $S = 0,25$ м; КПД бурового насоса НБТ-600 в среднем составляет 0,82.

Давление нагнетания бурового насоса определяется по формуле:

$$P = \frac{N_{\text{пр}} \cdot \eta}{Q}, \quad (2)$$

где $N_{\text{пр}}$ – гидравлическая мощность насоса, Вт; η - КПД насоса; Q – производительность насоса, м³/с [6].

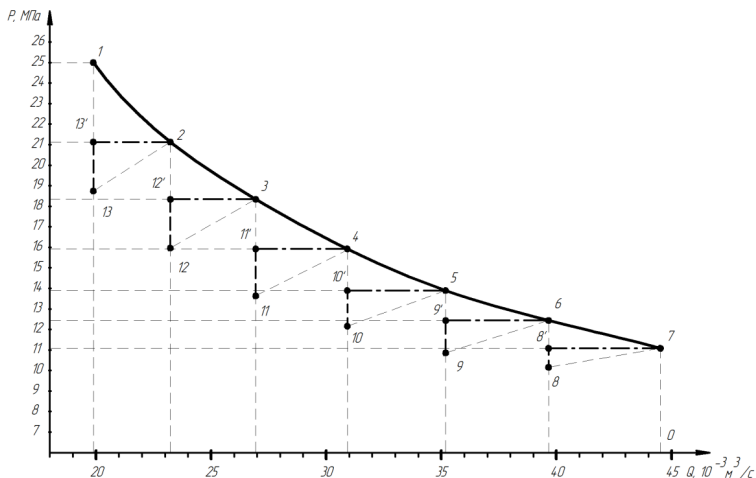
Таблица 1 – Характеристика бурового насоса НБТ-600

№	Диаметр поршня, мм	Производительность насоса, м ³ /с	Давление нагнетания насоса, МПа
1	120	0,0198	25,0
2	130	0,0232	21,2
3	140	0,0269	18,3
4	150	0,0309	15,9
5	160	0,0352	13,9
6	170	0,0397	12,4
7	180	0,0445	11,1

При нерегулируемом приводе режим постоянной мощности обеспечивается применением пары «цилиндровая втулка – поршень» различных диаметров, который характеризуется зависимостью производительности бурового насоса Q , давления нагнетания P и диаметра поршня D .

Позиции 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1 (рисунок 1) определяются предельное давление, допустимое из условия прочности деталей насосами приведем разных диаметрах поршней, или обеспечивают максимальную реализацию приводной мощности. Процесс бурения начинается с позиции 0 при давлении нагнетания $p < p_7$ поршнем диаметром D_7 . Бурение скважины с поршнем диаметром D_7 осуществлять выше позиции 7 нельзя, при этом привод насоса будет перегружен, а давление нагнетания будет выше допустимого, в связи с чем в позиции 7 производится замена поршня диаметром d_7 на поршень диаметром D_6 , в результате подача насоса понизится скачком до давления, соответствующего позиции 8, а также уменьшится давление насоса пропорционально квадрату подачи. Последующее бурение с поршнем D_6 в результате проходки скважины давлением достигнет до p_6 (предельнодопустимой величины), при которой требуется замена поршня диаметром D_6 на поршень диаметром D_5 и т. д. При нерегулируемом приводе и смене поршней процесс бурения будет осуществлен под вертикальным отрезкам 0-7, 8-6, 9-5, 10-4, 11-3, 12-2, 13-1 (рисунок 1), в результате можно

приблизиться к равенству $P \times Q = \text{const}$, но при этом приводная мощность будет реализована не полностью [7-10].



--- регулируемый привод (0-7-8'; 6-9'; 5-10'; 4-11';

3-12'; 2-13'; 1)

— — — — — нерегулируемый привод (0-7; 8-6; 9-5; 10-4; 11-5;

12-2; 13-1)

Q – производительность насоса, P – давление нагнетания насоса

Рисунок 1 – Характеристика бурового насоса НБТ-600

При регулируемом приводе можно сохранить равенство $P \times Q = \text{const}$ при равных условиях путем увеличения давления нагнетания снижением частоты оборотов привода, но при этом уменьшится объемный КПД насоса, и как следствие подача [11-12].

Режим работы регулируемого привода насосов следующий. Бурение скважины началось с позиции 0 (рисунок 1). При увеличении проходки давление повышается и достигает значения p_7 (позиция 7). При регулируемом приводе смена поршня при давлении p_7 не требуется, потому что производим снижение числа оборотов привода при номинальном моменте на валу с помощью частотного регулирования. В результате будет уменьшена подача насоса, при этом давление нагнетания останется постоянным, соответствующее допустимому для установленного поршня. Данный процесс будет осуществлен до позиции 8'. Последующее уменьшения частоты вращения неэффективно, снижается подача насоса, требуется замена поршня с диаметром D_7 на диаметр D_6 . При новом режиме частота привода доводится до номинальной, а при увеличении проходки давление нагнетания увеличится до P_6 (позиция 6), что является предельным для поршня диаметром D_6 . Дальнейшее снижение частоты вращения привода обеспечит переход режима с позиции 6 на позицию 9', после чего производится смена поршня на диаметр D_5 и т.д. В результате такого мероприятия давление нагнетания и подача насоса будут изменяться по следующей последовательности: 0-7-8'-6-9'-5-10'-4-11'-3-12'-2-13'-1 [13-16].

Общие потери давления нагнетания (рисунок 1) при сравнении нерегулируемого и регулируемого приводов составит

$$\Delta P = \Delta P_{8-8'} + \Delta P_{9-9'} + \Delta P_{10-10'} + \Delta P_{11-11'} + \Delta P_{12-12'} + \Delta P_{13-13'} = 0,95 + 1,61 + 1,79 + 2,29 + 2,44 + 2,48 = 11,56 \text{ МПа.}$$

Полная реализация мощности бурового насоса при регулируемом приводе обеспечивает поддержание номинальной подачи насоса при всем цикле строительства буровой скважины [17-20].

Список использованных источников

1. Буровые насосы с регулируемой подачей [Текст] / С.В. Ловчев, В.И. Рошупкин, С.Л. Залкин и др. – М.: Недра, 1977. – 270 с.
2. Аваков, В.А. Расчеты бурового оборудования [Текст] / В.А. Аваков. – М.: Недра, 1973. – 400 с.
3. Тынчеров, К.Т. Автоматизация производственных процессов в бурении [Текст]: учебное пособие / К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 201 с.
4. Хабибуллин, М.Я. Расчет нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 98 с.
5. Ходикова, Е.И. Технологии и инновации в нефтяной промышленности [Текст] / Е.И. Ходикова, К.Т. Тынчеров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред.кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.390-395.
6. Арсланов, И.Г. Расчеты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.
7. Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // 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. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.
8. Петров, В.А. Частотно-регулируемый привод для центробежных секционных насосов [Текст] / В.А. Петров, А.А. Пугачев, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркан, 2015. – Т.2. – С.107-110.
9. Пугачев, А.А. Частотный преобразователь для асинхронного электродвигателя [Текст] / А.А. Пугачев, В.А. Петров // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2 –х т./ отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.2. – С.44-46.
10. Миннивалеев, Т.Н. Буровой насос как источник интенсивных колебательных процессов [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркан, 2015. – Т.2. – С.76-81.
11. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. - № 11. – С.26-29.
12. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промысловой жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. - № 6 (45). – С.14-16.
13. Хабибуллин, М.Я. Оптимизация бурового насоса 8Т-650-01 [Текст] / М.Я. Хабибуллин, А.А. Шарифуллин // 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. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С.130-134.
14. Абдюкова, Р.Я. Виброизоляция седла клапана бурового насоса [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. - № 5. – С. 243-253.- Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.

15. Абдюкова, Р.Я. Расчет геометрических размеров клапана бурового насоса и определение высоты подъема тарели [Текст] / Р.Я. Абдюкова, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015.- № 5. – С.15-18.

16. Абдюкова, Р.Я. Влияние величины модуля Юнга эластичного элемента на снижение частоты усилий, передающих на корпус бурового насоса при посадке тарели на седло клапана [Текст] / Р.Я. Абдюкова, М.Я. Хабибуллин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014.- № 9. – С.21-28.

17. Бадыхина, А.Н. Насос УНБТ-950 с усовершенствованным кривошипным механизмом [Текст] / А.Н. Бадыхина, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 29-33.

18. Мурсалимов, А.А. Насос НКВ 360/200 с усовершенствованным подшипниковым уплотнительным блоком [Текст] / А.А. Мурсалимов, Л.З. Зайнагилина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С.220-223.

19. Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / А.К. Зарипов, М.С. Габрахимов, Р.Г. Хабибуллина, Р.И. Сулейманов // Нефтегазовое дело. – 2014. - № 12-4. – С.35.-39.

20. Частотное регулирование приводов центробежных секционных насосов, применяемых в системе поддержания пластового давления [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Я. Хабибуллин, Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т.2. - № 11. – С.161-164.

УДК 622.276.5

Повышение эффективности работы гидораспределителя гидропривода ШГН

Сулейманов Рустэм Исхакович

Хабибуллин Марат Яхиевич

Петров Вениамин Алексеевич

Давыдов Александр Юрьевич

Давыдова Оксана Викторовна

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В статье рассматривается гидравлический привод штангового глубинного насоса. Приведен анализ работы гидропривода. Предложено техническое мероприятия для эффективности работы гидораспределителя, предназначенного для перенаправления потоков жидкостей, циркулирующих в гидроприводе ШГН.

Ключевые слова: установка штангового глубинного насоса, гидропривод, гидораспределитель, золотник, гидроудар.

UDC 622.276.5

Improving effectiveness of work of the distributive valve of the fluid drive of the sucker-rod PUMP

Suleimanov Rustem Iskhakovich

Khabibullin Marat Yakhievich

Petrov Veniamin Alekseevich

Davydov Alexander Yurievich

Davydova Oksana Viktorovna

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

Abstract: The article deals with the hydraulic drive of a rod deep-well pump. The analysis of hydraulic drive operation is given. A technical measure is suggested for the efficiency of the hydraulic distributor, designed to redirect the flow of fluids circulating in the hydraulic drive of the sucker-rod pump.

Key words: installation of a rod deep pump, hydraulic drive, hydraulic distributor, spool, hydraulic shock.

Гидропривод ШГН лишен таких недостатков, имеющие установки скважинного штангового насоса, а именно: 1) необходимость обустройства громоздкого фундамента на трубах или сваях; 2) большие вращающиеся массы создают потенциальную опасность травмирования обслуживающего персонала; 3) постоянно рвущиеся приводные ремни, заклинивающие редукторы и подшипники, 4) истирающаяся или обрывающаяся канатная подвеска, 5) разбалансировка противовесов кривошипа и т.д. [1-2]. При выборе правильного производителя оборудования, существенно возрастает надежность и безотказность работы привода, уменьшается количество простоев по техническим причинам, а технологи ЦДНГ получают уникальную возможность контролировать работу привода скважины и плавно изменять режим работы в режиме реального времени. Такому гидроприводу не страшны отказы погружного оборудования: при подклинке погружного оборудования, благодаря системе безопасности никогда не произойдет разрушения колонны штанг, для восстановления работы насоса, автоматически включится режим "расхаживания", а при невозможности устранения подклинки, контроллер привода своевременно сообщит об этом в диспетчерскую [3-6].

Анализ работы гидравлических распределителей золотникового типа показал:

1) вероятность возможности образования гидроударов в момент перекрытия каналов гидрораспределителя, который длится по времени сравнительно мало, что способствует слишком быстрой остановки потока жидкости, которая может привести к образованию гидроудара [7-9];

2) высокое потребление энергии, при базовой конструкции золотника энергопотребление гидропривода составляет 12...13 кВт, традиционный станок – качалка потребляет 9,7...9,9 кВт, превышение в среднем на 27,4 %, это связано с наличием искусственного сопротивления в гидрораспределителе, которое необходимо для создания подпорного давления (0,7 МПа) для обеспечения давления управления, что приводит к дополнительным энергетическим потерям порядка 20 – 24 кВт/сут [10-12].

При движении золотника в гидрораспределителе поток жидкости устремляется в исполнительный механизм (гидроцилиндр), поршень которого сразу передает наибольшую скорость.

При движении золотника в положение «нейтраль» поток жидкости в гидроцилиндр перекрывается мгновенно. Таким образом при остановке и в начале движения исполнительного механизма появляются гидроудары, колоссальные перепады давления, отрицательно сказывающие на всю работу гидравлической системы. Для избежания этих негативных явлений предлагается конструкция золотника с высокоточными прорезями или поясками, которые выполняют роль дросселей [13-15].

Золотник перемещается за счет действия силовой жидкости, в результате такого движения площадь рабочих каналов изменяется пропорционально между расточками в корпусе и прорезями золотника, обеспечивая тем самым управление расходом жидкости.

При перемещении золотника из положения «нейтраль» в положение открытия площадь рабочих окон на нагнетательной и сливной линиях повышается, а в параллельноидущей линии снижается. Регулирование движение жидкости таким образом экономически целесообразно при сравнении с дроссельным управлением, использующим предохранительный клапан. Это обеспечивается тем, что часть жидкости, циркулирующей в системе, которая поступает на сливной канал через дроссель в параллельноидущей линии, преобразует в теплую энергию гораздо меньшее количество энергии жидкости, чем при движении через предохранительный клапан. В результате такого регулирования создается необходимое движение гидродвигателя, при котором исключаются гидроудары [16-18].

Геометрические параметры высокоточных каналов золотника влияют на характеристику регулировки гидрораспределителя, и соответственно на закономерность изменения скорости в гидроцилиндре [19].

Расход и перепад давления повышается после прохождения зоны нечувствительности золотника, равной 1,3 мм. Эта конструкция требуется для предотвращения перетока жидкости в гидравлический двигатель при расположении золотника в позиции «нейтраль».

Величина расхода жидкости меняется пропорционально от расположения золотника, на это влияет величина расхода, проходящего в гидравлический двигатель, которое меняет его давление.

При достижении золотника крайнего положения в рабочей позиции (6 мм), перепад давления на гидрораспределителе повысится до номинального показателя (0,9 МПа), расход увеличится до наибольшего (20 $\text{дм}^3/\text{мин}$) [20].

Описанное усовершенствование золотника снижает риск разрушения корпусных деталей гидрораспределителя вследствие возникающих гидравлических ударов, повышает межремонтный период на 32...38%, а также способствует уменьшению энергопотребления гидрпривода на 6,4%, что составляет в среднем 9,5 кВт.

Список использованных источников

1. Аливердизаде, К.С. Приводы штангового глубинного насоса [Текст] / К.С. Аливердизаде. – М.: Недра, 1973. – 192 с.
2. Нефтепромысловое оборудование [Текст]: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
3. Исследование нарушения формы зоны термического влияния, вызванного отклонением от режимов электродуговой сварки, на прочность сварного соединения [Текст] / Н.О. Ковалев, Л.З. Зайнагилина, Р.Р. Степанова, Д.И. Сидоркин, Л.В. Петрова // Успехи современной науки. – 2016. - Т.3. - № 4. – С.31-35.
4. Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / А.К. Зарипов, М.С. Габдрахимов, Р.Г. Хабибуллина, Р.И. Сулейманов // Нефтегазовое дело. – 2014. - № 12-4. – С.35-39.
5. Совершенствование конструкции устьевого герметизатора штанговых насосных установок [Текст] / Р.Ф. Булгаков, Ю.Г. Матвеев, Р.Г. Хабибуллина, М.С. Габдрахимов // Нефтепромысловое дело. – 2014. - № 7. – С.49-53.
6. Галимуллин, М.Л. Процесс газового азотирования деталей, конструкционных и легированных сталей при капитальном ремонте скважинных штанговых насосов, запорной арматуры и деталей буровых насосов [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.Г. Хабибуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов в 3-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.].- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.152-158.
7. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. - № 3. – С.26-30.
8. Анализ отказов элементов глубинного штангового насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, С.С. Орешков, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С.30-34.
9. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Зарипова Л.М., А.Ю.Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. - № 4. – С. 21-24.
10. Камалеева, А.Ф. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] / А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова, Л.З. Зайнагилина // Успехи современной науки. – 2016.- Т.4. - № 8. – С.65-67.
11. Расчет предполагаемой экономической эффективности при использовании телеметрической системы на Тайлаковском месторождении [Текст] / А.Ф. Камалеева, Л.В. Пет-

рова, Р.Р. Степанова, Л.З. Зайнагилина // Успехи современной науки. – 2016. - Т.4. - № 8. – С.27-30.

12. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. - № 11. – С.26-29.

13. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промысловой жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. - № 6 (45). – С.14-16.

14. Опыт применения антивибрационной компоновки для бурения скважин [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, М.Я. Хабибуллин, М.Л. Галимуллин, Л.М. Зарипова // Успехи современной науки. – 2016. – Т.2. - № 10. – С.83-88.

15. Абдюкова, Р.Я. Определение размеров клапанов [Текст] / Р.Я. Абдюкова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин - Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. - С.288-290.

16. Ходикова, Е.И. Технологии и инновации в нефтяной промышленности [Текст] / Е.И. Ходикова, К.Т. Тынчеров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред.кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.390-395.

17. Латыпов, Б.М. Способы добычи высоковязкой и битумной нефти [Текст] / Б.М. Латыпов, Д.И. Сидоркин // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: материалы конф. – Кн.1 / редкол.: Ю.Г. Матвеев и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. - С.128

18. Абдюкова, Р.Я. Виброизоляция седла клапана бурового насоса [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. - № 5. – С. 243-253.- Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.

19. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. - № 4. – С. 22-27.

20. Птицын, Г.В. Установление стандартизированного типового режима работы привода с переменной нагрузкой [Текст] / Г.В. Птицын, Д.И. Сидоркин // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: Сборник научных трудов V-й Всероссийской научно-технической конференции / ред. Б.И. Кудрин, Б.В. Лукутин, А.С. Сайгаш (г.Томск, 17-18 мая 2012 г). – Томск: Изд-во Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2012. – С.148-149.

УДК 665.622.2

Совершенствование конструкции скруббера сепаратора-пробкоуловителя

Сулейманов Рустэм Исакович

Петров Вениамин Алексеевич

Хабибуллин Марат Яхиевич

Хабибуллина Рауза Габдулловна

Сидоркин Дмитрий Иванович

Абдюкова Рима Явдатовна

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: Повышение эффективности и надежности сепарационного оборудования является одной из самой главной задачей по улучшению качества получаемых конечных продуктов, уменьшению энергопотребления, габаритов и массы технологического оборудования. В статье рассматривается сепаратор-пробкоулавитель с измененной конструкцией скруббера.

Ключевые слова: сепаратор, пробкоуловитель, узел входа продукта, скруббер, коэффициент уноса

UDC 665.622.2

Improving the scrubber of separator slug catcher

Suleimanov Rustem Iskhakovich

Petrov Veniamin Alekseevich

Khabibullin Marat Yakhievich

Khabibullina Rauza Gabdullovna

Sidorkin Dmitry Ivanovich

Abdyukova Rima Yavdatovna

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

Abstract: Increase of efficiency and reliability of separation equipment is one of the most important task to improve the quality of final products, reduce energy consumption, size and weight of technological equipment. In the article, a separator-sampler with a modified design of a scrubber is considered.

Keywords: separator, slug catcher, product entry unit, scrubber, fly ash ratio.

В процессе извлечения скважинной продукции и дальнейшей ее транспортировки по системе сбора и подготовки осуществляется с течением времени понижение давления и последующий выход газа из нефти. Количество газовой фазы при понижении давления в этой системе повышается и в итоге превышает в несколько десятков раз жидкостной объем, что приводит к нецелесообразности их совместного хранения и сбор при низких давлениях. Наличие больших скоплений газа в виде пробок в трубопроводах системы сбора отрицательно отражается на производительность всей системы [1-3].

Отделение газовой фазы от нефти осуществляется под действием сил инерции и гравитации, а также за счет селективной смачиваемости нефти. Инерционное отделение возникает при крутых поворотах газожидкостного потока. Таким образом, жидкость, являющаяся более инерционной, движется по прямой траектории, а газовая фаза изменяет направление своего движения. В итоге совершается их разделение. На этом принципе построена Работа узла ввода продукции сепаратора-пробкоуловителя, совершаемая подачей газожидкостной смеси в скруббер, в котором эта жидкость перенаправляется к внутренней полости, далее движется вниз в емкость сепаратора-пробкоуловителя, а газовая фаза устремляется по центру скруббера [4-6].

Проведенный анализ работы сепаратора-пробкоуловителя показал следующие недостатки [7-9]:

- 1) отвод отделившейся жидкости турбулентным поднимающимся потоком отделенного газа с осевого диска, расположенного сверху, что уменьшает эффективность отделения.
- 2) нерезультативное сепарирование газожидкостной смеси на жидкую и газовую фазы.

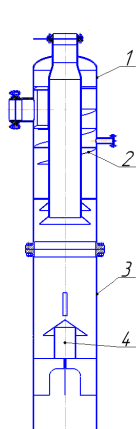
Для устранения выявленных недостатков предлагается изменить конструкцию скруббера сепаратора пробкоуловителя. Скруббер предназначен для сепарации жидкой фазы от газовой и для защиты оборудования ниже по потоку, и удаления из механических примесей из жидкостного потока. В результате технического мероприятия перепад давления через сепаратор уменьшится вдвое при поддержании той же степени сепарации [10-13].

Лопастей оптимизированной геометрической формы скруббера приводят поток объемной фазы во вращение. Центробежная сила, возникающая при этом, направляет капли жидкости и механические примеси к стенкам аппарата, образуя пленку жидкости, движущуюся вниз циклона. Газ покидает циклон через центральный заборник для вывода газа. Перегородки внизу циклона останавливают вращение жидкости и вторичный унос жидкости потоком газа, что обеспечивает эффективное разделение фаз. Данная конструкция относится к циклонному типу [14-15].

Скруббер циклонного типа обладает следующими преимуществами при анализе с традиционными: 1) малые размеры и вес благодаря высоким значениям допустимой нагрузки по газу: до $K = 0,9$ м/с; 2) высокая нагрузка по жидкости, до 10% об.; 3) простота обслуживания - отсутствие вращающихся частей, каналов и переточных труб малого диаметра [16-18].

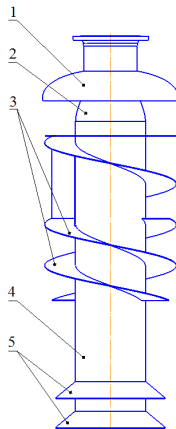
Достоинства усовершенствованного скруббера: 1) малые размеры и вес аппаратов, благодаря высокому значению допустимой нагрузки по газу; 2) простота обслуживания: отсутствие каналов и переточных труб малого диаметра, способных засориться; 3) превосходная работа со снарядным режимом потока; 4) большой рабочий диапазон.

Преимущества усовершенствованного скруббера: 1) позволяет снять ограничения, связанные с незначительными габаритами сепарационных аппаратов; 2) не подвержены засорению; 3) превосходная работа со снарядным режимом потока; 4) малые размер и вес, что особенно важно при использовании на морских установках; 5) не требует регулярного обслуживания; 6) быстрая окупаемость за счет увеличения пропускной способности системы [19-20].



1-скруббер; 2-завихритель;
3-хвостовик; 4-отбойник

Рисунок 1 - Узел входа продукции



1-эллипсоидный отбойник; 2-патрубок;
завихритель; 4-труба; 5-конический пояс

Рисунок 2 - Скруббер

В результате технического мероприятия получено следующее:

- 1) изменение конструкции скруббера позволило снизить перепад давления в сепараторе на 50%;
- 2) расчеты показали, что, несмотря на изменение геометрических характеристик сепаратора, степень эффективности сепарации не изменилась.

Список использованных источников

1. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник [Текст] / Ю.Д. Земенков, Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров, С.М. Дудин. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 160 с.
2. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды [Текст] / Г.С. Лутошкин. – М.: Недра, 1977. – 192 с.
3. Тронов, В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти [Текст] / В.П. Тронов. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.
4. Петров, В.А. Расчеты оборудования системы сбора продукции скважин [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 58 с.
5. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст] / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

6. Петров, В.А. Установка для сепарации скважинной продукции типа КДФТ с усовершенствованным осадителем [Текст] / В.А. Петров, В.И. Баранкова, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. – С.398-402.

7. Арсланов, И.Г. Расчеты в теоретической и прикладной механике [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

8. Иванов, П.Г. Усовершенствование сепаратора нефтяной замерной установки [Текст] / П.Г. Иванов, М.Я. Хабибуллин // Сборник научных трудов 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.2. – С.35-40.

9. Давыдов, А.Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 [Текст] / А.Ю. Давыдов, Г.Р. Низаева // 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. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С.33-35.

10. Ахиярова, Л.У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков [Текст] / Л.У. Ахиярова, А.Ю. Давыдов // Материалы 40-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.8-11.

11. Жексенаев, Л.Р. АГЗУ АМ 40-8-400 с преобразователем расхода ЭРВИП [Текст] / Л.Р. Жексенаев, А.Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С.178-180.

12. Мошкин, А.Л. Усовершенствование массообменной секции абсорбера [Текст] / А.Л. Мошкин, Р.Г. Хабибуллин Р.Г. // Материалы 40-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.95-100.

13. Петров, В.А. Применение полочного осадителя при сепарации в установках типа КДФТ [Текст] / В.А. Петров, В.И. Баранкова, Л.В. Петрова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.2. – С.105-110.

14. Гайфуллин, Ф.И. Насос вставной НВ1Б со шнековым фильтром для месторождений с большим содержанием механических примесей [Текст] / Ф.И. Гайфуллин, Л.М. Зарипова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С.160-164.

15. Петров, В.А. Сепаратор нефтегазовый с усовершенствованием контактных насадок [Текст] / В.А. Петров, Т.В. Гафуров, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. – С.91-97.

16. Петров, В.А. Использование концевых делителей фаз на нефтепромысловых площадках дожимных насосных станций [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, В.В. Петров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.196-201.

17. Набиуллин, Р.Р. Технологический блок установки Спутник АМ 40-8-400 КМ с усовершенствованным гидроциклоном [Текст] / Р.Р. Набиуллин, М.Я. Хабибуллин // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С.224-228.

18. Габдрахманов, Н.Х. Технологии определения газового фактора нефти на скважинах передвижными установками [Текст] / Н.Х. Габдрахманов, О.В. Давыдова, К.Е. Кордик //

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. - № 4. – С. 63-68.

19. Давыдова, О.В. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [Текст] / О.В. Давыдова, Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов, А.Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. - № 11.2 (47). – С. 197-224.

20. Габдрахманов, Н.Х. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов [Текст] / Н.Х. Габдрахманов, О.В. Давыдова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. - № 4. – С. 59-62.

УДК 622.276.5

Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС

Сулейманов Рустэм Исхакович

Галимуллин Минварис Лутфуллинвич

Габдрахимов Мавлитзян Сагитьянович

Зарипова Лилия Мавлитзяновна

Сидоркин Дмитрий Иванович

Абдюкова Рима Явдатовна

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В статье рассматривается насосный агрегат ЦНС, предназначенный для закачки жидкости в пласт для поддержания пластового давления. Обосновывается применение воздушного охлаждения маслосистемы опорных узлов насоса, в результате этого сокращаются материально- энергетические затраты, уменьшается время ремонта системы охлаждения.

Ключевые слова: блочная кустовая насосная станция, насос центробежный секционный, маслоохладитель, воздушное охлаждение, вентилятор

UDC 622.276.5

Improvement of the cooling system of unit pump CSP

Suleimanov Rustem Iskhakovich

Galimullin Minvaris Lutfullinovich

Gabdrakhimov Mavlitzyan Sagityanovich

Zaripova Lilia Mavlitzyanovna

Sidorkin Dmitry Ivanovich

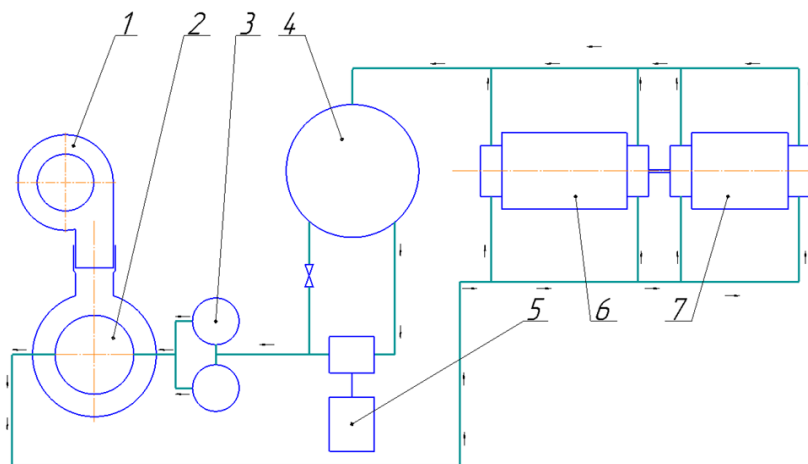
Abdyukova Rima Yavdatovna

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

Abstract: The article deals with the pump unit of the CNS, intended for pumping fluid into the reservoir to maintain reservoir pressure. The application of air cooling of the oil system of pump support units is justified, as a result of this, material and energy costs are reduced, and the repair time of the cooling system is reduced.

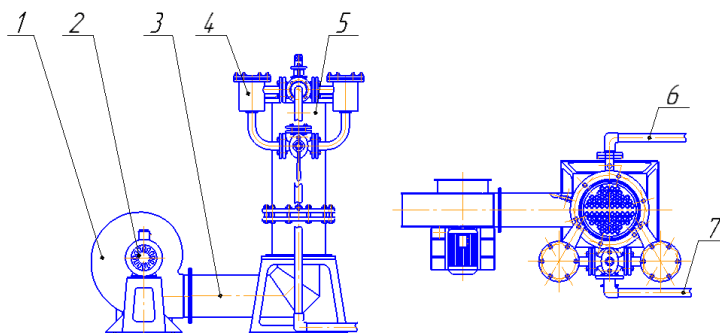
Keywords: water injection station, centrifugal sectional pump, oil cooler, air cooling, fan.

Наиболее эффективные мероприятия, обеспечивающие максимальные коэффициенты нефтеотдачи при извлечениях нефти и газа из недр является поддержание пластовой давления, вводимого искусственно путем нагнетания воды в нефтеносный пласт. С этой целью успешно применяются блочные кустовые насосные станции, в состав которых входят насосные агрегаты ЦНС [1-5].



1- вентилятор; 2 – маслоохладитель; 3 – масляный фильтр; 4 – масляный бак; 5 – масляный насос; 6 – насос ЦНС; 7 – привод насоса ЦНС

Рисунок 1 - Насосный агрегат ЦНС с воздушным охлаждением маслосистемы



1- вентилятор; 2 – привод вентилятора; 3 – воздухопровод; 4 – фильтр масляный; 5 – маслоохладитель; 6 – маслопровод (выход); 7 – маслопровод (вход)

Рисунок 2 - Система воздушного охлаждения маслосистемы насосного агрегата

Для обеспечения нормальной работы насоса в конструкции имеется масляная система для смазки опор вала насоса. При замкнутой циркуляции масло имеет значительный нагрев, что неблагоприятно сказывается на всю систему в целом. Для снижения температуры в маслосистеме используется жидкостная система охлаждения масла. Для смазки подшипников насоса ЦНС применяется кольцевая система смазки. Чугунные кольца, вращаются вместе с валом, захватывают масло из картера подшипника (объем картера 1,5-2 литра). Масло в картере охлаждается через маслоохладитель, который в свою очередь охлаждается пресной водой, установленный на территории БКНС, затем вновь поступает в общий маслобак. Практика показывает, что при обслуживании этой системы предприятие несет значительные эксплуатационные затраты [6-9].

Техническое мероприятие направлено на замену жидкостной системы охлаждения масла на воздушную систему, которая имеет ряд преимуществ, а именно: снижение мате-

риалоемкости, энергопотребления, занимаемой площади, лучшую монтажеспособность, повышение ресурса насоса [10-15].

Совершенствование заключается в замене обычную систему охлаждения системы смазки (подшипникового узла) пресной водой на воздушную систему охлаждения. Для этого демонтировать гидравлическую трубопроводную коммуникацию, вместо неё установить промышленный центробежный вентилятор, систему воздухопроводов, изменить входные элементы маслоохладителя [16-20].

Данное предложение позволяет:

- 1) отказаться от использования пресной воды;
- 2) не завозить на БКНС большое количество пресной воды, так как предложенная мною система охлаждения работает с помощью радиатора и вентилятора .
- 3) избежать частых заявок на транспорт для доставки и утилизации пресной воды, так как в данный момент в связи с реструктуризации НГДУ данные заявки обслуживают сторонние сервисные организации.
- 4) тепло выделяемое при охлаждении масла можно перенаправить для отопления БКНС в зимний период эксплуатации, а в летнее время направлять в атмосферу.

Список использованных источников

1. Волохова, В.С. Усовершенствование расположения подшипниковых узлов насоса ЦНС 240-1405 [Текст] / В.С. Волохова, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 151-154.
2. Сулейманов, Р.И. Электрохимическая защита подземных коммуникаций нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, В.Л. Мазлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 144-148.
3. Модернизация центробежного насоса типа ЦНС 38-220 с установкой подшипников на основе карбида кремния [Текст] / В.А. Петров, С.Н. Фалелюхин, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 117-122.
4. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. - № 3. – С.16-21.
5. Частотное регулирование приводов центробежных секционных насосов, применяемых в системе поддержания пластового давления [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Я. Хабибуллин, Л.М. Зарипова, М.Л. Галимуллин // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т.2. - № 11. – С.161-164.
5. Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // 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. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.
6. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. - № 5. – С. 109-113.
7. Частотное регулирование приводов центробежных секционных насосов, применяемых в системе поддержания пластового давления [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Я. Хабибул-

лин, Л.М. Зарипова, М.Л. Галимуллин // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т.2. - № 11. – С. 161-164.

8. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. - № 2. – С. 14-16.

9. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. К.Т.Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014.- Т. 1. – С. 392-397.

10. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности закачки жидкости в нагнетательные скважины [Текст] / М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. - С. 161-167.

11. Габдрахманов, Н.Х. Технологии определения газового фактора нефти на скважинах передвижными установками [Текст] / Н.Х. Габдрахманов, О.В. Давыдова, К.Е. Кордик // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. - № 4. – С. 63-68.

12. Результаты исследования газового фактора нефти на месторождениях ООО «ЛЮ-КОЙЛ-Западная Сибирь» [Текст] / О.В. Давыдова, Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов, А.Н. Немков // В мире научных открытий. – 2013. - № 11.2 (47). – С. 197-224.

13. Габдрахманов, Н.Х. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов [Текст] / Н.Х. Габдрахманов, О.В. Давыдова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. - № 4. – С. 59-62.

14. Исследование нарушения формы зоны термического влияния, вызванного отклонением от режимов электродуговой сварки, на прочность сварного соединения [Текст] / Н.О. Ковалев, Л.З. Зайнаглина, Р.Р. Степанова, Д.И. Сидоркин, Л.В. Петрова // Успехи современной науки. – 2016.- Т.3. - № 4. – С.31-35.

15. Камалеева, А.Ф. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] / А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова, Л.З. Зайнаглина // Успехи современной науки. – 2016.- Т.4. - № 8. – С.65-67.

16. Расчет предполагаемой экономической эффективности при использовании телеметрической системы на Тайлаковском месторождении [Текст] / А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова, Р.Р. Степанова, Л.З. Зайнаглина // Успехи современной науки. – 2016.- Т.4. - № 8. – С.27-30.

17. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройств для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. - № 3. – С. 16-21.

18. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне [Текст] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.М. Зиятдинов, А.Ю. Давыдов, В.О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - № 1-2. – С.75.

19. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. - № 11. – С.26-29.

20. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. - № 6 (45). – С.14-16.

Предупреждение и ликвидация прихватов колонн при бурении скважин на Приобском месторождении

А.А. Суркаев (БГБсЗ – 13-12),

Л.М. Зарипова (к.т.н., доцент),

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском)

Аннотация. Применение эффективных методов предупреждения и ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн является одной из актуальных задач. В статье предложены возможные мероприятия по их профилактике и ликвидации при строительстве скважин.

Ключевые слова: бурение, прихват, сальникообразование, смазочная добавка, жидкостная ванна, гидравлический ударный механизм

UDC 622.24.062

Columns sticking prevention and elimination at the Priobskoye field wells drilling

A.A. Surkaev (BGBSE-13-12),

L.M. Zaripova (candidate of engineering sciences, docent),

(Oktaybrsky branch of FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Effective methods of columns sticking prevention and elimination is one of the urgent tasks. The paper proposes possible measures for their prevention and elimination in the construction of wells

Key words : drilling, sticking , gland packing, lubricant additive, liquid bath, hydraulic impact mechanism.

Бурение скважин на Приобском месторождении в интервале 700-1800 м осложнено геологическими условиями. Наличие мощных пластов высококоллоидальных легко диспергирующихся глинистых минералов обуславливает технологические особенности, связанные с интенсивным повышением глинистой фазы в промывочной жидкости, а также обуславливает появление затяжек и прихватов. По промысловым данным, на месторождениях Среднего Приобья число прихватов может составлять до 48...50 % от общего числа аварий при бурении скважин, а затраты времени на их ликвидацию — до 40 %. [1,11,12,13]. Анализ данных с Приобского месторождения по причинам возникновения прихватов и мерам по их ликвидации показал, что основными причинами их возникновения является нарушение исполнителями работ технического регламента, отсутствие контроля со стороны ИТР над производством работ буровой бригадой.

Частота возникновения прихватов и время на их ликвидацию возрастают по мере увеличения глубин бурения, усложнения геологических условий проводки скважин и обусловлены взаимодействием колонн, приборов со стенками необсаженных скважин, соотношением адгезионной и когезионной связей в контакте «труба-фильтрационная корка» [2,3] и другими причинами.

В реальности, взаимодействие различных факторов и процессов не приводит к возникновению прихвата только определенного вида. Используя конкретную характеристику признаков и учитывая классификацию прихватов, можно с большой достоверностью диагностировать разновидность прихвата. Для определения границ прихвата используют прихватоопределитель, который представляет собой электромагнит цилиндрической формы, позволяющий ставить магнитные метки на стальной бурильной колонне после подачи тока в прихватоопределитель и считывать эти метки, которые фиксируют на ленте самописца, расположенного в каротажной станции.

Профилактика прихватов и, в частности, предшествующих им осложнений в виде как затяжек, посадок бурильного инструмента, обязательно предполагает регулирование свойств промывочных жидкостей и ввод смазочных добавок, как правило, имеющие многофункциональное действие [4,5,6,7,8, 9 и др].

С целью ликвидации дифференциальных прихватов можно применять ОГИС (а также и ПГИС) для временного понижения гидростатического давления в скважине, различные инструменты, например, ударные механизмы, устанавливать жидкостные ванны и др.

С помощью жидкостных ванн в общем случае можно скорректировать свойства фильтрационных корок или образовавшихся сальников, обеспечить химическое растворение некоторых горных пород, снизить силу трения, уменьшить гидравлическое давление в интервале прихвата. Время действия установленной ванны для снижения удерживающей силы и ослабления прихвата, составляет от 2,5 - 4 ч и более. Положительный результат от применения ванн зависит от соответствия её рецептуры виду прихвата, от объема ванны и полностью вытеснения промывочной жидкости в зоне прихвата.

Повышение эффективности действия жидкостной ванны можно обеспечить путём применения более совершенных буферных жидкостей, в частности обладающих вязкоупругими свойствами. Повысить результативность установленной жидкостной ванны можно, если обеспечить вибрационные воздействия на зону прихвата после её установки и регулировать гидростатического давления, в том числе по циклу: репрессия-депрессия, возвратно-поступательное перемещение ванны на небольшой длине и др.



1 - шпиндель; 2 - переводник; 3 - цилиндр; 4 - боек; 5 - поршень; 6 - шток; 7 - нижний переводник

Рисунок 3.9 - Гидравлический ударный механизм

Для ликвидации прихватов бурильных колонн на Приобском месторождении предлагается использовать гидравлический ударный механизм (ГУМ), который может работать как при наличии, так и отсутствии циркуляции промывочной жидкости (рисунок 1). Возникающие в процессе бурения вибрационные нагрузки не оказывают влияния на работоспособность механизма. Применение гидравлических ударных механизмов серии ГУМ значительно сокращает затраты времени и средств на ликвидацию прихватов инструмента в скважинах.

Для профилактики прихватов при бурении скважин на Приобском месторождении рекомендуется использовать многофункциональную смазочную добавку Лубри-М [10], которую, за счет улучшенных антиприхватных и поверхностно-активных свойств, можно применять и в качестве антиприхватного состава жидкостной ванны для освобождения от дифференциального прихвата.

Список использованной литературы:

1 Исследование и разработка технологии и технических средств для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны (на примере месторождений Среднего Приобья) refdt.ru/docs/7179/index-145.html

2 Фролов, А.М. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтырь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 14-17.

5 Салихов, И.Ф. Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл – фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов [Текст] / И.Ф. Салихов, В.Г. Конесев, Т.Д. Дихтябрь, Я. Цювей // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.

6 Исмаков, Р.А. Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям [Текст] / Р.А. Исмаков, В.Г. Конесев, О.Г. Мамаева, В.П. Матюшин, Г.В. Конесев // История науки и техники. – 2011. – № 12. – С. 152-156.

5 Петров, Н.А. Исследование специальных свойств реагентов, применяемых в промывочных жидкостях [Электронный ресурс] / Н.А. Петров., Г.В.Конесев, И.Н.Давыдова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 397-404. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

14 Фролов, А.М. Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей [Текст] / А.М. Фролов, Т.Д. Дихтябрь, В.П. Пурин, Т.Р. Нуриев, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

15 Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтябрь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

16 Нуриев, Т.Р. Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промывочных жидкостей [Текст] / Т.Р. Нуриев, Е.Я. Минилбаев, Н.В. Веселухин, Т.Д. Дихтябрь, Ф.Н. Янгиров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 488-494.

17 Пат. 2367676 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Смазочная добавка для буровых растворов (варианты) [Электронный ресурс] / Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Янгиров Ф.Н., Конесев В.Г.; патентообладатель Конесев Геннадий Васильевич, ООО «Башхимпром». – № 2007129553/03; заявл. 01.08.2007; опубл. 20.09.2009, Бюл. № 26. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

18 Применение смазочной добавки с повышенными антиприхvatными свойствами ЛУБИ-М www.oil-industry.net/Journal

19 Сулейманов, Р.И. Критерии оценки уровня освоения дисциплины «Техника и технология нефтяных и газовых скважин» / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Заринова // Актуальные вопросы инженерного образования-2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- Т.1. С.175-182.

20 Заринова, Л.М. Опыт бурения с применением наддолготного гидромеханического демпфера [Текст] /Л.М. Заринова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 13 марта 2015 г.)/ отв.ред. В.Ш. Мухаметшин. –Изд-во: Уфа: Аркаим, 2015. – Т.1. - С.64-70.

21 Сулейманов, Р.И. Опыт применения антивибрационной компоновки для бурения скважин/ Р.И. Сулейманов, М.С Габдрахимов, Хабибуллин М.Я, Галимуллин М.Л., Заринова Л.М// Успехи современной науки.2016.Т.2.№10.С-83-88.

УДК.622.276.5.05

Исследование напряженного состояния корпуса скважинных камер для сильфонных

газлифтных клапанов

А.Х.Турабова

(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)

Создание оборудования для газлифтной эксплуатации скважин, особенно на перспективных нефтяных месторождениях Западной Сибири, имеет важное практическое значение. Одним из основных элементов этого оборудования является скважинная камера, в которой устанавливается сильфонный газлифтный клапан. В процессе работы происходит нагружение скважинной камеры, представляющей собой длинный сосуд овального сечения (рис.1) с внутренним давлением рабочей среды.

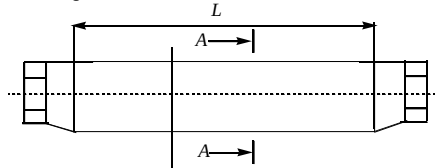
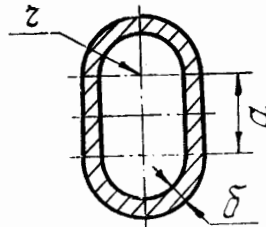


Рис. 1

Однако в известной нам литературе методика расчета сосуда овального сечения конечной длины отсутствует. Расчет на прочность кольца единичной длины, выделенного из подобного сосуда, носит ориентировочный характер и не позволяет полностью учитывать напряженно-деформированное состояние рассчитываемого объекта [1].

Ниже дается постановка и решение задачи упругого равновесия и деформации для сосуда овального сечения конечной длины с применением полубезмоментной теории, предложенной В.З.Власовым [2].



Учитывая симметрию, рассматриваем равновесие одной четвертой части сечения камеры (рис. 2). Ввиду плавного перехода концов оболочки (сосуда) из овала в круг, при котором краевой эффект практически исчезает, принимаем ее концы свободно опертыми, что также обуславливает возможность применения полубезмоментной теории оболочек [3]. На основе рис. 2 расчетную схему рассматриваемой части-оболочки принимаем состоящей из прямого участка в виде пластины и кругового цилиндрического участка с радиусом срединной поверхности r (см. рис.2). Внутренние силы в продольных сечениях прямого участка сечения оболочки будут равны:

$$M_z = \left(M_0 + \frac{qa^2}{k^2} \right) ch \frac{kx}{a} - \frac{qa^2}{k^2}, \quad (1)$$

$$Q_z = \left(\frac{M_0 k}{a} + \frac{qa}{k} \right) sh \frac{kx}{a}, \quad (2)$$

$$N_z = qr, \quad (3)$$

где

$$k^2 = \frac{N_z - a^2}{D},$$

При $\chi = \frac{a}{2}$ можем найти внутренние силы, возникающие в продольных сечениях прямого и круглого участков в месте их сопряжения

$$\begin{cases} M_z = M_0 = \left(M_0 + \frac{qa^2}{k^2} \right) ch \frac{k}{2} - \frac{qa^2}{k^2}, \\ N_x = N_a = qr \end{cases} \quad (4)$$

Уравнения равновесия и неразрывности для элемента кругового участка оболочки длиной ds с центральным углом $d\varphi$ будут [2]:

$$\frac{\partial M}{\partial \xi} + \frac{\partial S}{\partial \beta} = 0, \quad (5) \quad \frac{\partial T}{\partial \beta} + \frac{\partial S}{\partial \xi} = 0, \quad (6) \quad \frac{\partial T}{\partial \beta} - lQ = 0, \quad (7)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \beta} + \frac{T}{r} - ql = 0, \quad (8) \quad \frac{\partial^2 \xi_1}{\partial \beta^2} - \frac{1}{l} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi_2} = 0. \quad (9)$$

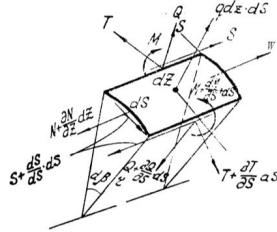


Рис.3

где N и T – нормальные силы, возникающие соответственно в поперечных и продольных сечениях оболочки (рис. 3); Q и M – соответственно поперечная сила и изгибающий момент в окружном направлении; S – касательная сила в сечениях оболочки; v ; ε_1 – относительное продольное удлинение оболочки, $\varepsilon_1 = \frac{z}{l}$; W – радиальное перемещение; β и ξ –

безразмерные параметры, $\beta = \frac{s}{l}$; D – жесткость оболочки, $D = \frac{E\delta^3}{12(1-\nu^2)}$; ν – коэффициент Пуассона; l – длина круглого участка; s – текущая длина рассматриваемой части круглого участка оболочки.

Согласно [3] $\frac{\partial^2 \varepsilon_1}{\partial \beta^2} = \frac{\partial^4 \varphi}{\partial \beta^4}$, где φ – функция напряжений. Выразим внутренние силы N, T, S, Q и M через W и φ [2, 3]

$$N = \frac{1}{l^2} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \beta^2}; \quad T = \frac{1}{l^2} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \xi^2}; \quad M = -\frac{D}{l^2} \frac{\partial^2 W}{\partial \beta^2};$$

$$S = -\frac{1}{l^2} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \beta \cdot \partial \varepsilon}; \quad Q = \frac{1}{l} \frac{\partial M}{\partial \beta}; \quad \varepsilon = \frac{z}{l}.$$

С учетом этих выражений уравнения (8) и (9) примут вид:

$$\frac{\partial^4 W}{\partial \beta^4} - b_0 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \xi^2} = -\frac{ql^4 D}{D}; \quad \frac{\partial^4 \varphi}{\partial \beta^4} + a_0 \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} = 0. \quad (10)$$

Общее решение системы дифференциальных уравнений (10) с коэффициентами $a_0 = \frac{E\delta l^2}{r}$; $b_0 = \frac{l^3}{Dr}$, $\alpha = \frac{L}{l}$ – будем искать в виде [3, 4]

$$y = W + \frac{ql^4}{24D} \cdot \beta^4 = \sum_{n=1}^{\infty} f_n(\beta) \sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi \quad (11)$$

$$\varphi = \sum_{n=1}^{\infty} \varphi_n(\beta) \sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi \quad (12)$$

где функция $\sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi$ – принята для удовлетворения условий закрепления а концов облочки при $z=0$ и $z=L$ и в соответствии с требованиями по-дубезмоментной теории оболочек об отсутствии изгибающих моментов и поперечных сил в поперечных сечениях (по оси z).

Учитывая (11) и (12) в (10) и используя условие равенства нулю рядов, получим:

$$\varphi_n^{(IV)}(\beta) - a_0 \frac{\pi^2 n^2}{\alpha^2} f_n(\xi) = 0, \quad (13)$$

$$f_n^{(IV)}(\beta) + b_0 \frac{\pi^2 n^2}{\alpha^2} \varphi_n(\beta) = 0.$$

Решение для $f_n(\beta)$ и $\varphi_n(\beta)$ ищем в виде:

$$f_{jn}(\beta) = A_{jn} \cdot e^{jn\beta}; \quad \varphi_{jn}(\beta) = \beta_{jn} \cdot e^{jn\beta}. \quad (14)$$

Учитывая (14) и (13), получим систему уравнений относительно A_{jn} и B_{jn} :

$$B_{jn} r_{jn}^4 - a_0 A_{jn} \frac{\pi^2 n^2}{\alpha^2} = 0, \quad (15)$$

$$b_0 \frac{\pi^2 n^2}{\alpha^2} B_{jn} + r_{jn}^4 \cdot A_{jn} = 0,$$

Для существования нетривиального решения однородной системы (15) необходимо, чтобы ее главный определитель равнялся нулю:

$$\begin{vmatrix} r_{jn}^4 & -a_0 \frac{\pi^2 n^2}{\alpha^2} \\ b_0 \frac{\pi^2 n^2}{\alpha^2} & r_{jn}^4 \end{vmatrix} = 0.$$

Отсюда

$$r_{jn}^8 + a_0 b_0 \left(\frac{\pi n}{\alpha} \right)^4 = 0. \quad (16)$$

Решая уравнение (16), получим:

$$r_{(1,2,3,4)n} = \pm(c \pm di)k_n; \quad r_{(5,6,7,8)n} = \pm(c \pm di)k_n,$$

$$\text{где } c = \cos \frac{\pi}{8}; \quad d = \sin \frac{\pi}{8}; \quad k_n = \sqrt[4]{a_0 b_0 \frac{\pi n}{\alpha}}.$$

Поскольку среди корней r_{jn} имеются комплексно сопряженные, то согласно [5] им соответствуют одни и те же действительные решения характеристического уравнения. Поэтому из этих восьми корней оставим только четыре:

$$r_{(1,2,3,4)n} = \pm(c \pm di)k_n. \quad (17)$$

Подставляя каждый из этих корней в систему (15), можно найти соотношения между A_{jn} и B_{jn} , а затем построить частные решения

$$\text{для } y \text{ и } \varphi \quad \left(B_{jn} = -i \sqrt{\frac{a_0}{b_0}} A_{jn} \right);$$

$$\begin{cases} y = \sum_{n=1}^{\infty} (e^r 1n^\beta + e^r 2n^\beta + e^r 3n^\beta) \sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi = y_1 + iy_2, \\ \varphi = -i \sqrt{\frac{a_0}{b_0}} \sum_{n=1}^{\infty} (e^r 1n^\beta + e^r 2n^\beta + e^r 3n^\beta) \sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi = \varphi_1 + i\varphi_2. \end{cases} \quad (18)$$

где y_1 и φ_1 — действительные части полученных решений, а y_2 и φ_2 — их мнимые части.

Так как решения (18) — комплексные функции, то, беря отдельно действительные и мнимые части, получим для них два решения в действительной форме. Фундаментальное решение задачи (10) будет представлять собой сумму этих решений с учетом соответствующих постоянных интегрирования, т. е.

$$W = -\frac{ql^4}{24D}\beta^4 + \sum_{n=1}^{\infty} [e^{-ck_n\beta} (c_{1n} \cos dk_n\beta + c_{2n} \sin dk_n\beta) + e^{-ck_n\beta} (c_{1n} \cos c_{1n}\beta + c_{4n} \sin ck_n\beta) + e^{ck_n\beta} (c_{1n} \cos dk_n\beta + c_{4n} \sin dk_n\beta) + e^{dk_n\beta} (c_{7n} \cos ck_n\beta + c_{8n} \sin ck_n\beta)] \sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi. \quad (19)$$

$$\varphi = -\sqrt{\frac{a_0}{b_0}} \sum_{n=1}^{\infty} [e^{-ck_n\beta} (c_{1n} \sin dk_n\beta + c_{2n} \cos dk_n\beta) + e^{-ck_n\beta} (c_{2n} \sin ck_n\beta + c_{4n} \cos ck_n\beta) + e^{ck_n\beta} (c_{3n} \sin dk_n\beta + c_{4n} \cos dk_n\beta) + e^{dk_n\beta} (c_{7n} \sin ck_n\beta + c_{8n} \cos ck_n\beta)] \sin \frac{\pi n}{\alpha} \xi. \quad (20)$$

Нетрудно заметить, что при увеличении k_n показательные функции $e^{ck_n\beta}$ и $e^{dk_n\beta}$ очень быстро стремятся к бесконечности, что не соответствует гипотезе о малости деформаций и перемещений стенок скважинной камеры. Поэтому членами уравнений (18) и (20), содержащими показательные функции с положительными степенями, принимая $c_{5n} = c_{6n} = c_{7n} = c_{8n} = 0$, пренебрегаем. Остальные четыре постоянные интегрирования находим из известных граничных условий задачи (рис. 2 и 4):

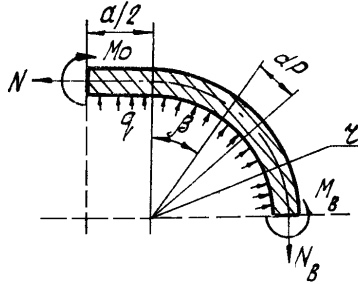


Рис. 4

$$\left. \frac{1}{l} \cdot \frac{\partial W}{\partial \beta} \right|_{\beta=1} = 0 \quad (21) \quad - \left. \frac{D}{l^3} \cdot \frac{\partial^2 W}{\partial \beta^2} \right|_{\beta=1} = Q_B = 0 \quad (22)$$

$$\left. \frac{1}{l^2} \cdot \frac{\partial^2 r}{\partial \xi^2} \right|_{\xi=1} = N_b = qr. \quad (23) \quad - \left. \frac{1}{l^2} \cdot \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \xi^2} \right|_{\xi=1} = N_B = q \left(r + \frac{a}{2} \right) \quad (24)$$

Для определения неизвестного изгибающего момента записываем еще одно условие:

$$\left. \frac{D}{l^2} \cdot \frac{\partial^2 W}{\partial \beta^2} \right|_{\beta=0} = M_B = \left(M_0 + \frac{qa^2}{k^2} \right) ch \frac{k}{2} - \frac{qa^2}{k^2} \quad (25)$$

Применив условия (21) - (24) к уравнениям (19) и (20), будем иметь:

$$\begin{cases} R_1 c_{1n} + R_2 c_{2n} + R_3 c_{3n} + R_4 c_{4n} = k_{1n} \\ c_{2n} + c_{4n} = k_{2n} \\ R_7 c_{1n} + R_8 c_{2n} + R_5 c_{3n} + R_6 c_{4n} = k_{8n}, \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} F_1 c_{1n} + F_2 c_{2n} - F_3 c_{3n} + F_4 c_{4n} &= k_{4n} \quad (n=1,3,5,7,\dots); \\ R_1 &= dR_7 + cR_8; \quad R_2 = cR_7 - dR_8; \quad R_3 = dR_5 + cR_6; \quad R_4 = cR_5 - dR_6; \\ R_5 &= e^{-\alpha k_n} \cos dk_n; \quad F_1 = R_7 R_2^1 - R_8 R_1^1; \quad F_2 = -(R_7 R_1 + F_8 R_2); \\ F_2 &= R_6 R_3^1 - R_4 R_4^1; \quad F_4 = -(R_5 R_5' + R_6 R_4'); \\ R_1' &= -3cd^2 - c^3 = 0,384; \quad R_2' = 3c^2 d - d^2 = 0,924; \\ R_3' &= -d(c^2 + d^2) = -0,382; \quad R_4' = -c(c^2 + d^2) = -0,921 \\ k_{1n} &= -\frac{2ql^4}{3\pi Duk_n}; \quad k_{2n} = \sqrt{\frac{b_0}{a_0}} \frac{4\alpha^2 l^2 N_a}{r^3 n}; \\ k_{3n} &= \sqrt{\frac{b_0}{a_0}} \frac{4\alpha^2 n^2 N_n}{\pi^3 n^3}; \quad k_{4n} = -\frac{4ql^4}{\pi Dnk_n^3} \end{aligned}$$

Решая систему уравнений (26), получим соответствующие формулы для определения $C_{2n} - C_{4n}$:

$$c_{1n} = \frac{\Delta_{1n}}{\Delta_n}; \quad c_{2n} = \frac{\Delta_{2n}}{\Delta_n}; \quad c_{3n} = \frac{\Delta_{3n}}{\Delta_n}; \quad c_{4n} = \frac{\Delta_{4n}}{\Delta_n}$$

Где

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} R_1 & R_2 & R_3 & R_4 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \\ R_7 & R_8 & R_5 & R_6 \\ F_1 & F_2 & -F_3 & F_4 \end{vmatrix} \quad \Delta_{1n} = \begin{vmatrix} k_{1n} & R_2 & R_3 & R_4 \\ k_{2n} & 1 & 0 & 1 \\ k_{2n} & R_8 & R_5 & R_6 \\ k_{4n} & F_2 & -F_3 & F_4 \end{vmatrix} \quad \Delta_{2n} = \begin{vmatrix} R_1 & k_{1n} & R_3 & R_4 \\ 0 & k_{2n} & 0 & 1 \\ R_7 & k_{2n} & R_5 & R_6 \\ F_1 & k_{4n} & -F_3 & F_4 \end{vmatrix}$$

$$\Delta_{3n} = \begin{vmatrix} R_1 & R_2 & k_{1n} & R_4 \\ 0 & 1 & k_{2n} & 1 \\ R_7 & R_8 & k_{2n} & R_6 \\ F_1 & F_2 & k_{4n} & F_4 \end{vmatrix} \quad \Delta_{4n} = \begin{vmatrix} R_1 & R_2 & R_3 & k_{1n} \\ 0 & 1 & 0 & k_{2n} \\ R_7 & R_8 & R_5 & k_{2n} \\ F_1 & F_2 & -F_3 & k_{4n} \end{vmatrix}$$

Условие (25) приводит нас к уравнению

$$M_a = -\frac{\pi D}{4 l^2} \sum_{n=1}^{\infty} [(l^2 - \alpha^2)(c_{1n} - c_{2n}) - 2cd(c_{2n} - c_{4n})] \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{nk_n^2},$$

откуда с учетом (4) может быть найден искомый изгибающий момент M_0 , а затем и изгибающий момент M_a , который, как показывают численные расчеты, значительно превышает изгибающие моменты в остальных продольных сечениях оболочки.

Решение задачи напряженно-деформированного состояния корпуса скважинной камеры методами полубезмоментной теории, полученные в общем виде, позволяет вести расчеты на прочность и жесткость, а в случае необходимости с помощью ЭВМ оптимизировать ее геометрическую форму и размеры.

Список использованных источников

1. Тимошенко С.Д. Сопротивление материалов. -М.: Наука, 1965. -363с.
2. Новожилов В.В. Теория тонких оболочек. -М.: Судпромгиз, 1951. -344с.
3. Власов В.В. Избранные труды, том I. -М.: Наука, 1962. -528 с.
4. Тимошенко С. П., Войновский-Кригер С. Пластинки и оболочки, -М.: Наука, 1966. -635 с.
5. Бермант А.Ф., Араманович И.Г. Краткий курс математического анализа. -М.: Наука, 1966. -735 с.

УДК 622.276.43

Ускорение капиллярной пропитки замкнутых нефтеносных пор импульсной закачкой воды

**Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л.,
Петров В.А., Сидоркин Д.И., Зайнагалина Л.З.**

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

Аннотация: Для оценки эффекта ускорения внедрения воды в неоднородности сравниваются три закона повышения амплитуды давления: равномерно-возрастающий, синусоидальный и параболический. В результате теоретических исследований и математической обработки большого количества экспериментальных данных на стендовых испытаниях было выявлено, что для высокой эффективности импульсной закачки жидкости необходимо использовать параболический закон. При данном законе изменения амплитуды давления происходит наибольшее ускорение капиллярной пропитки, что позволяет значительно уменьшить остаточную нефтенасыщенность.

Ключевые слова: пористая среда, импульсная, закачка, образец, коэффициент, корреляция,

UDC 622.276.43

Acceleration of capillary treatment closed oil-field pores of the pulse purification of water

**Khabibullin M.Ya., Suleimanov RI, Galimullin ML,
Petrov VA, Sidorkin DI, Zainagalina L.Z.**

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State
Petroleum Technological University in Oktyabrsky)*

Annotation: To evaluate the effect of accelerating the introduction of water in the inhomogeneity, three laws of increasing the pressure amplitude are compared: uniformly increasing, sinusoidal and parabolic. As a result of theoretical studies and mathematical processing of a large number of experimental data on bench tests it was found that for a high efficiency of pulsed liquid injection it is necessary to use a parabolic law. With this law of pressure amplitude change, the maximum acceleration of capillary impregnation occurs, which makes it possible to significantly reduce the residual oil saturation of the hydrocarbon deposit.

Keywords: porous medium, impulse, injection, sample, coefficient, correlation

Нефтяные пласты многих месторождений России, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются многообразием строения и сложным минералого-петрографическим составом. Наряду с относительно однородными, монолитными и высоко проницаемыми коллекторами в геологическом разрезе широко распространены пласты с высокой расчлененностью, зональной и слоистой неоднородностью, содержащие низкопроницаемые пропластки различной толщины. В неоднородных пластах возможны ситуации, когда при вытеснении не смещающихся жидкостей влияние капиллярных сил на процесс вытеснения оказывается детерминирующим. Как правило, данный процесс происходит медленно и самопроизвольно. Применение импульсной закачки воды способствует ускорению протекания данного процесса [1-5].

Важнейшим процессом подобного рода является капиллярная пропитка - самопроизвольное впитывание более смачивающей фазы в пористую среду, насыщенную другой фа-

зой. Во время цикла повышения давления нефть, находящаяся в пористых блоках, линзах или прослоях, сжимается и в них входит вода. При цикле же понижения давления содержимое пласта расширяется, но вода удерживается капиллярными силами в тех неоднородностях, в которые она проникла, а нефть выходит.

Для оценки эффекта ускорения внедрения воды в неоднородности на примере трещиновато-пористого пласта обратимся к продифференцированному уравнению обмена жидкости между блоками и трещинами [6-9].

$$\frac{dV}{dt} + \frac{\alpha}{\mu} \left(\frac{V}{\beta_2} + \frac{dP}{dt} \right) = 0 \quad (1)$$

где V - скорость обмена жидкости в элементарном объеме пласта;

α - коэффициент, характеризующий интенсивность обмена жидкостью между системой блоков и системой трещин;

μ - вязкость нефти;

β_2 - упругоёмкость блоков.

Как правило, в существующих конструкциях импульсных устройств гидромеханического типа закон изменения амплитуды давления гидроимпульсного потока жидкостей характеризуется тремя видами: равномерно-возрастающий, синусоидальный и параболический. Характерные кривые представлены на рисунке 1, построенные по следующим зависимостям:

а) равномерно-возрастающий:

$$\begin{aligned} & \text{- при } 0 \leq t \leq \frac{\pi}{\omega}; P(t) = P_{\min} + \frac{\omega \cdot t (P_{\max} - P_{\min})}{\pi}; \\ & \text{- при } \frac{\pi}{\omega} \leq t \leq \frac{2\pi}{\omega}; P(t) = P_{\min} + \frac{(2\pi - \omega t)(P_{\max} - P_{\min})}{\pi} \end{aligned}$$

б) синусоидальный:

$$\text{- при } 0 \leq t \leq \frac{2\pi}{\omega}; P(t) = P_{\min} + \frac{(P_{\max} - P_{\min})}{\pi} (1 - \cos \omega t)$$

в) параболический:

$$\begin{aligned} & \text{- при } 0 \leq t \leq \frac{\varphi_1}{\omega}; P(t) = P_{\min} \\ & \text{- при } \frac{\varphi_1}{\omega} \leq t \leq \frac{\varphi_2}{\omega}; P(t) = \left[\frac{\sqrt{P_{\max}}(\omega t - \varphi_1) + \sqrt{P_{\min}}(\varphi_2 - \omega t)}{\varphi_2 - \varphi_1} \right]^2 \\ & \text{- при } \frac{\varphi_2}{\omega} \leq t \leq \frac{\varphi_3}{\omega}; P(t) = P_{\max} \\ & \text{- при } \frac{\varphi_3}{\omega} \leq t \leq \frac{\varphi_4}{\omega}; P(t) = \left[\frac{\sqrt{P_{\max}}(\omega t - \varphi_4) + \sqrt{P_{\min}}(\varphi_3 - \omega t)}{\varphi_4 - \varphi_3} \right]^2 \\ & \text{- при } \frac{\varphi_4}{\omega} \leq t \leq \frac{2\pi}{\omega}; P(t) = P_{\min} \end{aligned}$$

Представленное дифференциальное уравнение (1) является линейным первого порядка и имеет интегрирующий множитель [10]

$$\xi = e^{\int \frac{\alpha}{\mu \beta_2} dt} \quad (2)$$

Тогда общее решение уравнения (1) с учетом (2) будет иметь следующий вид:

$$V = \frac{1}{\exp\left(\frac{\alpha t}{\mu\beta_2}\right)} \left[\frac{\alpha}{\mu} \int \frac{dP}{dt} \cdot \exp\left(\frac{\alpha t}{\mu\beta_2}\right) dt + C \right] \quad (3)$$

Для более качественной оценки влияния законов изменения давления на процесс капиллярной пропитки выбираем интервал $\frac{\varphi_1}{\omega} \leq t \leq \frac{\varphi_2}{\omega}$, поскольку для параболического закона (да и для синусоидального закона) основное приращение проникновения жидкости в поры происходит именно в этом интервале времени. Применяя математические преобразования, после подстановки соответствующих зависимостей для данного интервала изменения давления в интегральное уравнение (3) и, учитывая стационарный режим возникновения колебания жидкости, т.е. при $V(0,t)=V(t)$ (поглощением пренебрегаем, т.к. рассматриваем только один период колебания), окончательно получаем выражения для скоростей проникновения жидкости при заданных законах изменения амплитуды давления [7,8]

$$V_{P.B.} = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{\pi} \cdot \omega \beta_2; \quad (4)$$

$$v_{\sin} = \frac{\alpha(P_{\max} - P_{\min})\omega}{2\mu\left(\frac{\alpha^2}{\mu^2\beta^2} + \omega^2\right)} \left(\frac{\alpha}{\mu\beta} \sin \varphi - \omega \cos \varphi \right) \quad (5)$$

$$V_{\text{nap}} = \frac{2\beta^2\omega}{\varphi_2 - \varphi_1} \left(\sqrt{P_{\max}} - \sqrt{P_{\min}} \right) \left[\sqrt{P_{\max}} \left(\varphi - \varphi_1 - \frac{\omega\mu\beta_2}{\alpha} \right) + \sqrt{P_{\min}} \left(\varphi_2 - \varphi + \frac{\omega\mu\beta_2}{\alpha} \right) \right]; \quad (6)$$

где $P_{\max}, P_{\min}$ - максимальное и минимальное значения давления;

ω - частота создаваемых импульсов жидкости;

φ - значение угла положения преобразующего органа.

Результаты расчетов представлены в виде графических зависимостей. Полученные данные демонстрируют преимущество при использовании параболического закона изменения амплитуды давления, получаемого соответствующей конструкцией устройств.

Сказанное выше означает, что для более качественного ускорения капиллярной пропитки неоднородностей, необходимо использовать конструкции устройств с параболическим законом изменения амплитуды давления и учитывать соответствие периода изменения давления времени, затрачиваемому на прямоточную или противоточную капиллярную пропитку, получаемого путем экспериментальных исследований данной породы [11-17].

При проведении экспериментальных исследований [8,9] в качестве замкнутой поры выбирался стальной шар с объемом V , во внутренней полости которого располагается резиновый баллон. По трубопроводу циркулировала рабочая жидкость с определенным перепадом давления ΔP и фиксированной частотой колебания f . Между шаром и баллоном создавали горное давление P_r для создания условий упругости поры. Соотношение диаметра d и длины X канала 4 имело три значения: $d/X = 0,2; 0,1; 0,05$. Исходные значения постоянных величин были заданы: $Q = 1,9 \frac{M^3}{ч}$; $\Delta P = 0,2 \text{ МПа}$; $f = 120 \text{ Гц}$; $P_r = 0,15 \text{ МПа}$; $V = 7,3 \cdot 10^{-6} M^3$ при

максимальном давлении перекачки рабочей жидкости $P_{\max} = 1,2 \text{ МПа}$. Проводилось большое количество замеров (порядка 810) объема жидкости, введенного в шар V при различных значениях времени воздействия $\bar{t} = 5; 10; 15; 20; 25; 30; 35; 40; 45 \text{ с}$ и для трех законов изменения амплитуды давления.

По полученным экспериментальным данным составлены таблицы наблюдений и построены гистограммы частот с интервалом разбиения $K=9$ [18-20]. Был проведен регрессионный анализ полученных данных, на основании которого выявлены качественные и количе-

ственные соотношения между факториальными и результативными признаками. Для построения уравнений регрессии линейного типа $\bar{V} = (d, xt)$ определялись коэффициенты корреляции и взаимной корреляции факторов [10]. Достоверность этих коэффициентов оценивали с помощью критерия надежности Θ_i и для всех трех законов изменения амплитуды давления составлялась корреляционная матрица, позволявшая выделить значимые коэффициенты корреляции, причем сочетание факторов dx и dxt на результативный признак не выявлено. А проверку гипотезы об адекватности предложенных моделей производили как с помощью параметрического критерия Пирсона X^2 , так и с помощью непараметрического критерия Вилкоксона T , основанный на подсчете рангов. $V/\bar{V}$

2

3

1

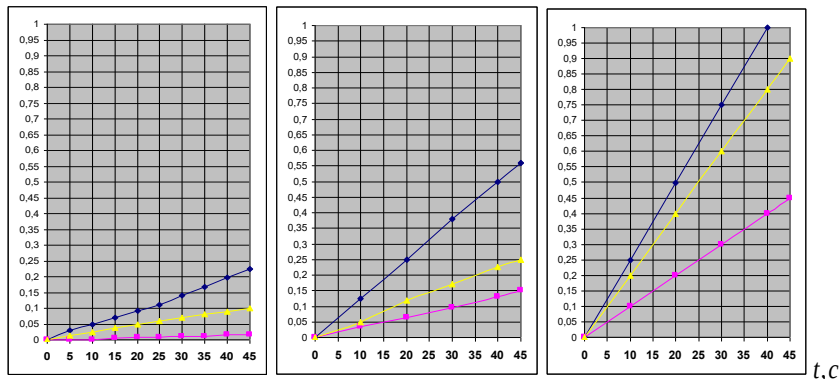


Рисунок 1. Зависимость внедренного объема жидкости в шар $(\bar{V}/V)$ от времени ее циркуляции t для следующих законов изменения амплитуды давления:

1 – равномерно – возрастающий; 2 – синусоидальный; 3 – параболический;

◆ – $d/x=0,20$; ▲ – $d/x = 0,10$; ■ – $d/x = 0$

По полученным уравнениям регрессии и проведенной аппроксимации расчетных значений относительно средних величин получены следующие графические зависимости (рис.1) объема внедренной рабочей жидкости в безразмерной величине $\bar{V}/V = \varphi(t)$. Анализ статистических зависимостей показывает согласованность с предварительными теоретическими утверждениями.

В целях дальнейшей детальной проработки данного метода импульсного воздействия на пласт необходимо будет учитывать вязкость закачиваемой жидкости, упругость породы, диаметр канала. Из трех законов изменения амплитуды давления для импульсной заправки жидкости необходимо выбирать параболический, что убедительно подтверждают и лабораторные исследования.

Список использованных источников

1. Пат.№2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ заправки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл.№4. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
2. Пат.№2241825 Российская Федерация, МПК Е21В43/18. Устройство для заправки жидкости [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Гиладев Гани Гайсинович,

Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадуллович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл.№34. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

3. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 4. - С. 120-125.

4. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. - 2016. - Т. 3. - № 3. - С. 27-32.

5. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.

6. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2012. - № 6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

7. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 3. - С. 16-21.

8. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 5. - С. 109-113.

9. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я.Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 2. - С. 14-16.

10. Корн Г.А. Справочник по математике для научных работников и инженеров [Текст]: учебник / Г.А. Корн, Т.М. Корн. - М.: Наука, 1984. – 833 с.

11. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – Т.1. С.375-378.

12. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземной установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

13. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин, И.Г.Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2014. - № 1. - С. 148-165. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

14. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

15. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т.1. - С. 392-397.

16. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

17. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 4. - С. 21-24.
18. Арсланов, И.Г. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.
19. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Научное обозрение. -2015. - №6. - С.74-83.
20. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13.

УДК 622. 276. 054

Разработка универсального стенда для оптимизации импульсного нестационарного заводнения

Хабибуллин М.Я., Арсланов И.Г.

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

Аннотация: При импульсном нестационарном воздействии в системе поддержания пластового давления возникает необходимость подбирать оптимальные параметры проведения процессов и работы разрабатываемых устройств. С этой целью рассматривается разработанный лабораторный стенд. Приводится полное описание конструкции стенда с назначениями всех элементов и техническая характеристика. Разработанная установка позволяет проводить: исследование выходных параметров и соответствующий подбор оптимальных конструктивных параметров разрабатываемых устройств, изучение влияния давления и частоты импульсов жидкости на проникновение рабочей жидкости в песчаных образцах. Подробно описываются обе методики.

Ключевые слова: Колонна, нестационарное, заводнение, установка, технология

UDC 622. 276. 054

Development of the universal stand for optimization pulsed non-stationary factory

Khabibulin M. Ya., Arslanov I.G.

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

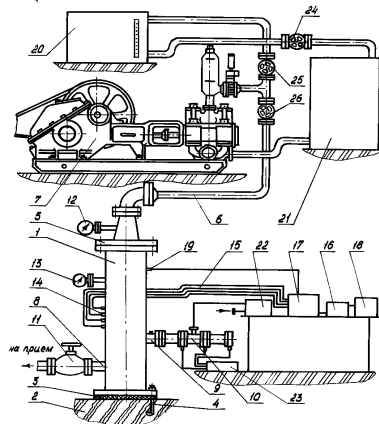
Annotation: In the case of pulsed nonstationary action in the reservoir pressure maintenance system, it becomes necessary to select the optimal parameters for carrying out the processes and operation of the devices being developed. For this purpose, the developed laboratory stand is considered. A complete description of the design of the stand with the assignments of all elements and the technical characteristics is given. The developed installation allows conducting: study of output parameters and appropriate selection of optimal design parameters of the devices being developed, study of the effect of pressure and frequency of liquid pulses on the penetration of working fluid in sand samples. Both methods are described in detail.

Keywords: Column, non-stationary, waterflooding, installation, technology,

Вопросы, связанные с разработкой технологии волнового воздействия на призабойную зону скважин и пласт могут быть успешно решены только при объективном понимании механизма воздействия. Необходимо учитывать реальные условия проведения процесса, а также осуществлять научно-обоснованный выбор при разработке конструкций излучателей волн давления для эффективного их использования в процессах обработки [1-9]. При решении данных задач возникает необходимость создания универсального лабораторного стенда, позволяющего исследовать влияние параметров колебания жидкости на характеристики образ-

цов горной породы углеводородной залежи и подобрать оптимальное соотношение конструктивных параметров разрабатываемых устройств [10-15].

Подобный стенд был разработан нами в лаборатории гидравлических устройств на кафедре нефтепромысловых машин и оборудования Октябрьского филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета, который позволяет создать условия, приближенные к условиям забоев любой по назначению скважины. Он включает в себя испытательную камеру с держателем, манифольдовые линии, систему запорных регулирующих устройств, комплект контрольно-измерительной аппаратуры и поршневой насос. Схема стенда представлена на рисунке 1. Техническая характеристика разработанной конструкции стенда представлена в таблице 1.



1 – колонна; 2 – фундамент; 3 – амортизирующая прокладка; 4 – анкерный болт; 5 – фланец; 6 – гибкий шланг; 7 – насос 9МГр; 8 – отвод; 9 – отвод; 10 – держатель; 11 – задвижка; 12 – манометр; 13 – манометр; 14 – тензопреобразователь давления; 15 – каналы связи; 16 – осциллограф; 17 – светолучевой усилитель; 18 – осциллограф; 19 – датчик; 20 – емкость тарированная; 21 – емкость приемная; 22 – насос маслянный; 23 – емкость.

Рисунок 1 - Принципиальная схема лабораторной установки

Лабораторно-экспериментальные исследования, которые можно проводить на стенде, включают два этапа: а) исследование выходных параметров и соответствующий подбор оптимальных конструктивных параметров разрабатываемых устройств; б) изучение влияния давления и частоты импульсов жидкости на проникновение рабочей жидкости в песчаных образцах[5,6,7]. При исследовании работы разработанных импульсных устройств на стенде используется следующая методика. Устройство размещается в испытательной колонне 1 и крепится с помощью резьбы НКТ60 к фланцевому ниппелю 5. Насосом 7 подается рабочая жидкость через

Таблица 1 - Техническая характеристика стенда

№№ П/П	Наименование параметра	Численное значение
1	Максимально допустимое давление в колонне, МПа	20,0
2	Диаметр отверстия фланцевого переводника, мм	50
3	Диаметр отверстия отвода жидкости из камеры, мм	60
4	Диапазон измерения частоты колебания жидкости, Гц	5 ... 3000
5	Присоединительная резьба фланцевого переводника по ГОСТ 633-80	НКТ 60
6	Габаритные размеры испытательной колонны, мм:	
	- высота	1005
	- наружный диаметр	180

	- внутренний диаметр	164
7	Габаритные размеры держателя, мм:	
	- наружный диаметр	122
	- длина	349
8	Масса колонны, кг	82

здвижку 26 и гибкий шланг 6 в вибратор. Поскольку расход насоса имеет строго фиксированное значение (при известном диаметре цилиндрических втулок, длине хода поршня и числе двойных ходов поршня), то требуемый расход жидкости для вибратора получается с помощью перепуска части жидкости через задвижку 25 в измерительную емкость 20. Таким образом, расход рабочей жидкости, поступающий в вибратор, определяется:

$$Q_6 = Q_{т.н.} \cdot \eta_{об.} - Q_{изм.}, \quad (1)$$

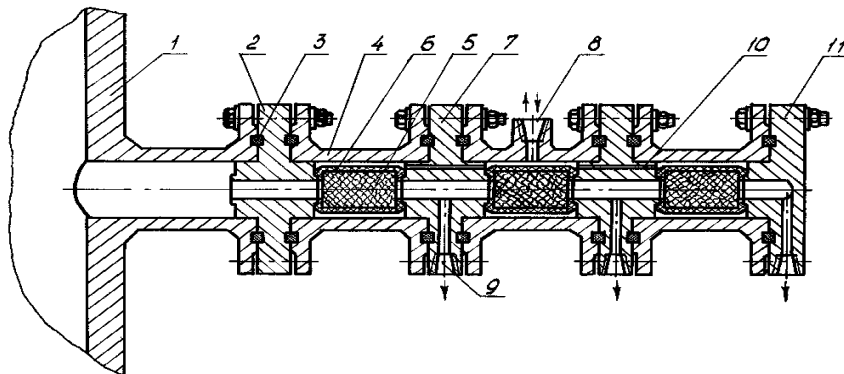
где $Q_{т.н.}$ – теоретическая производительность насоса;

$\eta_{об.}$ – объемный к.п.д. насоса;

$Q_{изм.}$ – производительность, измеренная в емкости 20.

После замера расхода жидкости в емкости 20 открывают задвижку 24 и емкости 20 и 21 сообщаются между собой. Регулирование расхода жидкости, проходящей через импульсное устройство, осуществляется с помощью задвижки 25. Давление рабочей жидкости до устройства и в затрубном пространстве фиксируется по показаниям, соответственно, манометров 12 и 13. Изменение перепада давления, срабатываемого в импульсном устройстве, достигается с помощью задвижки 11, откуда рабочая жидкость поступает в приемную емкость 21. Импульсы жидкости, создаваемые импульсными устройствами, как в нагнетательной линии, так и в испытательной колонне измеряются тензодатчиками 14, сигналы от которых поступают через импульсный усилитель 17 в светолучевой осциллограф 16. Отклонение луча при этом прямопропорционально измеряемой амплитуде изменения давления (при соответствующей тарировке тензодатчиков по образцовому манометру при статическом давлении с помощью измерительного пресса) в точке подключения датчика и сигнал записывается на фотобумагу. Для сопоставления полученных результатов необходимо измерить колебания давления жидкости, создаваемые насосом. Замеры проводятся с помощью датчика 14 в нагнетательной линии с открытым фланцевым ниппелем 5 (без установки вибратора).

При проведении лабораторно-экспериментальных работ по второму этапу исследования проводятся в двух направлениях. В первом направлении исследуются утечки жидкости через образцы при различных режимных параметрах. Методика проведения заключается в следующем. В держателе, схема которого приведена на рисунке 2, имеется три камеры для установки исследуемых образцов, причем все камеры взаимозаменяемы. В держателе устанавливают исследуемые образцы, предварительно размещенные в резиновой обойме. С помощью импульсного устройства, установлен



1 - испытательная колонна; 2 - упорный фланец; 3 - уплотнительная манжета; 4 - корпус; 5 - исследуемый образец; 6 - резиновая обойма; 7 - промежуточный фланец; 8 - отвод для соединения с маслянным ручным насосом; 9 – отводы для замера объема жидкости и установки тензодатчиков; 10 – каналы для сообщения внутренней полости корпусов; 11 - торцовый фланец.

Рисунок 2 – Держатель

испытательной камере 1 (см. рис.1), создают необходимые значения частоты и амплитуды колебания давления жидкости, которые записывают на фотобумагу. Величину давления жидкости до исследуемого образца регулируют при помощи задвижки 11 и по показаниям манометра 13 фиксируются его значения. За резиновой обоймой исследуемого образца в корпусе 4 создают горное давление с помощью ручного масляного насоса, а величину утечек жидкости через исследуемый образец замеряют объемным способом посредством вывода ее из держателя через отвод 9. Исследования проводят поочередно для одного, двух и трех исследуемых образцов. Полученные значения представляют в виде графических зависимостей [16-19].

Во втором направлении лабораторных исследований определяют величину поглощения амплитуды колебания давления. С этой целью в отводы 9 устанавливают тензодатчики давления, сигналы от которых записывает светолучевой осциллограф на фотобумагу. Создание необходимых значений режимных параметров (частота и амплитуда колебания давления, давление до исследуемого образца, горное давление) производят в аналогичной последовательности. Исследования проводят поочередно для трех образцов, причем тензодатчики устанавливают после каждого исследуемого образца.

Список использованных источников

1. Пат. №2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] /М.Я. Хабибуллин; патентообладатели Б.З.Султанов Р.М.Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, М.Р.Туйгунов. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл.№4. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
2. Пат.№2241825 Российская Федерация, МПК Е21В43/18.Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин патентообладатели Гиляев Гани Гайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадуллович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл.№34. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
3. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 4.- С. 120-125.
4. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // Научные труды НИИГ Нефтегаз ГНКАР.- 2016.- Т. 3.- С. 27-32.
5. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.
6. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2012. - №6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 3.- С. 16-21.
8. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хаби-

буллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 5.- С. 109-113.

9.Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я.Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 2.- С. 14-16.

10. Петров, В.А.. Эффективность применения колтубинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров – Уфа: Аркам, 2014. – С.375-378.

11. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

12. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин, И.Г.Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2014.-№ 1. - С. 148-165.– Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

13. Хабибуллин, М.Я. Компетентность и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я.Хабибуллин //Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

14. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – Т.1.- С. 392-397.

15. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

16. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 4. - С. 21-24.

17. Арсланов, И.Г.. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст] : учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

18. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин //Научное обозрение. -2015. -№6. -С.74-83.

19. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13.

УДК 622.076.053

Разработка устройства для нестационарного импульсного заводнения

М.Я.Хабибуллин

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)

Аннотация: В материалах статьи рассматривается конструкция забойного импульсного устройства для длительного нестационарного заводнения. Приводятся математические выражения по подбору оптимальных конструктивных размеров устройства с учётом необходимых выходных параметров. На разработанной лабораторной установке проведены стендовые испытания действующей конструкции разработанного устройства. Полученные результаты

подтверждают представленные теоретические исследования. В результате лабораторно-теоретических исследований имеется возможность подбирать оптимальную конструкцию устройства.

Ключевые слова: Импульсный, вязкий, демпфирование, усреднения, Ритца

UDC 622.076.053

Development of the device for non-stationary pulse facilities

M.Ya.Habibullin

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

Annotation: The materials of the article consider the design of the downhole impulse device for long-term non-stationary water flooding. Mathematical expressions are presented on the selection of the optimal design dimensions of the device, taking into account the necessary output parameters. On the developed laboratory installation bench tests of the current design of the developed device were carried out. The obtained results confirm the presented theoretical studies. As a result of laboratory-theoretical studies, it is possible to select the optimal design of the device.

Keywords: Pulse, viscous, damping, averaging, Ritz

На кафедре нефтепромысловых машин и оборудования Октябрьского филиала ФГБОУ ВПО УГНТУ разработано устройство, позволяющее закачивать жидкости в нагнетательные скважины импульсами давления для разовых обработок и стационарного продолжительного нестационарного воздействия [1-5].

Схема устройства представлена на рисунке 1. Для описания закона перемещения балансира сопоставим устройство с математическим аналогом в виде физического маятника (математическая модель изображена на рисунке 2) с вязким демпфированием [6-9]. Балансир заменяем сосредоточенной массой, размещенной в его центре тяжести, а перекрытие полости от основного потока - демпфером с вязким сопротивлением. Кроме того, на балансир действует перепад давления, срабатываемый в устройстве. Считаем, что демпферы размещены на вращающихся шарнирах. С учетом непропорциональности между восстанавливающей силой балансира в положение равновесия с углом его отклонения составим нелинейное дифференциальное уравнение [6]

$$I = \ddot{\varphi} + (mql + \Delta PSI) \sin \varphi = 0. \quad (1)$$

Подставим в уравнение (1) выражение для момента инерции $I = ml^2$, тогда

$$I = ml^2 \frac{d^2 \varphi}{dt^2} + \left(\frac{q}{l} + \frac{\Delta PS}{ml} \right) \sin \varphi = 0, \quad (2)$$

где ΔP - перепад давления жидкости, срабатываемый в устройстве, Па;

S - площадь поверхности балансира, на которую действует перепад давления, м^2 ;

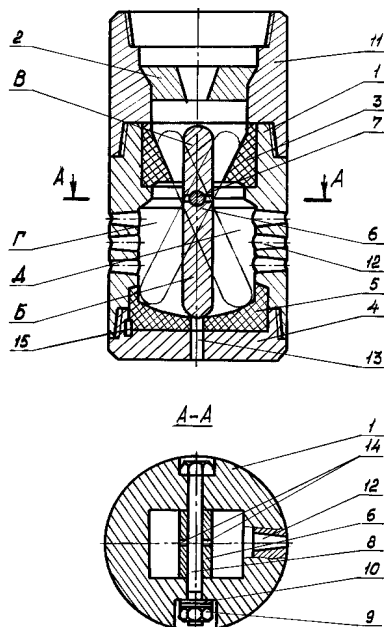
m - масса балансира, кг;

l - расстояние от центра тяжести до оси вращения балансира, м.

В упрощенном виде уравнение (2) можно представить

$$\frac{d^2 \varphi}{dt^2} + p^2 \sin \varphi = 0, \quad (3)$$

$$\text{где } p^2 = \frac{q}{l} + \frac{\Delta PS}{ml}.$$



1 – корпус; 2 – сопло; 3 – аппарат направляющий; 4 – стакан; 5 – обойма; 6 – балансир; 7 – опора скольжения; 8 – болт; 9 – гайка; 10 – шайба; 11 – переводник; 12 – отверстия радиальные; 13 – отверстие; 14 – отверстия боковые; 15 – шпонка.

Рисунок 1 – Скважинное устройство.

Для малых амплитуд колебаний функция $\sin \varphi$ примерно равна углу φ и тогда решение уравнения (3) численными методами усредненных и линейных ускорений не представляет никаких затруднений. При подборе необходимых оптимальных параметров работы вибратора значение угла отклонения φ балансира от положения равновесия будет иметь значения $0 \dots 20^\circ$, следовательно, восстанавливающий момент пропорционален функции $\sin \varphi$.

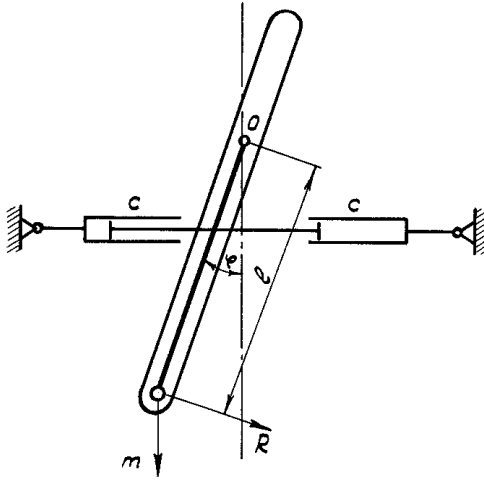


Рисунок 2 - Математическая модель скважинного устройства

Данную функцию разлагаем в степенной ряд

$$\sin \varphi = \varphi - \frac{\varphi^3}{3!} + \frac{\varphi^5}{5!} - \frac{\varphi^7}{7!} + \frac{\varphi^9}{9!} - \dots \quad (4)$$

Члены приведенного ряда начиная с $n=3$ и далее (при $\varphi = \text{рад}$) не представляют интереса для общей суммы ряда вследствие малого их значения, следовательно, в уравнение (3) подставляем два первых члена

$$\frac{d^2 \varphi}{dt^2} + p^2 \left(\varphi - \frac{1}{6} \varphi^3 \right) = 0. \quad (5)$$

Решение данного уравнения движения балансира (5) было выполнено приближенным методом усреднения Ритца, основанный на том, что среднее значение возможной работы за цикл полагается равным нулю. Применяя эллиптические интегралы первого рода, в итоге получены выражения для периода свободных колебаний балансира

$$T = \frac{4}{p} \sqrt{\frac{2}{2-u}} F \left(\sqrt{\frac{u}{2-u}}, \frac{\pi}{2} \right), \quad (6)$$

а частота колебаний жидкости с одной боковой стороны вибратора будет

$$\omega = \frac{p \sqrt{2-u}}{\sqrt{32} F \left(\sqrt{\frac{u}{2-u}}, \frac{\pi}{2} \right)}, \text{ где } u = \frac{\varphi}{\varphi_M}; \quad u = \frac{\varphi_M^2}{6}. \quad (7)$$

Определим закон изменения давления на выходе из устройства с одной боковой полости, считая, что балансир при работе контактирует с направляющим аппаратом. В результате такого перемещения балансира изменение давления рабочей жидкости на выходе из устройства будет характеризоваться тремя участками: $(\varphi_1 - \varphi_0)$, $(\varphi_2 - \varphi_1)$, $(\varphi_M - \varphi_2)$.

На участке $(\varphi_1 - \varphi_0)$

$$\frac{\arccos\left(\frac{\varphi_M}{\varphi_M}\right)}{\omega} \leq t \leq \frac{\arccos\left(\frac{\varphi_1}{\varphi_M}\right)}{\omega} \quad \text{причем} \quad \varphi_1 = \frac{d_2}{2r} \frac{180}{\pi}, \text{ если } \varphi_1 = \text{град},$$

$$P(t) = P_1 + \tilde{Q}^2 \cdot \rho \cdot \frac{1}{F_1^2 \cdot 2 \cdot \xi^2}, \quad (8)$$

где P_1 – давление в затрубном пространстве, МПа;
 d_2 – диаметр центрального нижнего отверстия, м;
 $\tilde{Q}$ – расход жидкости через одну полость, м³/с;

$$\tilde{Q} = \frac{Q}{2} \left(1 + \frac{\varphi}{\varphi_M} \right), \quad (9)$$

* – плотность жидкости, кг/м³;

F_1 – суммарная площадь поперечного сечения боковых отверстий со стороны одной полости, м²;

ξ – коэффициент истечения жидкости из отверстий;

Q – общий расход жидкости через вибратор, м³/с.

На участке ($\varphi_2 - \varphi_1$)

$$\frac{\arccos\left(\frac{\varphi_1}{\varphi_M}\right)}{\omega} \leq t \leq \frac{\arccos\left(\frac{\varphi_2}{\varphi_M}\right)}{\omega} \quad \text{причем} \quad \varphi_2 = -\frac{d_2}{2r} \frac{180}{\pi}, \text{ если } \varphi_2 = \text{град},$$

$$P(t) = P_1 + \tilde{Q}^2 \cdot \rho \cdot \frac{1}{(F_1 + F_2)^2 \cdot 2 \cdot \xi^2}, \quad (10)$$

где F_2 – площадь поперечного сечения центрального отверстия (определяется с помощью полярных координат) в момент его открытия, м²;

$$F_2 = \frac{d_2^2}{2} \left[\frac{\pi}{4} \left(1 + \frac{\varphi}{\varphi_M} \right) + \frac{1}{4} \sin \frac{\varphi}{\varphi_M} 180^\circ \right]. \quad (11)$$

На третьем участке

$$\frac{\arccos\left(\frac{\varphi_2}{\varphi_M}\right)}{\omega} \leq t \leq \frac{\arccos\left(-\frac{\varphi_M}{\varphi_M}\right)}{\omega},$$

$$P(t) = P_1 + \tilde{Q}^2 \cdot \rho \cdot \frac{1}{F_{1,2}^2 \cdot 2 \cdot \xi^2}, \quad (12)$$

где $F_{1,2}$ – суммарная площадь поперечного сечения боковых и центрального отверстий, м².

Увеличение амплитуды давления на выходе из отверстий со стороны левой полости устройства будет осуществляться в обратном порядке, соответствующему уменьшению, на тех же участках.

На рисунке 3 представлены графические зависимости частоты колебаний балансира от размеров верхнего плеча и расхода жидкости, полученные по выражению (7). Общая длина балансира имела значение 170 мм, а размеры верхнего плеча изменялись и были выбраны три значения – 60, 80, 100 мм. При расходе жидкости 15 ... 20 л/с наиболее оптимальным значением верхнего плеча балансира является $r = 60$ мм, поскольку устройством создается диапазон частот 700 ... 930 Гц [10]. Данный диапазон частот является оптимальным на основании лабораторно-экспериментальных исследований, проведенных на стенде описанным в предыдущем номере журнала [11-13].

По выражениям (8), (10) и (12) были получены графические зависимости амплитуды колебания давления на выходе из устройства от значения расхода жидкости 4. Зависимости по-

строены для следующих значений расходов жидкости: 5, 10 и 15 л/с. При анализе полученных зависимостей выявлено, что для эффективного воздействия скважинным вибратором на призабойную зону пласта необходимо создавать расход рабочей жидкости не более 15 л/с [14-19].

Список использованных источников

1. Пат. №2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, патентообладатели Б.З. Султанов Р.М.Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, М.Р.Туйгунов. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл. №4. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru
2. Пат. №2241825 Российская Федерация, МПК Е21В43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, патентообладатели Гиалаев Гани Гайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадулович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл. №34. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
3. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.
4. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 3.- С. 16-21.
5. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 5.- С. 109-113.
6. Корн Г.А. Справочник по математике для научных работников и инженеров [Текст]: учебник / Г.А. Корн, Т.М. Корн.- М.: Наука, 1984. – 833 с.
7. Арсланов, И.Г. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.
8. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин //Научное обозрение. -2015. -№6. -С.74-83.
9. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13.
10. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я.Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 2.- С. 14-16.
11. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 4.- С. 120-125.
12. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР.- 2016.- Т. 3.- № 3. -С. 27-32.
13. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2012.-№ 6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
14. Петров, В.А.. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные тех-

нологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т.1.- С.375-378.

15. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

16. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин, И.Г.Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2014.-№ 1. - С. 148-165.– Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

17. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я.Хабибуллин //Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

18. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т.1.- С. 392-397.

19. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

УДК 622.276.054.23

Применение гибкой муфты в оптимизации процесса добычи нефти с помощью УЭЦН из скважин со сверхнормативной кривизной

Халилов А.И., Смольников Е.С.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация. В статье рассматриваются некоторые аспекты применения гибкой муфты в процессе добычи нефти с помощью УЭЦН. Доказывается техническая и экономическая целесообразность внедрения гибкой муфты в процесс добычи нефти.

Ключевые слова: гибкая муфта, УЭЦН, скважина, сверхнормативная кривизна, нефть.

UDC 622.276.054.23

Flex joint application for esp oil extraction process optimization in excess curved wells

Khalilov A.I., Smolnikov E.S.

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The article deals with some aspects of flex joint application shile oil extraction by means of ESP. Technical and economical efficiency of the flex joint application for oil extraction is proved.

Keywords: flex joint, ESP, well, excess curvature, petroleum.

Сегодня существенная часть нефти в России добывается из скважин с помощью электрических погружных насосных установок, представляющих собой многосекционной центробежный насос с приводом от погружного электродвигателя. Для глубоких (свыше двух тысяч метров) скважин эти насосы являются, по сути, самым лучшим способом подъема нефти.

В последнее время идет рост удельного веса добычи нефти механизированными способами эксплуатации. Среди них все большую часть занимают установки погружных насосов, с помощью которых происходит добыча значительной доли нефти России (до 75%), притом что скважин, оборудованных электрическим центробежным насосом (УЭЦН), не более 40% от общего фонда скважин [5].

Процесс добычи нефти в России в девяносто случаях из ста связан с методами регулирования пластового давления путем закачки в залежь воды [5]. Кроме того, современное

состояние эксплуатации нефтяных месторождений в России характеризуется ростом добычи нефти из наклонно-направленных скважин с повышенной кривизной. Наклонно-направленный характер профиля ствола скважины вносит значительные осложнения в технологию механизированной добычи нефти и является причиной увеличения отказов УЭЦН, в частности, их «полетов». Несмотря на то, что уже накоплен определенный опыт борьбы с «полетами», все еще продолжают споры о причинах и мерах по устранению аварий. Большинство специалистов, занимающихся эксплуатацией УЭЦН, основной причиной «полетов» считают повышенную вибрацию. Так же при эксплуатации УЭЦН в наклонно-направленной скважине имеет место повышенный износ насосно-компрессорных труб на участках набора кривизны [4].

Колонна гибких труб обладает следующими недостатками: высокая цена, большие габариты транспортной базы (это осложняет процесс доставки установки на отдаленные месторождения), ограниченное число циклов «спуск-подъем» [1]. УЭЦН с гибким шарнирным сочленением не могут применяться в насосах, секции которых не имеют собственных осевых опор, а также обладают значительными колебаниями жесткости, неравномерностью вращения ведомого конца вала при больших нагрузках, что значительно снижает коэффициент полезного действия насоса [2].

Существуют различные способы оптимизации процесса добычи нефти с помощью УЭЦН из скважин со сверхнормативной кривизной. Одним из таких способов является установка гибкой муфты [3].

Гибкая муфта состоит из корпуса с шарниром в средней части, валов со шлицевыми концами и устанавливается между гидрозащитой погружного электродвигателя и входным модулем центробежного насоса. Гибкая муфта снижает вибрацию, действующую на насос от погружного электродвигателя, исключает односторонний износ насосно-компрессорных труб на участках набора кривизны ствола скважины, тем самым увеличивая межремонтный период насоса и скважины в целом [4].

Гибкая муфта обеспечивает длительный период безаварийной работы скважины, оборудованной УЭЦН и обладающей ненормативной кривизной. То есть, предложенное устройство обеспечивает возможность использования УЭЦН на скважинах с большой кривизной ствола без рисков повреждения насосно-компрессорных труб и повышенного износа самого насоса, что значительно повышает эффективность отбора нефтепродукта из скважины. К тому же, применение гибких муфт позволит существенно увеличить межремонтный период УЭЦН за счет значительного уменьшения вибрации, передаваемой насосу от погружного электродвигателя. Кроме того, за счет заглубления самого насоса возможно увеличение объема добычи нефти достигает 15% суточного объема.

Гибкая муфта обладает относительно простой конструкцией, к тому же полностью разборной, что подразумевает замену всех изношенных узлов и агрегатов при износе. Благодаря относительно простой конструкции, гибкая муфта не требует большого количества часов работы при проведении как текущего, так и капитального ремонта. Гибкая муфта обладает простотой, легкостью и удобностью разборки при соблюдении правил эксплуатации, монтажа и демонтажа [4].

По данным компании ОАО «Башнефть» по скважине №8146 Арланского месторождения (установка гибкой муфты была произведена в августе 2014 года) экономическая целесообразность внедрения гибкой муфты в процесс добычи нефти полностью оправдана.

Таким образом, применение гибкой муфты в оптимизации процесса добычи нефти с помощью УЭЦН из скважин со сверхнормативной кривизной является наиболее целесообразным.

Список использованных источников

1. Патент №2121831 Российская Федерация, Использование колонны гибких труб для добычи нефти /Козловский В.И.; заявитель и патентообладатель Московский государственный университет. - №200587/14; заявл. 12.05.2005; опубл. 10.12.2006. – 4 с.
2. Патент F04D29/62 Российская Федерация, Секционный насос с шарнирным сочленением /Кошторов Н.И., Заякин В.И.; заявитель и патентообладатель Научно-производственное управление ОАО «Оренбургнефть». №2159870; заявл. 07.04.1999; опубл. 27.11.2000. – 3 с.
3. Патент F04D29/62 Российская Федерация, Муфта гибкая /Янтурин Р.А., Гепштейн Ф.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Ростнефтехим». №2478836; заявл. 28.07.2011; опубл. 10.04.2013. – 4 с
4. Смольников Е.С., Красулина Н.А. Некоторые аспекты оптимизации процесса добычи нефти с помощью установки электрического центробежного насоса из скважин со сверхнормативной кривизной В сборнике: Актуальные проблемы науки и техники - 2015 Материалы VIII международной научно-практической конференции молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, - 2015. С. 138-140.
5. Точенов А.В. Проблемы эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. – М.: Недра, 2012. – 228 с.

УДК 622.244

Разработка и совершенствование технических средств системы очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивных пластов на депрессии забойными двигателями

С.А. Шагиев - аспирант, Н.И. Крысин – профессор, док. техн. наук

(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Аннотация. В статье рассматривается система очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивного пласта на депрессии с использованием модернизированных сепарационных установок и разработанного блока открытой очистки. Выделяются составные элементы усовершенствованной сепарационной установки. Приводится компоновка и подбор оборудования в разработанном блоке открытой очистки.

Ключевые слова: вскрытие продуктивного пласта, инвертная эмульсия, деэмульгатор, передвижная сепарационная установка, контроль концентрации газа, компоновка оборудования.

UDC 622.244

The engineering and improvement of the gas-liquid mixture system filter technical means at the opening of a productive layers on depression at use submersible motors

S. A. Shagiev - post-graduate student, N. I. Krysin - professor, doctor of Engineering Sciences

(Perm national research polytechnic university)

Abstract. In this paper, the gas-liquid mixture purification system at the opening of a productive layer on depression with use of the modified separation systems and a developed unit open-cleaning was considered. The elements of advanced separation systems were selected. Layout and selection of equipments in a developed unit for open cleaning were provides.

Keywords: the opening of a productive layer, invert emulsion, demulsifier, a mobile separation plant, gas concentration control, layout of equipment.

В цикле строительства скважин вскрытие продуктивного пласта является одним из основных и технически сложных процессов. При вскрытии нефтяных пластов главным направлением работ по повышению качества заканчивания скважин является решение проблемы сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов в призабойной зоне. В настоящее время положение таково, что применяемые существующие технологии вскрытия продуктивных пластов с использованием забойных двигателей, не позволяют качественно и безопасно завершить процесс бурения скважины. При вскрытии должно быть предотвращено проявление открытого фонтанирования скважины и в то же время должны быть сохранены природные фильтрационно-ёмкостные свойства пород призабойной зоны продуктивного пласта [1].

Вскрытие пластов на условиях репрессии ($P_{\text{свб}} > P_{\text{пл}}$) не всегда обеспечивает достижение высоких технико-экономических показателей бурения. Во-первых, возможно сильное загрязнение ПЗП, гидроразрывы пластов, поглощения бурового раствора. Во-вторых, затрудняются условия разрушения горных пород, снижается механическая скорость бурения.

Более перспективной технологией заканчивания скважин является вскрытие продуктивных пластов на депрессии ($P_{\text{свб}} < P_{\text{пл}}$). Эффективность этой технологии достаточно велика. Нефтяники отмечают значительное повышение продуктивности нефтяных пластов, сокращение затрат и времени на освоение скважин, а буровишники – повышение механической скорости проходки, увеличение ресурса породоразрушающего инструмента, предотвращение поглощения бурового раствора и снижение вероятности прихватов бурового инструмента [2].

В Пермском крае в качестве промывочной жидкости при вскрытии пластов на депрессии используют смесь нефти с азотом [1]. Плотность газожидкостной смеси (ГЖС) регулируется степенью азотации.

При вскрытии продуктивных пластов забойными двигателями вода, шлам и нефть в стволе скважины интенсивно диспергируют, образуется инвертная эмульсия, стабилизация которой происходит тонкодисперсной твердой фазой. Образующаяся эмульсия имеет высокую вязкость, поэтому из неё не выделяется даже шлам крупных размеров, идет процесс самопроизвольного утяжеления ГЖС, возрастает опасность прихватов, непроходимости КНБК до забоя, и, в конечном счете, способствует переходу на вскрытие продуктивных пластов на репрессии [3].

Ранее авторами уже было предложено комплексное техническое решение (рис. 1.) для обеспечения очистки ГЖС в процессе вскрытия продуктивного пласта на депрессии и предупреждения образования инертной эмульсии [3].

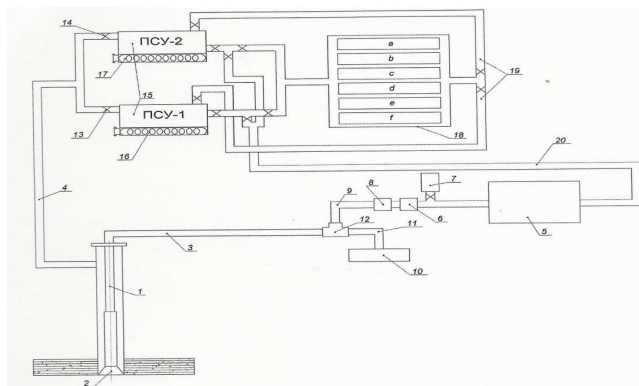


Рис. 1.

Комплексное техническое решение для очистки ГЖС

В предложенном варианте очистка проходит в несколько этапов. При этом очищенная нефть используется дальше, а попутный газ сжигается на факеле.

Однако в предложенной схеме неэффективными могут оказаться передвижные сепарационные установки (ПСУ) из-за возможного неполного выделения газа в них. Также не осуществляется контроль концентрации газа в дегазированной жидкости, что может привести в дальнейшем к серьезным последствиям

Учитывая перечисленные недостатки и проведя обзор современного оборудования, авторы доработали предложенное ранее комплексное техническое решение для очистки

ГЖС. Усовершенствованный вариант (рис. 2.) стал мобильнее за счёт размещения используемого оборудования на прицепах, добавлен блок контроля концентрации газа дегазированной жидкости, ПСУ оснащены как гидроциклонами, так и вакуумными дегазаторами, компоновка оборудования в блоке открытой очистки подобрана с учётом эффективности удаления частиц шлама из жидкости.

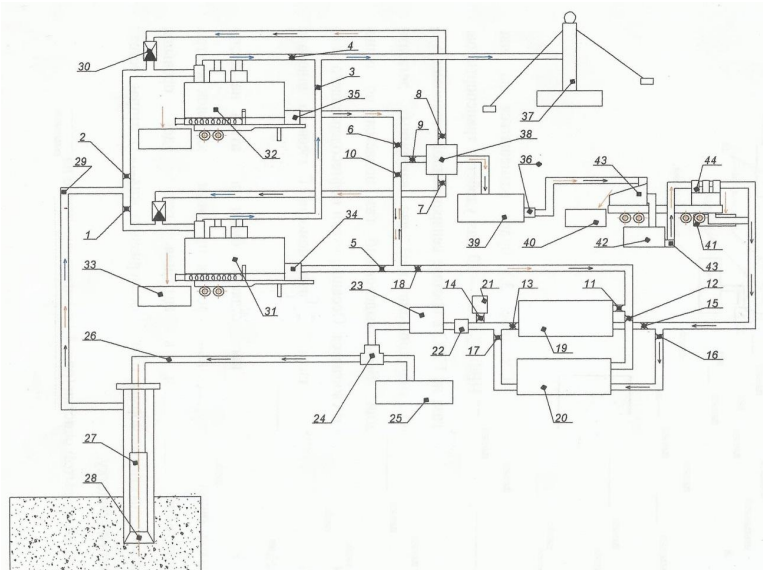


Рис. 2. Усовершенствованный комплекс для очистки ГЖС

Модернизированная ПСУ размещается на шасси вездеходного полуприцепа НЕФАЗ 9334 – 10 для удобства транспортировки. Для полного удаления газа из ГЖС в составе сепарационной установки помимо гидроциклона используются ещё два вакуумных дегазатора удовлетворяющей конструкции. Весь выделенный газ подаётся по трубопроводу на факел и сжигается. Осевшие куски нефтесодержащего шлама удаляются из ПСУ механизировано при помощи безосевого шнекового конвейера. Безосевые шнековые конвейеры незаменимы для транспортировки обезвоженного осадка, отбросов и нефтесодержащих шламов [4].

Из ПСУ шламосодержащая жидкость будет подаваться на систему открытой очистки, предварительно проходя при этом через блок контроля концентрации газа. Если концентрация газа будет превышать предельнодопустимые нормы, то шламосодержащая жидкость отправляется на повторную доочистку.

Блок открытой очистки смонтирован также на шасси вездеходного прицепа НЕФАЗ 8332 – 07. В состав открытой системы очистки входят вибросито ВСМ и сито-гидроциклонный сепаратор СГС. Вибросито ВСМ очищает раствор от грубых частиц выбуренной породы размерами до 70 – 80 мкм. Использование сепаратора СГС позволит выделить из пульпы гидроциклонных шламоотделителей жидкость, которая возвращается в циркуляцию по общему трубопроводу в приёмную ёмкость. Предлагаемый блок открытой очистки позволит полностью удалить частицы нефтесодержащего шлама из жидкости [5].

Разработанная система очистки ГЖС обеспечит непрерывное, продуктивное и безопасное вскрытие продуктивного пласта на депрессии, будет разрушать инвертную эмульсию, а также будет способствовать увеличению дебита добываемой продукции.

Список использованных источников

1. Л.Н. Долгих «Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин». Учебное пособие; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
2. «Нефтяник Западной Сибири» Выпуск № 226: Рег. информационная еженед. – Лангепас, 2012 – 2016.
3. XVII Международная научная конференция «Севергеозкотех – 2016»: Тез. докл. науч. конф. (Ухта, 23-25 мар. 2016 г.). – Ухта, 2016. – 438 с.
4. Интернет-справочник по оборудованию. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.oborud.info/product/jump.php?26234&c=1428>.
5. М.И. Апасов «Разработка передвижной установки очистки и приготовления бурового раствора». Материалы III Междунар. науч.-практ. конф. «Горная и нефтяная электро-механика – 2016», Пермь, 10-13 октября 2016 г. - : Изд-во перм. нац. исслед. политехн. Ун-та, 2016. – 251 с.

УДК 622.27

Разработка скважинного мультипликатора для винтовой насосной установки со штанговым приводом

Д.А. Шерстобитов

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

Д.И. Сидоркин

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

Ле Хыу Тоан

(к.т.н., СП «Вьетсовпетро», зам. начальника отдела)

Аннотация: впервые предлагается использовать мультипликатор в скважинных условиях для увеличения подачи винтового насоса. Техническое решение достигается за счет увеличения числа оборотов, подаваемых на ротор винтового насоса при определенном снижении крутящего момента. Это приведет к увеличению подачи винтового насоса при меньших затратах энергии.

Ключевые слова: винтовой насос, штанговая колонна, мультипликатор скважинный, планетарная передача, передаточное число.

UDC 622.27

Development multiplier for downhole screw pumping unit with sucker rod drive

D.A. Sherstobitov

(FGBOU branch in UGNTU in Oktyabrskom, a student)

D.I. Sidorkin

(Branch FGBOU IN UGNTU in Oktyabrskom, Phd Associate Professor)

Le Huu Toan

(Ph.D., Deputy Manager of Process piping department Research and Engineering Institute JV «Vietsovpetro»)

Abstract: for the first time are encouraged to use the multiplier in downhole conditions to increase the feeding screw pump. A technical solution is achieved by increasing the number of turns applied to the screw-rotor pump at a certain torque reduction. This will lead to an increase in the supply of screw pump at lower costs of energy.

Keywords: screw pump, sucker rod string, downhole multiplier, planetary gear transmission ratio.

При насосной эксплуатации нефтяных скважин наиболее распространенными являются штанговые скважинные установки (ШШУ) и установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН). Для УЭЦН характерно применение в высокодебитных скважинах. Об-

щим недостатком этих установок является сложность в обслуживании, а также неустойчивость в работе при добыче жидкости с высоким содержанием механических примесей и газа.

По сравнению с центробежными насосами при эксплуатации насосов штанговых имеет место весьма малое перемешивание перекачиваемой жидкости (жидкость перекачивается практически без пульсации), что предотвращает образование стойкой эмульсии из нефти с водой. Отсутствие клапанов и сложных проходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы обладают повышенной надежностью (особенно при откачке жидкостей с механическими примесями) вследствие того, что имеют минимальное число движущихся деталей (один винт), простые в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются перетоки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

При использовании погружного привода возникает ряд проблем: дорогостоящий в эксплуатации, используется кабель, который в процессе монтажа или демонтажа повреждается, использование клапанов. Таким образом, оптимальным выбором является использование штангового привода. Но проблема в том, что существующие на данный момент штанги, как правило, не предназначены для вращения и они перегружаются в тяжелых условиях, поэтому в данной работе предлагается установить скважинный мультипликатор над винтовым насосом. Тем самым увеличится число оборотов насоса и добыча транспортируемого продукта за счет снижения крутящего момента штанг.

Данный скважинный мультипликатор базируется на основе планетарной передачи. Планетарными называются передачи, имеющие зубчатые колеса с перемещающимися геометрическими осями.

Следует выделить следующие преимущества планетарных передач: меньшие габаритные размеры и масса; возможность получения больших передаточных чисел.

Техническая значимость использования скважинного мультипликатора включает в себя: возможность применения стандартного нефтедобывающего оборудования; плавный запуск установки в работу; достаточно высокая скорость вращения насоса; небольшие габариты; гибкость регулирования подачи установки.

Таким образом, облегчаются условия работы колонны насосных штанг винтовой насосной установки за счет увеличения числа оборотов, подаваемых на ротор винтового насоса при определенном снижении крутящего момента. Это приведет к увеличению подачи винтового насоса при меньших затратах энергии, также уменьшит количество обрыва штанг, что приведет к меньшим затратам при СПО.

Список использованных источников

1. Сидоркин, Д.И. Совершенствование методов расчета штангового привода винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Д.И. Сидоркин. - Уфа: УГНТУ, 2006, 24 с.
2. Латыпов, Б.М. Способы добычи высоковязкой и битумной нефти [Текст] / Б.М. Латыпов, Д.И. Сидоркин // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. тр. науч. конф., 25-26 мая 2009 г. / УГНТУ. – Уфа, 2009, С.128.
3. Сидоркин, Д.И. Винтовые насосные установки со штанговым приводом для добычи тяжелой нефти [Текст] / Д.И. Сидоркин, Р.А. Хузин // 43-я международная научно-технической конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском – 2016: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.2 - С. 90-93.
4. Сидоркин, Д.И. Пути совершенствования скважинных винтовых насосных установок со штанговым приводом [Текст] / Д.И. Сидоркин, Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2 С. 120-124.
5. Давыдов, А.Ю. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова,

М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса - 2013. - № 3. - С. 26-30.

6. Фахриева, К.Р. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером [Текст] / К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, Т.2 2015. С. 149-154.

7. Давыдов, А.Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз - 2015. № 10. С. 76-79.

8. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / А.Ю. Давыдов. – Уфа: УГНТУ, 2002, 24 с.

9. Латыпов, Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях [Текст] / Б.М. Латыпов // Нефтегазовое дело - 2012. Т. 10. № 1. С. 13-15.

10. Латыпов, Б.М. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодобитных скважинах, осложненных пескопроявлениями [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Б.М. Латыпов. – Уфа: УГНТУ, 2014, 24 с.

11. Антониади, Д.Г. Добыча нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст]: монография / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Р.М. Тухтеев. – Краснодар: Советская Кубань, 2003. – 320 с.

12. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учеб. Пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров Уфа: УГНТУ, 2015. – 54 с.

УДК 622.276

Прибор для гидродинамической обработки скважин (ГОС-89)

*И.В. Шокуров, инженер-электроник,
Д.С. Егоров, студент группы БГР-13-11,
М.В. Селиванова, техник ОИТ*

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье описывается прибор для гидродинамической обработки скважин (ГОС-89). Приводятся его конструктивные характеристики и преимущества.

Ключевые слова: гидродинамическая обработка скважин, призабойная зона скважины (ПЗС), насосно-компрессорные трубы (НКТ), шлам, автономность, продуктивность.

UDC 622.276

The device for hydrodynamic processing of wells (GOS-89)

*I.V.Shokurov, electronics engineer,
D.S. Egorov, student of BGR-13-11 group,
M. V. Selivanova, technician of OIT*

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

Annotation. In article the device for hydrodynamic processing of wells (GOS-89) is described. Its design characteristics and advantages are provided.

Keywords: hydrodynamic processing of wells, bottomhole zone of the well (BZW), pump and compressor pipes (PCP), slimes, autonomy, productivity.

В настоящее время большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, вследствие этого, возникает проблема отбора остаточных извлекаемых запасов из-за низкой продуктивности скважин, которая обусловлена многими факторами, в том числе низ-

кими коллекторскими свойствами пласта и ухудшением фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины (ПЗС) в процессе её освоения, эксплуатации, большим скин-фактором [1-3].

Сотрудниками филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском разработан ряд методов, направленных на увеличение нефтеотдачи с применением технологий совершенствования автоматизированных систем управления, телеметрии и перфорации [6-12]. Один из методов гидродинамической обработки призабойной зоны пласта получил свое техническое воплощение в виде прибора ГОС-89.

Прибор ГОС-89 позволяет увеличить коэффициент продуктивности скважины и ускорить выработку запасов.

Прибор для гидродинамической обработки скважин (ГОС-89) представляет собой автономное, энергонезависимое устройство, которое устанавливается в состав колонны НКТ и спускается в скважину на интересующий интервал обработки [4].

Прибор выполняет следующие функции:

- интенсивная очистка от шлама, производственного мусора и других инородных предметов любого интервала скважины от призабойной зоны до устья;
- обработка старого фонда эксплуатационных нефтегазодобывающих скважин со сниженным коэффициентом нефтеотдачи пластов с целью его повышения;
- улучшение коллекторских свойств продуктивных пластов;
- регистрация и запись в энергонезависимую память прибора ряда параметров, таких, как гидростатическое давление, температура интересующего интервала, динамика их изменения в процессе обработки и после нее, а так же возможность считывания этой информации для последующей обработки и интерпретации.

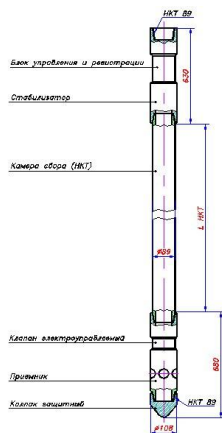


Рисунок 1 – Прибор скважинный ГОС-89.

Конструктивно прибор состоит из следующих частей:

1. Приемник, обеспечивающий забор шлама, мусора и скважинной жидкости.
2. Камера размещения, в качестве которой используются стандартные трубы НКТ диаметром 89 мм.
3. Стабилизатор для контроля избыточного давления после обработки скважины.
4. Блок управления и регистрации.

Конструкция прибора ГОС-89 представлена на рисунке 1.

Список использованных источников

- 1 Гумерский, Х.Х. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии [Текст] / Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, А.М. Петраков // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №12 – С. 15, 17.
- 2 Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст]: Сб. статей. – М.: Наука, РАН, 2006. – 136 с. – С. 30.
- 3 Джавадян, А.А. Современные методы повышения нефтеотдачи и новые технологии на месторождениях РФ [Текст] / А.А. Джавадян, В.Е. Гавура // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №4. – 84 с. – С. 31.
- 4 Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст]. – М., 2007.- 68 с.
- 5 Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 2009. – 427с.
- 6 Тынчеров, К.Т. Внутрискважинная установка ударного вибросейсмического воздействия на пласт [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв.ред В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.-Т.2.- С. 109-112.
- 7 Тынчеров, К.Т. Обеспечение отказоустойчивости нейронных вычислений в базе позиционной системы вычетов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.- 2016. -№ 4 (106).- С. 201-212.
- 8 Тынчеров, К.Т. Анализ требований к надежности и живучести вычислительных структур с постепенной деградацией [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.- 2011.- № 1.- С. 39-41.
- 9 Тынчеров, К.Т. О целесообразности реализации нейросетевых вычислений в базе позиционной системы счисления в вычетах [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. -2011.- № 2.- С. 34-37.
10. Тынчеров, К.Т. Отказоустойчивые модулярные структуры в базе нейронных сетей [Текст] / К.Т. Тынчеров.- Санкт-Петербург: Лань, 2007.- 245 с.
11. Тынчеров, К.Т. Модулярный мультинейропроцессор для асупн нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] / К.Т. Тынчеров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2011.- № 6.- С. 18-23.-Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.
- 12 Тынчеров, К.Т. Оценка качества устройств контроля автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института.- 2011. -Т. 18. № 3.- С. 216.

УДК 622.276.53

Гидровинтовой привод штангового скважинного насоса

Шулин Вячеслав Сергеевич

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Аннотация. В данной статье рассматривается привод для штангового скважинного насоса. Рассмотрена конструкция и принцип работы привода. Также представлены основные преимущества предлагаемого привода относительно существующих приводов.

Ключевые слова. Винт, гайка, привод, штанговый скважинный насос, каретка.

UDC 622.276.53

Hydro-screw drives of bull drilling pump

Shulin Viatcheslav Sergeevich

(Almetyevsk state oil institute)

Annotation. This article examines the drive for deep well pump. The design of the principle of the drive. Also, it is the main advantages of the drive with respect to existing drives.

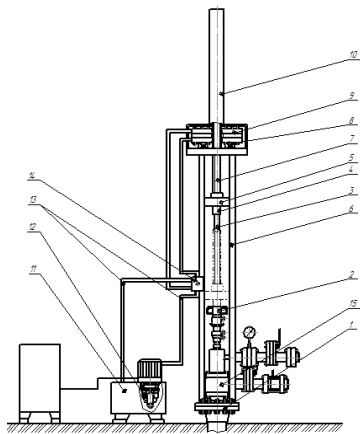
Keywords. The screw, nut, drive, deep well pump, carriage.

Наиболее массовым способом добычи нефти в нефтедобывающей промышленности является штанговый насосный способ. С помощью штанговых скважинных насосных установок (УШСН) эксплуатируется около 60 тысяч скважин [2].

Штанговая скважинная насосная установка состоит из трех принципиально различных частей – скважинного насоса, насосных штанг и наземного привода [3].

Малодобитные скважины часто характеризуются повышенной вязкостью добываемой жидкости, наличием в ней большого количества асфальтосмолистых и парафинистых веществ (АСПВ), механических примесей (песка). Такие условия эксплуатации приводят к ускоренному выходу из строя глубинного оборудования малодобитных скважин, а в конечном счете – к снижению рентабельности добычи нефти из таких скважин [2].

Все это вызывает необходимость разработки более совершенных способов и технических средств, обеспечивающих эффективную добычу нефти из малодобитных скважин.



1 – фланец колонной обвязки; 2 – устьевой сальник; 3 – полированный шток; 4 – узел подвески; 5 – каретка; 6 – корпус; 7 – приводной винт; 8 – подшипники; 9 – гидродвигатель; 10 – защитный кожух; 11 – гидробак; 12 – силовой насос; 13 – маслопроводы; 14 – гидропереключатель; 15 – малогабаритная устьевая арматура.

Рисунок 1 – Гидровинтовой привод ШСН

Конструкция предлагаемого нами гидровинтового привода представлена на рисунке

1.

Разработаны следующие основные узлы привода:

- корпус (рама);
- узел установки гидродвигателя на раму;
- опора гайки;
- приводной винт;
- каретка;
- крепление привода на фланец трубной головки.

Привод состоит из корпуса 6, выполненного из уголков и планшайб (верхних и нижних) сваренных в единую металлоконструкцию и устанавливаемого на фланце колонной обвязки 1 скважины.

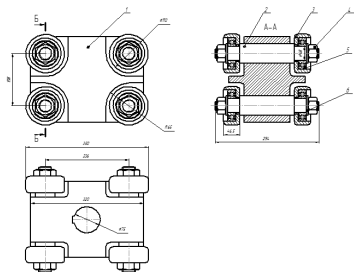
На раме корпуса устанавливается гидродвигатель 9 представляющий собой реверсивный полноповоротный гидравлический двигатель роторно-планетарного типа, имеющий ротор с гайкой, сообщающей возвратно-поступательное движение приводному винту с кареткой, удерживающей винт от проворачивания.

Нижний конец винта 7 соединен при помощи резьбы с полированным штоком 3, совершающим движение в сальниковом узле 2, малогабаритной устьевой арматуры 15. На верхнюю часть гидродвигателя устанавливается защитный кожух 10 приводного винта.

Гидродвигатель состоит из корпуса 1, внутри которого имеются гидравлические каналы для подачи масла из гидростанции по маслопроводу.

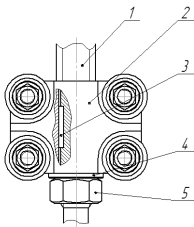
Каретка (рисунок 2) предназначена для удержания приводного винта от проворачивания в процессе работы привода. Она состоит из литого корпуса с отверстиями, в которые запрессованы четыре оси 2. На них с помощью подшипника 5, гайки 4, шайбы 6 устанавливается ролик 3.

Каретка с приводным винтом соединяется посредством шпоночного соединения и гайки с шайбой (рисунок 3).



1 – корпус; 2 – ось; 3 – ролик; 4 – гайка; 5 – подшипник; 6 – шайба.

Рисунок 2 – Каретка



1 – приводной винт; 2 – каретка; 3 – шпонка; 4 – шайба; 5 – гайка.

Рисунок 3 – Соединение каретки с приводным винтом

Принцип действия гидровинтового привода заключается в следующем:

При подаче питания на электродвигатель жидкость от насоса по всасывающему трубопроводу через фильтр и распределитель поступает в гидродвигатель. Под действием давления гидрожидкости приводится в планетарное вращательное движение шестерня гидродвигателя. Гайка, соединенная с шестерней гидродвигателя с помощью шлицевого соединения, при вращении сообщает возвратно-поступательное движение винту, а винт через колонну штанг – плунжеру штангового скважинного насоса. Изменение направления движения приводного винта осуществляется гидравлическим переключателем системы реверсирования.

Предложенная конструкция гидровинтового привода штангового скважинного насоса позволяет эффективнее добывать скважинную продукцию с минимальными трудовыми и экономическими затратами в постоянном режиме на малодобитных скважинах по сравнению

с существующими приводами, которые эксплуатируют в периодическом режиме. Ведь, как известно, периодическая эксплуатация малodeбитных скважин приводит к потерям в добыче нефти, в некоторых случаях – к преждевременному обводнению продукции.

Применение гидровинтового привода позволит сократить время затрачиваемое на его монтаж и демонтаж, затраты на эксплуатацию по сравнению с существующими приводами. Использование малогабаритной устьевой арматуры позволит сократить металлоемкость конструкции и габариты.

Гидровинтовой привод повысит экологическую и производственную безопасность по сравнению с существующими гидроприводами благодаря меньшему давлению рабочей жидкости в гидросистеме и отсутствию сложных уравнивающих устройств [5].

Сегодня основное направление развития приводов заключается в увеличении надежности, облегчении монтажа и обслуживания, снижении металлоемкости и удельных энергозатрат. Этим требованиям полностью удовлетворяет разработанный гидровинтовой привод штангового скважинного насоса.

Список использованных источников

1. Валовский, В.М., Валовский К.В. Цепные приводы скважинных штанговых насосов [Текст]: учебник / В.М. Валовский. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 492 с.
2. Валовский В.М., Шамсутдинов И.Г., Федосеев Н.В. Устройство, расчёт и проектирование цепных приводов скважинных штанговых насосов [Текст]: учебник / В.М. Валовский. – М.: ЗАО «Издательство НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2013. – 272с.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти [Текст]: учебное пособие / В.Н. Ивановский. – М.: "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
4. Юдин В.И. Гидрофицированные приводы штанговых скважинных насосов [Текст]: ученые труды в 14 т. – Альметьевск, Альметьевский государственный нефтяной институт, 2012. – Т. 10, ч.1 – С. 176-180.
5. Шулин В.С. Гидровинтовая установка штангового скважинного насоса для эксплуатации малodeбитных скважин [Электронный ресурс] / В.С. Шулин // Международная молодежная научная конференция «Нефть и Газ - 2016»: в 3 т. (18 – 20 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Г. Мартынов – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – Т. 2. – С. 108. – Режим доступа: <http://smno.gubkin.ru/arhiv2016.ru>.

УДК 622.276.6

Использование технологии концевой экранирования при проведении гидравлического разрыва пласта

Э.Т. Кильматова

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, гр. БГР-13-12)

Р.Т.Ахметов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, к.т.н., профессор)

Аннотация. В статье рассмотрена эффективность введения концевой экранирования при проведении гидравлического разрыва пласта. Применение технологии концевой экранирования позволяет улучшить качество проведения гидравлического разрыва пласта. Данная технология нашла широкое применение на месторождениях Западной Сибири.

Ключевые слова технология концевой экранирования, гидроразрыв пласта, коэффициент продуктивности, трещины, градиент давления, проводимость трещины, технологические жидкости, нефтеотдача.

UDC 622.276.6

Use of technology of tip screenout when carrying out hydraulic fracturing

E.T. Kilmatova

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, gr.BGR-13-12)

Abstract In article effectiveness of introduction of tip screenout when carrying out hydraulic fracturing is considered. Use of technology of tip screenout allows to improve quality of carrying out hydraulic fracturing. This technology found broad application on fields of Western Siberia.

Keywords tip screenout, layer hydraulic fracturing, productivity factor, cracks, pressure gradient, conduction of a crack, technological liquids, oil recovery.

Технология концевой экранирования является одной из разновидностью операции гидро-разрыва, при которой создаются короткие трещины шириной до 30 мм. Это достигается путем контролируемого распространения трещины до запланированной длины и последующего ее закрепления проппантом, закачиваемым с рабочей жидкостью. Благодаря фильтрационным утечкам рабочей жидкости через поверхности трещины, концентрация проппанта возрастает на фронте закачки, что приводит к образованию проппантных пробок вблизи конца трещины, которые препятствуют ее дальнейшему распространению. Закачка проппанта, продолжаемая после остановки трещины, позволяет повысить давление внутри трещины, увеличивая тем самым ее раскрытие. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счет уменьшения объемов закачиваемой жидкости и проппанта и сокращения времени проведения операций[1,3]

Одним из серьезных осложнений при проведении ГРП считался эффект образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины, при котором осуществлялось преждевременное выпадение проппанта и останавливалось распространение трещин, но закачка могла быть продолжена и после этого еще некоторое время. Инженерное решение состояло в использовании данного эффекта для решения задач управления распространением трещин и оптимизации их раскрытия. Процесс образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины можно успешно использовать для создания коротких и широких трещин в высокопроницаемых пластах-коллекторах. Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости. Значение безразмерного параметра гидравлической проводимости позволяет оценить продуктивность скважины после ГРП методом подстановки в формулу Дюпюи эффективного радиуса скважины вместо фактического[1,3,6].

Технология концевой экранирования (*tip screenout* — TSO) позволяет контролировать боковой рост гидроразрыва, также увеличивает ее раскрытие, именно чтобы добиться большей проводимости.

Важной причиной внедрения технологии концевой экранирования является возможность предотвращения выноса проппанта. Несмотря на то, что при этом создаются более широкие трещины, одновременно достигается более равномерное распределение напряжений по упаковке проппанта [4]. Трещины, созданные с использованием традиционных методов, смыкаются, позволяя таким образом некоторому количеству проппанта осесть, что создает более высокие концентрации проппанта в нижней части трещины. В результате увеличивается вероятность локального каналаобразования или формирования “карманов” в проппантной упаковке с низким сжимающим трещину напряжением, что облегчает вынос проппанта при добыче.

Технология концевой экранирования, в которой фильтрационные утечки рабочей жидкости подавляются в меньшей степени, для создания высокой концентрации на фронте закачки, обеспечивает более быстрое смыкание трещины и позволяет тем самым минимизировать вынос проппанта более чем в 5.5 раз, упаковка проппанта становится неустойчивой.

Одним из важных мероприятий по предотвращению выноса проппанта из прискважинной трещины является добавка проппанта (стекловолокно) в проппантную упаковку. Структура сети волокон оказывается более эластичной, чем упаковка из проппанта со смоляным покрытием, и допускает сдвиговые перемещения проппанта без разрушений. Стекланные

волокна, добавляемые в последние порции суспензии проппанта в количестве 1.5% по весу, создают внутреннюю структуру, удерживающую частицы проппанта на месте.

Для успешного проведения гидравлического разрыва пласта необходимым и важным является эффективная доставка проппанта. Это можно обеспечить высоковязкой жидкостью, новая технология обеспечивает доставку проппанта с жидкостью низкой вязкости. Добавление полимерных волокон дала значительное улучшение продуктивности скважин и исследования получили наиболее широкое распространения и больше возможностей для проектирования гидроразрыва пласта[6].

Например, добавление волокон в состав рабочей жидкости для ГРП решило серьезную проблему оседания проппанта. Использование волокон необходимо для того, чтобы проппант не оседал в обсадную колонну и не приводил к разрушению оборудования, насосов и всей устьевой арматуры, что в конечном итоге приведет к колоссальным затратам при ремонте и замене оборудования. Добавление при перекачке вместе с проппантом полимерных волокон по технологии PropNet приводит к стабилизации упаковки проппанта предотвращая проблемы связанные с проведением операции ГРП.

Как уже известно технология PropNet была впервые использована на месторождениях Западной Сибири в 1998 году после нескольких случаев интенсивного выноса проппанта. Теперь технология PropNet используется в этом регионе в 90% операций по ГРП, подтвердив свою эффективность по предотвращению выноса проппанта.

После проведения исследований было обнаружено, что к добавлению к успешной стабилизации пачки волокна могут помочь в успешной транспортировке проппанта непосредственно к трещине и после операции разгеливания при пластовых условиях (температура и давление) полимерные волокна могли бы создавать своеобразный скелет и закрепление проппанта, что серьезно уменьшило бы его вынос и улучшило бы устойчивые коллекторские свойства. Для этого в 2008 году было изобретено новое поколение волокон по технологии FiberFrac[5,6].

Также помимо качественной и надежной доставки проппанта в трещину и равномерное его распределение по всему телу коллектора, добавление волокон FiberFrac в проппантную упаковку способствует предотвращению выноса проппанта из трещины. Структура сети волокон оказывается более эластичной, чем обычная упаковка из проппанта со смоляным покрытием, и допускает сдвиговые перемещения проппанта без разрушений. Стекловолоконные волокна, добавляемые в последние порции суспензии проппанта в количестве 1.5% по весу, создают внутреннюю структуру, удерживающую частицы проппанта на месте.

Волокна должны беспрепятственно проходить через все насосное оборудование, трубы НКТ, перфорационные отверстия и не препятствовать прохождению проппанта в трещину, не разделяться с проппантом на протяжении всей операции [3].

Проницаемость пласта зависит от качественного расположения проппанта в трещинах и желательно чтоб трещины были заполнены только им, поэтому было бы лучше если бы волокна FiberFrac исчезли. По этому ученые компании Schlumberger изобрели волокна которые постепенно растворяются очищая пространство, но не разрушая скелет из проппантной упаковки [3,4].

После проведенных различных геофизических, лабораторных и опытных анализов были сделаны выводы, что наиболее эффективным и значимым этот метод является для месторождений Западной Сибири. Данная технология нашла свое применение и в месторождениях других регионах.

Список использованных источников

- 1 Канаевская Р.Д., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи[Текст]/В.Ш.Мухаметшин//Нефтяное хозяйство.-2002.-№5.-С.96-100.

- 2 Ахметов Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа [Текст]/Р.Т.Ахметов// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений- Москва: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2011.-№5.-С.31-35.
- 3 Мухаметшин В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст]/В.Ш.Мухаметшин// Нефтегазовое дело -Уфа : Изд-во УГНТУ, 2011. №3.-Т.9.-С.11-125.
- 4 Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. Влияние увеличения дебита жидкости добывающей скважины на эффективность выработки запасов нефти // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: матер. междунар. научн.-практ. конф. Уфа, 2014. С. 60-61. Ахметов Р.Т.
- 5 Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти/ В.Ш. Мухаметшин, Р.Т.Андреев//Нефтегазовое дело.-20150Т.130-№4.-С.122-125
- 6 Мухаметшин В. Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9, № 4. С. 47-50.
- 7 Ахметов Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов / Р.Т.Ахметов, В.В.Андреев//Нефтегазовое дело.-2015.-Т.13.№4.-С.122-125.
- 8 В Ахметов Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов / Р.Т.Ахметов, В.В.Андреев//Нефтегазовое дело.-2015.-Т.13.№4.-С.122-125.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

Дубинский Г.С., Андреев А.В. Влияние механизма воздействия кислотного состава на карбонаты при обработке призабойной зоны пласта на эффективность интенсификации притока	3
Абдулхаков Р.Р., Гадиева З.И. К вопросу оценки влияния ингибитора солеотложений марки «СНПХ-5312» на физико-химические свойства эмульсий	9
АльМалави А.М., Альвард А.А. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири (ХМАО) бурением горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта	12
Ахметов Р.Т., Алламуратов А.А. Увеличение добычи нефти путём перехода на другой эксплуатационный объект в условиях Туймазинского месторождения	15
Ахметов Р.Т., Атнагулов А.Ф. Обоснование работ по гидродескоструйной перфорации совместно с ГРП на Приобском месторождении ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз»	18
Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В. Современные представления о распределении остаточной нефти в пустотном пространстве продуктивного пласта	20
Байрачный Д.В., Раупов И.Р. Реологические исследования полимерных растворов для внутрипластовой водоизоляции	23
Баязитова Л.Р., Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова Эффективность гидравлического разрыва пласта в условиях Рускинского месторождения	26
Ворсина Н.А., Фаррахов И.И. «Энергетический» гидроразрыв пласта	30
Ворсина Н.А., Шайхутдинов Т.Ф. Анализ эффективности физико-химических методов на примере Тевлинско-Рускинского месторождения	33
Габдуллина А.Р., Малюшко Д.С., Халин А.А. Контроль разработки нефтяной залежи по промысловым и геофизическим данным	37
Габзалилова А.Х., Газизов Т.Р. Повторный многостадийный разрыв пласта	41
Газизов В.З. Анализ свойств органических отложений и эффективность применения растворителей «МИА-ПРОМ» и «ИНТАТ-1» для их удаления	44
Гамзаяв Х.М., Гадимов И.К. Об одном методе численного моделирования акустического воздействия на пласт»	48
Гарифуллина З.А., Салимов А.Л. Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов Усть-Харампурского месторождения	51
Гиззатуллина А.А. Моделирование термического воздействия на нефтяной пласт через горизонтальную скважину	54
Гимазова Л.Я., Ефарова А.А. Ретроспективный анализ особенностей работы скважин, имеющих забойные давления ниже оптимальных в условиях тульского и верейского горизонтов месторождений НГДУ «Ямашнефть»	58
Гулиев Р.З., Тананыхин Д.С. Оптимизация процесса заводнения с применением стратегии реактивного управления при помощи скважин с высокотехнологичными компоновками	61
Гусейнзаде С.О. Об одной граничной обратной задаче разработки пласта при газовом режиме	64

Гуторов А.Ю., Баязитова Л.Р. Состояние фонда скважин на Малобалыкском нефтегазовом месторождении	66
Давлетшин А.Р., Усманов Р.Х., Майский Р.А. Прогнозирование применения щелочь-полимер-пав (ALKALINE-SURFACTANT-POLIMER) в условиях терригенной толщи девона Югомашевского месторождения	69
Дагирманов А.М. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	72
Даутова И.А., Закирова Ч.С. Выявление последствий для нефтяных компаний в условиях ограничения добычи нефти	75
Демидов А.В. Повышение нефтеотдачи за счет поражения пласта взвешенными частицами при заводнении на примере разработки многопластового карбонатного месторождения с высокой неоднородностью	78
Дубинский Г.С., Тулегенова О.Ш., Куангалиев З.А. Оценка и моделирование гидродинамических процессов в системе «скважина-пласт» при волновом воздействии	82
Ефарова А.А., Гимазова Л.Я. К вопросу влияния величины забойного давления на продуктивность скважин башкирского яруса	87
Ефимов Е.Р., Исламова К.Р. Анализ успешности технологий интенсификации притока флюида из пласта на Тарасовском месторождении	89
Игтисимова Г.Р., Игтисимова Р.Х., Шерстобитов Д.А., Гаркин А.С. Оптимальные способы и методы снижения вязкости нефти	94
Игтисимова Г.Р., Игтисимова Р.Х., Гаркин А.С., Шерстобитов Д.А., Кареев М.И. Вычисление процесса обезвоживания нефтей	95
Идрисова А.Т., Альмухаметова Э.М., Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов	98
Исроилов Н.К. Оценка эффективности применения одновременно-раздельной добычи и закачки в условиях Альметьевской площади	101
Ишкулов И.М. Исследование влияния термического воздействия на изменение свойств керна и СВН	104
Киреев А.А. Система, сбор и подготовка на Мохтиковском месторождении	106
Крестовникова А.А., Горбунова В.А. Особенности применения винтовых насосов	109
Кулешова Л.С., Хакимова А.И. Предупреждение замерзания и последствий замерзания устья нагнетательных скважин	111
Курбиева Г.В., Ярмухаметов И.Н. Анализ проблем эксплуатации малодобитных скважин, оборудованных ШСНУ (на примере НГДУ «Джалильнефть» и НГДУ «Альметьевнефть»)	114
Меньшикова И.Н. Совершенствование технологии термогравитационного дренирования пласта путем численного моделирования для условий Лыяельской площади Ярегского месторождения	118
Мингулов И.Ш. Связь между коллекторскими свойствами продуктивных пластов и параметрами распределения фильтрационных каналов по размерам	121
Мифтахова Г.М., Быковский Н.А., Лутова Л.А. Исследование особенностей набухания глин от физико-химических свойств закачиваемой воды	124

Мустафаев А.Г. Исследование влияние взаимосвязанных факторов на теплового режима породоразрушающего инструмента	127
Мустафаев А.А., Дадаш-заде М.А., Мансурова С.И., Дадаш-заде Х.И., Алиев И.И. Интерференция скважин с учетом аномальных свойств нефти и СКИН фактора	131
Мустафаев А.Г. Исследование тепловых процессов на контактных поверхностях скважинных разрушающих инструментов	134
Насыров И.И. Методы поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях	136
Насыров И.И., Майский Р.А. Моделирование взаимодействия факторов, влияющих на эффективность операции гидроразрыва пласта	138
Нафикова Р.А., Егоров Д.С., Салимов А.Л. Эффективность применения гидравлического разрыва пласта на Пальяновской площади Краснотеннинского месторождения	141
Нафикова Р.А., Дагирманова Д.М. Анализ эффективности совместной разработки эксплуатационных объектов Биавашского нефтяного месторождения	145
Нурутдинов Р.Р., Нурутдинов Ш.Р., Нурутдинова А.Н. Исследование растворимости газа в углеродном сырье нефтяных скважин	148
Петров В.А., Петрова Л.В., Грезина О.А., Зарипова Л.М., Зайнагаллина Л.З. Особенности системы сбора газа Пеляткинского газоконденсатного месторождения	152
Петрова Л.В., Камалеева А.Ф. Оптимизация работы установок погружных электроцентробежных насосов на Киньяминском месторождении	156
Петрова Л.В., Яруллин Д.Р. Влияние мощности и радиуса образующей трещины на эффективность гидроразрыва пласта	160
Подъячева В.Е. Оценка влияния геометрических характеристик фильтра на процесс притока к нему	163
Полякова Н.С., Ваганов Л.А. Оценка эффективности системы заводнения БВ7 Южно-Выйнтойского месторождения	166
Сандыга М.С., Хайбуллина К.Ш., Рогачев М.К. Оценка влияния неионогенного ПАВ на асфальтосмолопарафиновые вещества, содержащиеся в нефти	169
Свиридова И.А., Баландин Л.Н. Определение условий рациональной глубины спуска УЭЦН при их оптимизации	172
Софронова В.А. Расчет эффективности системы поддержания пластового давления методом материального баланса	175
Татарнинова Е.Э., Лаврентьев Д.В., Низовитин А.Н. Анализ эффективности разработки продуктивных пластов Аюитинского нефтяного месторождения Самарской области	179
Тулегенова О.Ш., Дубинский Г.С., Куангалиев З.А. Исследование перспективы применения волновых технологий повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи	182
Тухбатуллин Р.Ф. Сравнительный анализ применения гидроразрыва пласта на различных месторождениях России	187
Хабиров А.Э. Применение волокнисто-дисперсных систем (ВДС) для повышения эффективности разработки на примере Миннибаевской площади Ромашкинского	190

месторождения

Ханнанов А.И., Майский Р.А. Моделирование несовершенства скважин с помощью индикаторных линий	194
Хороших А.А. Внедрение инновационных технологий сейсморазведки при разработке морских месторождений нефти и газа	196
Шагалеев Р.Р. Структура пустотного пространства и коллекторские параметры нефтенасыщенных пород	199
Шакирова Г.Э. Гидродинамический метод повышения нефтеотдачи месторождений	203
Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Гизетдинов И.А., Кильмаматова Э.Т. Анализ эффективности применения водобитумной системы при выполнении водоизоляционных работ в условиях залежи №5 Ромашкинского месторождения	205
Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Газизов Т.Р. Анализ технологии бесшарового многостадийного гидроразрыва пласта на Вынгапуровском месторождении	209
Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Егоров Д.С. Обоснование технологического эффекта от антикоррозионного мероприятия в условиях НГДУ «Комсомольскнефть»	212
Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Шамсутдинова Г.Ф. Исследование скважин методом снятия кривых восстановления уровня (КВУ) на Федоровском месторождении	215
Шарафутдинов Э.М. Отложения асфальтенов, смол и парафинов и метод борьбы с ними на Ромашкинском месторождении	218
Юсупова Л.Ф., Габдрахманова К.Ф. Современные методы решения проблемы мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений	222
СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»	
Ахаев Р.Р., Вязниковцев С.Ф., Мамаева О.Г., Дихтябрь Т.Д. Повышение термостойкости полисахаридов, применяемых в буровых промывочных жидкостях	226
Валямов К.Р., Мыкалкин В.В., Ишбаев Г.Г. Износ шарошечных долот при бурении скважин	229
Габзалилова А.Х., Гарифуллина З.А., Ахметзянов И.И., Янтурин Р.А., Гилязова М.Д., Янтурин А.Ш. Влияние изменения радиуса кривошипа на кинематику станка-качалки при регулировании динамического уровня жидкости в скважине	232
Ганеев Э.Э. Анализ ингибированных растворов применяемых на Ромашкинском месторождении	236
Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Технология бурения многоствольных скважин	239
Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Применение технологии RAPID при бурении многоствольных скважин	242
Загидуллин Ю.И., Тептерева Г.А., Дихтябрь Т.Д. Защитное действие кремниевых композиционных добавок на скорость набухания глины в буровых растворах	245
Ильясов Э.И., ПедросаБелью В.Х. Исследование облегченных тампонажных материалов	249
Ихсанов Д.В., Давлетшин Р.Ф., Кабдушев А.А. Влияние пластификаторов на рео-	251

логические свойства тампонажных растворов

- Ишкулов Р.Д., Абубакиров Р.Р., Латыпов Д.Д., Ли Линь** О взаимосвязи термической стойкости цементного камня и pH продуктов твердения 254
- Кабдушев А.А., Комлева С.Ф.** Проблема повышения качества цементирования 256
- Латыпов Д.Д., Нафиков Д.Л., Хабабутдинова Н.Б.** Исследование процессов твердения и коррозии тампонажных материалов методом рентгенофазового анализа и термографического метода 259
- Миннивалеев Т.Н., Ягафарова Х.Н., Абдюкова Р.Я., Миннивалеев А.Н., Миннивалеева А.Н., Мерзляков А.А.** Оценка энергозатрат на вибрационные процессы, происходящие в системе «бурильная колонна-долото-забой» 262
- Мунизаров Т.И., Лутфуллин Т.Р.** Оценка изменения качества буферных жидкостей при их смешении с буровым раствором 265
- Мухутдинов Р.Р., Рахматуллин Д.В.** Осложнения при бурении в районах залегания многолетнемерзлых пород и способы их ликвидации 268
- Павельева О.Н., Басов А.О.** Технология многозабойного бурения как способ вовлечения трудноизвлекаемых запасов при разработке месторождений Западной Сибири 271
- Павельева О.Н., Басов А.О.** Анализ технологии бурения боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений 273
- Постнов П.А., Логунов С.В., Паршукова Л.А.** Повышение эффективности очистки горизонтальных скважин методом включения в КНБК циркуляционных переводников на месторождениях Западной Сибири 275
- Розенцвет А.В., Чудинова И.В.** Повышение стабильности буровых растворов при проходке глинистых отложений 279
- Садрtdинов Р.Р., Шайбеков М.С.** Оценка отмывающей способности буферной жидкости с добавкой анионоактивного ПАВ 282
- Старков Я.В., Гатауллин А.М., Ризванов Ш.З., Кабдушев А.А.** Исследование механизма предотвращения газопроявления в период ОЗЦ добавками полиэлектролитами 286
- Султанов И.И., Рахимов Р.Р.** Возможности применения поверхностно-активных веществ различных классов в буровой технологии 288
- Суркаев А.А., Зарипова Л.М.** Предупреждение и ликвидация прихватов колонн при бурении скважин на Приобском месторождении 291
- Трушкин О.Б., Попов А.Н., Трушкин Б.Н.** Дебалансные силы вооружения долот и их влияние на технологию бурения 294
- Файзуллин М.М., Нигматзянов Д.Ф., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д.** Несущая способность граничных слоев смазочных материалов 296
- Фам Т.В., Сантуш А.К.Д., Дихтярь Т.Д.** Разработка рецептуры раствора для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Вьетнама 299
- Филимонова А.Д.** Зарезка боковых стволов и боковых горизонтальных стволов с применением гидравлического разрыва пласта 302
- Хабибуллин Т.Р., Тептерева Г.А., Дихтярь Т.Д.** Изучение предельной и гиббсовой адсорбции лигносульфонатов, как основы буровых реагентов 305

Хасанов Р.М., Валиев Р.Р., Чудновская А.В., Конесев В.Г., Дихтярь Т.Д. Разработка инвертно-эмульсионного бурового раствора с улучшенной экологической безопасностью	309
Шайбеков М.С., Садртдинов Р.Р., Николаев А.И., Мусин В.С. Применение вязкоупругих систем в качестве буферной жидкости	312
Эгву С.Б., Николаев А.И., Шайбеков М.С., Мусин В.С. Применение вязкоупругих подвижных пакеров при креплении скважин	314
СЕКЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»	
Абдюкова Р.Я., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Миннивалеев Т.Н. Стендовые испытания клапанов бурового насоса	318
Аюпова Л.Р. Исследование вибрационного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций	321
Давыдов А.Ю., Сулейманов Р.И., Давыдова О.В. Компоновки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний	324
Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагалина Л.З., Стройкин Г.А. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надежностью трансмиссионного вала	331
Зарипова Л.М. Эффективность применения различных конструкций замковых опор вставных насосов	334
Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С. Низкочастотный гидроударник для выполнения скважинных работ	338
Зейналов Р.А., Зейналова Ш.Г. Дефектоскоп нефтепромыслового оборудования на основе датчиков магнитного поля	341
Исмагилов Р.Р., Габдрахимов М.С. Обрывность по конструктивным элементам штанговой колонны	344
Кагану Д.Б., Латыпов О.Р. Разработка метода исследования коррозии металла обсадных колонн	347
Ковалевский Е.А. Разработка испытательного стенда на базе станка ЗИФ-1200 для проведения исследований процесса разбуривания	349
Лазоренко М.Ю. Исследование режимов работы нефтеперекачивающей станции с частотно-регулируемым приводом насосных агрегатов	354
Латыпова Д.Р., Калимуллина Э.Р., Латыпов О.Р. Предупреждение контактной коррозии теплообменного оборудования в кислородосодержащих минерализованных средах	357
Мансуров Р.И., Исламов М.К. Применение струйного аппарата для автоматического перепуска затрубного газа в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами	359
Мельников А.А., Василькович В.А. Сменные многогранные пластины для чистовых цилиндрических фрез	362
Мустафаев А.Г., Амирова А.М. Влияние диспергированных частиц композиционного материала направленного в режущую часть скважинного инструмента на удельный производительность процесса фрезерования	364
Петров В.А., Петрова Л.В., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Сидоркин Д.И. Силовой гидравлический привод колтюбинговой установки МК-20Т....	369
Рагимова М.С. Исследование фланцевых соединений в трубопроводах	373
Салаватов Т.Ш., Хуррам Игбал Коррозия НКТ в газоконденсатных скважинах	376
Сидоркин Д.И., Зарипова Л.М. Отечественные и зарубежные насосные штанги для винтовых насосов установок со штанговым приводом	379
Степанов Д.В., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е. Влияние изменения электрохимических параметров промысловой среды на интенсивность солеотложения	383

Сулейманов А.А., Меликов Г.Х., Маммедли Н.Ф. Особенности анализа данных DTS	385
Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М., Зайна- галина Л.З., Давыдова О.В. Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600	388
Сулейманов Р.И., Хабибуллин М.Я., Петров В.А., Давыдов А.Ю., Давыдова О.В. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН	392
Сулейманов Р.И., Петров В.А., Хабибуллин М.Я., Хабибуллина Р.Г., Сидоркин Д.И., Абдюкова Р.Я. Совершенствование конструкции скруббера сепаратора- пробкоуловителя	396
Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Си- доркин Д.И., Абдюкова Р.Я. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС	399
Суркаев А.А., Зарипова Л.М. Предупреждение и ликвидация прихватов колонн при бурении скважин на Приобском месторождении	403
Турабова А.Х. Исследование напряженного состояния корпуса скважинных камер для сильфонных газлифтных клапанов	406
Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Петров В.А., Сидоркин Д.И., Зайнагалина Л.З. Ускорение капиллярной пропитки замкнутых нефтеносных пор импульсной закачкой воды	412
Хабибуллин М.Я., Арсланов И.Г. Разработка универсального стенда для оптими- зации импульсного нестационарного заводнения	417
Хабибуллин М.Я. Разработка устройства для нестационарного импульсного завод- нения	422
Халилов А.И., Смольников Е.С. Применение гибкой муфты в оптимизации про- цесса добычи нефти с помощью УЭЦН из скважин со сверхнормативной кривизной	427
Шагиев С.А., Крысин Н.И. Разработка и совершенствование технических средств системы очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивных пластов на депрессии забойными двигателями	429
Шерстобитов Д.А., Сидоркин Д.И., Ле Хыу Тоан Разработка скважинного мульт- типликатора для винтовой насосной установки со штанговым приводом	432
Шокуров И.В., Егоров Д.С., Селиванова М.В. Прибор для гидродинамической обработки скважин (ГОС-89)	432
Шулин В.С. Гидровинтовой привод штангового скважинного насоса	436
Кильмamatова Э.Т., Ахметов Р.Т. Использование технологии концевой экрани- рования при проведении гидравлического разрыва пласта	439

Подписано в печать 25.05.2017.
Формат бумаги 60×84 1/16. Гарнитура Times New Roman.
Бумага офсетная. Печать плоская.
Усл. печ. л. 26,16. Заказ 6037. Тираж 25 экз.

Отпечатано в ООО Универсальная Типография «Альфа Принт»
620049, г. Екатеринбург, переулок Автоматики, 2ж
Тел.: 8 (800) 300-16-00
www.alfaprint24.ru