

622,244(043)
Д.64

На правах рукописи

ДОЛГУШИН ВАСИЛИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ
ВСКРЫТИЯ И РАЗОБЩЕНИЯ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ
МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Специальность: 25.00.15 Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

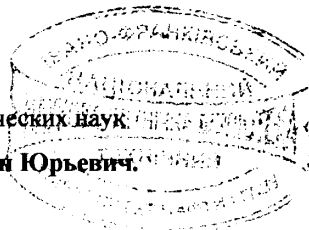
Москва - 2010

Работа выполнена в проектном отделе научно-исследовательского и проектного института технологии строительства скважин при Тюм ГНГУ.

Научный консультант:

кандидат технических наук

Кузнецов Роман Юрьевич.



Официальные оппоненты:

доктор технических наук

Аржанов Андрей Феликсович

кандидат технических наук

Маслов Валентин Владимирович

Ведущая организация:

ТО «Сургут НИПИ нефть»

Защита состоится 24 марта 2010 г. в 11:30 часов на заседании объединенного диссертационного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу: 119991, г.Москва, ул. Бардина, д. 4

Автореферат разослан

20.02. 2010 г.

Ученый секретарь диссертационного совета

доктор технических наук

А.П. Аверьянов



ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Нефтегазодобывающий комплекс России остается одним из основ нашей экономики, в котором сосредоточено порядка 13% мировых разведанных запасов нефти и более 36% запасов природного газа. Причем доля продукции комплекса составляет почти 50% в объеме экспорта.

За последние годы число действующих скважин в России значительно сократилось, слабыми темпами возрождается бурение разведочных скважин при возрастающей роли добычи углеводородного сырья в современных кризисных условиях. Открываемые новые месторождения нефти и газа зачастую находятся в труднодоступных географических и климатических условиях, а также в коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, от качества и эффективности первичного вскрытия которых в существенной мере зависит дальнейшая эксплуатация скважин и разработка продуктивного пласта в целом. Существенная роль при этом заключается в завершении строительства скважины способом «открытый забой», позволяющим с меньшими потерями вскрыть продуктивный пласт и обеспечить максимально возможный потенциальный дебит добываемой продукции. Усложняется это тем, что большинство вновь открываемых месторождений имеют многопластовую структуру и требуют создания новых и усовершенствования существующих технологий временного и долговременного их разобщения в процессе первичного вскрытия. Актуальность этой проблемы заключается еще и в том, что, новейшие перспективные технологии использования теории нелинейных колебаний, разработанной коллективом НЦ НВМТ РАН под руководством академика Ганиева Р.Ф. для интенсификации добычи углеводородов, существенно зависят от формы и размеров открытого

забоя добывающих и нагнетательных нефтяных и газовых скважин. В этой связи исследование и усовершенствование технологий вскрытия и разобщения сложно построенных многопластовых залежей актуальны и перспективны, особенно для низкопроницаемых коллекторов.

Цель работы. Интенсификация добычи углеводородного сырья в сложных геолого-технических условиях разработкой и усовершенствованием технологий первичного вскрытия и разобщения сложно построенных многопластовых залежей.

Основные задачи исследований:

1. Анализ применяемых конструкций скважин с точки зрения изоляции водонасыщенных горизонтов.
2. Анализ влияния репрессии и депрессии на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны проницаемых пластов.
3. Исследование и разработка технологий ограничения водопритоков при бурении и эксплуатации скважин.
4. Исследование и совершенствование технологий первичного вскрытия флюидонасыщенных горизонтов и их разобщения.
5. Разработка нормативно-технической документации для внедрения результатов исследований.

Научная новизна работы.

1. Теоретическими и экспериментальными исследованиями влияния депрессии на фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов научно обоснована необходимость проведения водоизоляционных работ многопластовых залежей поочередно и непосредственно сразу при их первичном вскрытии бурением, добываясь полной изоляции водоносных пропластков от углеводородосодержащих

горизонтов.

2. Научно обоснована концепция заканчивания скважин способом «открытый забой» определенной формы и размеров для направленного воздействия физическими полями на застойные зоны продуктивных пластов с целью интенсификации и полноты выработки углеводородов из заблокированных низко проницаемых коллекторов.

Практическая ценность работы.

1. Разработана технология необратимой изоляции пластовых вод в процессе первичного вскрытия водонасыщенных пластов, основанная на использовании компонентов пласта (минерализованной воды) при циклическом нагнетании химреагентов, способных при реакции с катионами солей пластовых вод образовывать нерастворимые осадки, коагулирующие поры, насыщенные пластовой водой, позволяющая решить проблему охраны недр от перетоков флюидов по негерметичному заколонному пространству.

2. Усовершенствована технология долговременной изоляции непродуктивных пресноводных горизонтов на этапе первичного вскрытия для предупреждения осложнений, связанных с поглощениями и проявлениями при строительстве нефтяных и газовых скважин.

3. Разработаны требования по ограничению водопритоков в добывающих скважинах и технология их ограничения.

Апробация работы.

Основные результаты работы обсуждались на следующих совещаниях и конференциях:

1. Конференция Научно-инженерного центра НК «ЛУКОЙЛ» Москва - 2003 год.

2. Конференция кафедры «Моделирования и управления процессами нефтегазодобычи» – Тюмень – 2003 год

3. Конференция научно-технического журнала «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности» - Москва, Октябрь 2004.

4. Научно-техническая конференция, посвященная 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Инновации и эффективность производства» г. Сургут – Тюмень 21-22 апреля 2006г.

5. Ежегодные семинары кафедры бурения ТюмГНГУ – 2003, 2004, 2006, 2008, 2009 г.г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 11 научных статей, в том числе в журналах, рекомендованных ВАК – 3.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 173 наименования. Работа изложена на 223 странице машинописного текста, включая 33 рисунка, 20 таблиц и 1 приложение на 18 страницах.

Автор выражает благодарность научному консультанту к.т.н., Р.Ю. Кузнецову за научную и методическую помощь, оказанную при выполнении диссертационной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении кратко охарактеризованы актуальность темы диссертации, цель работы, основные задачи исследования, научная новизна, практическая ценность и их апробация.

Первый раздел посвящен важной проблеме изоляции водонасыщенных горизонтов в процессе бурения скважины, их разобщении с целью создания герметичного заколонного пространства, а так же вызову притока при освоении, подземном и капитальном ремонтах эксплуатационной скважины, создавая условия для увеличения фазовой

проницаемости коллектора по нефти и резкого уменьшения фазовой проницаемости по воде.

Большой вклад в проведении этих работ внесли такие ученые и исследователи, как Ф.А. Агзамов, А.И. Булатов, В.С. Войтенко, А.Н. Гноевых, Б.И. Есьман, В.В. Ипполитов, А.Т. Кошелев, Ю.С. Кузнецов, М.Р. Мавлютов, Р.И. Медведский, В.П. Овчинников, В.Н. Поляков, А.И. Спивак, С.А. Шеринзаде и др.

В начале проведен анализ применяемых конструкций скважины, их забоев, который показал, что с точки зрения будущих добывных возможностей скважины, воздействие на призабойную и удаленную зоны пласта при эксплуатации, контроля за разработкой и др., существующие конструкции забоев имеют ряд существенных недостатков, главным из которых является интенсивное проникновение фильтрата и тонкодисперсных частиц буровых и тампонажных растворов при недопустимо больших репрессиях и депрессиях во время первичного и вторичного вскрытия продуктивной толщи и освоения скважин, а также невозможность качественно обрабатывать приствольную зону продуктивных пластов химическими реагентами и физическими полями для ликвидации СКИН-загрязнений.

В результате проведенного анализа уточнены требования, предъявляемые к методам формирования конструкции забоя и фильтра скважины и выработана концепция такого формирования при первичном вскрытии и креплении скважины.

Сделан вывод о том, что необходимо обязательно заканчивать скважину способом «открытый забой» в карбонатных коллекторах и, по возможности, в терригенных отложениях, основываясь на том, что, открытая для обработки поверхность фильтрации проницаемых пластов в необсаженном стволе скважины создает наилучшие гидравлические условия и технические возможности по селективной изоляции и

дренированию приствольной зоны наиболее эффективными методами. Это, прежде всего, гидродинамические и волновые методы воздействия, основанные на реализации управляемых механизмов гидромеханической очистки приствольной зоны проницаемых пород волновым низкочастотным и высокоамплитудным гидродинамическим полем.

В последние годы большое внимание уделяется проблеме негерметичного заколонного пространства не только в зоне продуктивных горизонтов, но и изоляции друг от друга всех флюидонасыщенных пластов, содержащих различные химически опасные вещества (соли тяжелых металлов, сероводород, углекислоту и др.)

Насущной проблемой всех нефтегазодобывающих районов (Татарстан, Башкортостан, Поволжье, Западная Сибирь и др.) является сохранение, так называемых верхних вод от попадания в них указанных химически опасных веществ.

С этой целью разработаны и утверждены различные программы по сохранению питьевых вод, имеется целый комплекс соответствующих технологий по разобщению верхних горизонтов и созданию герметичного заколонного пространства за кондукторами. Предпочтение отдается технологиям, изолирующим такие горизонты в процессе углубления скважины.

Одним из таких методов является гидрофобизация поровой среды реагентами, вводимыми в состав бурового раствора при бурении флюидосодержащих пластов и их кольматация с целью создания непреодолимого барьера для их сообщения с открытым стволом бурящейся скважины. Этот метод особенно перспективен при водоизоляции неоднородных пластов, имеющих различную флюидонасыщенность (остаточная вода, газ, нефть, газоконденсат).

В этой связи нами проведены всесторонние исследования по изоляции водонасыщенных пропластков методами гидрофобизации проницаемой среды кремнийорганическими реагентами.

В начале рассмотрена существующая методология ограничения водопритоков, анализ которой позволил предложить рабочую гипотезу и провести теоретическое ее обоснование.

При разработке рабочей гипотезы одним из главных было требование по созданию такой технологии первичного вскрытия, которая позволила бы изолировать водопритоки по промытым зонам продуктивных пластов и в дальнейшем обеспечить возможность направленного воздействия на призабойную и удаленную зоны пласта с целью увеличения добывных возможностей нефтяных скважин.

Основная стратегия заключалась в направленном изменении фазовых проницаемостей по воде и нефти пластов – коллекторов.

Для этой цели была использована теория физической адсорбции и один из главных ее постулатов, что молекулы адсорбируются немедленно после того, как они достигают поверхности адсорбента, что важно в условиях бурящейся скважины.

Известно, что адсорбция происходит под действием электростатических и дисперсионных сил. Когда поверхность адсорбента и молекулы адсорбируемой жидкости неполярны, преобладающую роль играют дисперсионные силы. При дисперсионном эффекте адсорбционные силы действуют на значительном расстоянии по сравнению с размерами молекул. Для электростатической адсорбции местами наибольшей активности являются ребра, углы, пики, для дисперсионной адсорбции, наоборот, ямы углубления, щели, поры. Это объясняется, согласно Поляни тем, что адсорбционные потенциалы противоположных стенок накладываются друг на друга, что ведет к усиленной адсорбции в мелких щелях и порах.

В ряде случаев наблюдается зависимость между растворимостью адсорбируемого вещества в данном растворителе и адсорбцией. Чем больше растворимость вещества, тем меньше адсорбция.

Когда пористая среда сложена из зерен с гидрофобной поверхностью, то гидрофобные радикалы молекулы обращаются в сторону адсорбента, т.е. породы, а ее полярные группы обращаются в сторону воды, в результате чего увеличивается количество связанной воды и изменяется фазовая проницаемость адсорбента.

Сказанное позволило сформулировать требования к материалам – гидрофобизаторам для снижения фазовой проницаемости терригенных коллекторов по воде и сохранением фазовой проницаемости по нефти. Нам представляется возможным использовать, с целью уменьшения фазовой проницаемости для воды (для снижения капиллярного концевое эффекта, о котором уже упоминалось выше), а в конечном итоге для уменьшения объемов попутно добываемой воды, высокодисперсные гидрофобные материалы.

Автором, усовершенствован способ повышения нефтеотдачи пластов (разработанный Р.К. Ишкаевым), в соответствии с которым ПЗП обрабатывается суспензией высокодисперсного гидрофобного диоксида кремния в органическом растворителе (с содержанием его 0,05 – 0,5% для нагнетательных и 0,5 – 1,0% для добывающих скважин). В качестве высокодисперсного гидрофобного диоксида кремния можно использовать белую сажу, тальк, аэросил, перлит и т.д.

Дальнейший поиск и опробование специальных материалов определил возможное использование высокодисперсного порошка МКД «Кварц» для целей интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи коллекторов за счет снижения их обводненности. Краевой угол смачивания или величина поверхностного натяжения этого реагента имеет максимальное значение из всех известных гидрофобных материалов.

Кремнийорганические соединения, содержащие функциональные группы у атома кремния, обладают высокой реакционной способностью. Одним из основных свойств их является легкая гидролизуемость. В результате гидролиза образуются силаноны, конденсирующиеся в полиорганосилоксаны, пленки из которых обладают гидрофобными свойствами. При обработке материалов кремнийорганическими гидрофобизаторами на их поверхности образуются пленки полиорганосилоксанов.

Гидрофобные свойства пленок обусловлены определенной ориентацией молекул полимера: полярные силоксановые связи Si – O – Si направлены к поверхности материала, а гидрофобные углеводородные радикалы R - в сторону окружающей среды. Механизм формирования и фиксации гидрофобной пленки зависит от характера используемого кремнийорганического гидрофобизатора и природы обрабатываемого материала.

В результате проведенных работ по первому разделу делается неординарный вывод о том, что появляется необходимость и возможность разработки специальных технологий и технических средств по селективной изоляции как не вовлекаемых в разработку водо- и газонасыщенных пластов, так и продуктивных горизонтов на этапе первичного вскрытия продуктивных отложений до спуска и цементирования эксплуатационной колонны. Это требует разработки новой методологии заканчивания скважины, основанной на селективном, избирательном подходе к изоляции проницаемых пластов по мере их первичного вскрытия.

Такой подход к решению технически сложной проблемы, каковой является разобщение пластов продуктивной толщи в поздней и завершающей стадиях разработки нефтегазовых месторождений, имеет ряд преимуществ перед реализуемым в настоящее время. К наиболее

значимым из них относятся:

1. Возможность селективной изоляции водонасыщенных пластов по схеме «сверху – вниз» в наиболее благоприятных геолого-физических и гидродинамических условиях, исключающих влияние ранее отмеченных факторов на эффективность изоляционных работ и загрязнение призабойной зоны продуктивных пластов.

2. Широкие технические возможности по обработке пристволенной зоны проницаемых пород продуктивной толщи для формирования временного и долговременного изолирующего экрана с заданными показателями герметичности и прочности последнего.

3. В комплексе с применяемыми технологиями разобщения пластов, селективная изоляция приводит к существенному повышению герметичности крепи и снижению обводненности скважин.

Во втором разделе рассмотрена проблема вскрытия и разобщения сложно построенных многопластовых залежей. Здесь особое внимание уделено вопросам влияния репрессии при вскрытии пластов бурением и депрессии при их эксплуатации. Известно, что предупредить их неконтролируемое взаимодействие можно только методами управляемой кольматации, добиваясь полной изоляции водоносных пропластов от ствола скважины и создавая временный кольматационный экран против нефтенасыщенных горизонтов, разрушаемый в последствии одним из существующих методов (гидродинамическое или механическое расширение)

Отметим, что наименее исследованными в теоретическом плане являются вопросы вскрытия пластов жидкостями, имеющими в забойных условиях вязко-упругие свойства и вопросы регулируемой депрессии в системе «скважина-пласт». Последовательно рассмотрены проблемы, возникающие при вскрытии продуктивных (или любых флюидосодержащих) пластов и пути решения этих проблем.

При вскрытии продуктивных пластов бурением происходит постепенное включение пласта в работу и при нулевой или малой депрессии на пласт скважина начинает проявлять и функционирует, как несовершенная по степени вскрытия.

Для выявления влияния несовершенства по степени вскрытия рассмотрена задача со следующими упрощениями.

Пусть имеется однородный пористый пласт с проницаемостью $k = \text{const}$, ограниченный двумя горизонтальными плоскостями $Z = 0$ и $Z = h$ (кровля и подошва продуктивного пласта) и проницаемыми цилиндрическими поверхностями $r = R_c$ (стенка скважины), $r = R_k$ (контур питания), на которых справедливы граничные условия:

$$\begin{aligned} P &= P_c = \text{const}, \text{ при } r = R_c, \\ P &= P_{\text{пл}} = \text{const}, \text{ при } r = R_k \end{aligned} \quad (1)$$

Считается, что поры пласта насыщены однородной жидкостью вязкости μ , а фильтрация происходит при установившемся режиме ($t \rightarrow \infty$).

Дифференциальное уравнение, описывающее этот процесс – есть простейшее уравнение Лапласа и имеет вид

$$\frac{1}{2} \frac{\sigma}{\sigma \cdot r} \left(r \frac{\sigma \cdot p}{\sigma \cdot r} \right) = 0 \quad (2)$$

Решение (2) при ограничениях (1) позволяет определить законы распределения давления в плоскорадиальном потоке:

$$P(r) = P_c - \Delta P \ln r / R_k / \ln R_k / R_c, \quad (3)$$

$$P(r) = P_k - \Delta P \ln R_k / r / \ln R_k / R_c, \quad (4)$$

и скорость фильтрации

$$V(r) = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln R_k / R_c} \cdot \frac{1}{r} = 0, \quad (5)$$

где $P(r)$ – давление в пласте на расстоянии r от стенок скважины, МПа; $\Delta P = P_c - P_{\text{пл}}$ – заданный перепад давления между скважиной и

пластом, МПа; $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа; P_c - давление на стенках скважины, МПа; R_k - радиус контура питания, м; R_c - радиус скважины, м; r - текущий радиус, м; $V(r)$ - скорость фильтрации, м/с; k - проницаемость пласта, мкм²; μ - вязкость пластовой жидкости, мПа·с.

При поглощении ($\Delta P < 0$) и проявлении ($\Delta P > 0$) расход жидкости через стенки скважины $q = R_c$ определяется формулой Дюпюи:

$$Q = 2\pi \cdot r \cdot h \cdot V(R_c) = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln R_k / R_c}. \quad (6)$$

Вводя понятие коэффициентов гидропроводности $\epsilon = kh/\mu$ и продуктивности $A = 2\pi \epsilon / \ln(R_k/R_c)$, формулу (6) записываем в виде

$$Q = A \Delta P \quad (7)$$

Для случая вскрытия части пласта b формула Дюпюи записывается в виде

$$Q_n = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln R_k / R_c + C_2}, \quad (8)$$

где C_2 - коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия.

Коэффициент C_2 определяется по графикам Щурова В.И по приближенному решению И.Козени

$$Q_n = \frac{2\pi \cdot k \cdot \bar{h} \cdot h}{\mu} \cdot \Delta P \left(1 + 7 \sqrt{\frac{R_c}{2h\bar{h}}} \right) - \cos \frac{\pi \bar{h}}{2}, \quad (9)$$

где \bar{h} - отношение вскрытой мощности пласта к общей мощности, т.е. $\bar{h} = b/h$.

Возьмем отношение дебита несовершенной скважины к дебиту совершенной $\delta = Q_n/Q$ и, используя формулы (6), (9), рассчитаем δ в зависимости от степени вскрытия $\bar{h} = \frac{b}{h} \times 100\%$ и мощности пласта h .

Результаты расчетов приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 - Изменение коэффициента совершенства скважины в зависимости от степени вскрытия: 1 - $h=10$ м; 2 - $h=20$ м; 3 - $h=30$ м; 4 - $h=40$ м

Как видно из рисунка 1, с увеличением мощности пласта (при $h > 20$ м) наблюдается почти линейный рост дебита в зависимости от величины вскрытия пласта \bar{h} . При малых мощностях продуктивных пластов ($h < 10$ м) связь между дебитом и мощностью вскрытого участка b параболическая.

Также проведены теоретические исследования динамики забойного давления при вскрытии продуктивных пластов и глушении скважины на модели, которая учитывает следующее. По мере вскрытия продуктивного пласта увеличивается расход жидкости в затрубном пространстве, т.к. добавляется пластовый флюид. Это приводит к росту гидравлических сопротивлений и росту забойного давления. По мере подъема смеси «буровой раствор – пластовая нефть» происходит разгазирование нефти, что приводит к снижению гидростатического давления, а, следовательно, снижается забойное давление. Снижение забойного давления в свою очередь приводит к увеличению поступления нефти из пласта и увеличению гидродинамической составляющей перепада давления в системе «скважина – пласт» и т.д. Возникают неуправляемые колебательные процессы, приводящие к непрогнозируемым последствиям (рис.2)

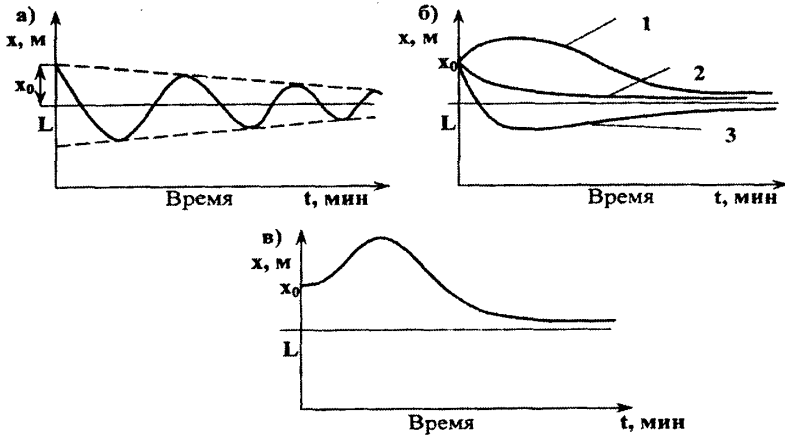


Рисунок 2 - Характер изменения уровня жидкости в скважине

а) Затухающие колебательные движения жидкости относительно точки равновесия L;

б) В зависимости от начальных условий, уровень жидкости стабилизируется на уровне L по различным кривым;

в) Резкое увеличение относительно точки L и более медленное стабилизирование на уровне L.

Таким образом, даже в случае отсутствия промывки и установившемся (известном) статическом уровне возможны самые неожиданные варианты поведения системы «скважина - пласт»

Приведённые нами теоретические исследования, выполненные самостоятельно и заимствованные из известных источников, показывают, какие тонкие механизмы задействованы для безаварийного вскрытия продуктивных пластов с целью обеспечения их потенциально возможного дебита. Однако их реализация не может быть осуществлена без необходимой информационной обеспеченности. Отсутствие оперативной информации о состоянии призабойной зоны, об изменении характеристик

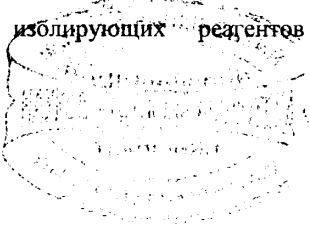
призабойной зоны, о свойствах раствора в зоне контакта «скважина - пласт» во многом сдерживают применение передовых технологий.

Как уже было замечено в 1-м разделе, важнейшая роль при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин принадлежит борьбе и предупреждению водопритоков.

В третьем разделе рассмотрены технологические особенности ограничения или недопущения водоприковок в нефтяных скважинных, что напрямую связано с разобщением сложно построенных многоплановых залежей.

Изоляцией пластовых вод в нефтяных и газовых скважин занимался и занимается широкий круг специалистов, как в нашей стране, так и за рубежом. Среди них необходимо отметить А.Г. Аветисова, В.А. Амияна, В.А. Блажевича, А.Ш. Газизова, А.И. Комиссарова, И.И. Кравченко, А.Т. Кошелева, Ю.С. Кузнецова, А.В. Маляренко, И.И. Маслова, Е. К. Мачинского, В.П. Овчиникова, В.Н. Полякова, Ф.И. Романюка, В.М. Шумилова, В.Н. Юдина и др. Из зарубежных ученых вопросами водоизоляции занимались E. Dolark, G.A. Einarsei, R.J. Engight, W.G. Martin, N.N. Nimerk, K.T. Presli, C.N. Rankin, E.A. Richardson, D.D. Sparline, H.D. Woodard и др.

Опыт применения различных методов ограничения и изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах с помощью мономерных, олигомерных и полимерных материалов неорганической, органической и элементоорганической природы в нашей стране и за рубежом свидетельствует о том, что наиболее предпочтительно для этих целей использовать селективные водоизолирующие материалы. К селективным методам относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости лишь водонасыщенной части пласта при закачке изолирующих реагентов по всей его толщине. Селективность



изоляционных работ основывается на свойствах изолирующего материала, поэтому термин «селективный» распространяют и на материал.

Селективный метод (материал) не может обладать абсолютной избирательностью. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов в результате изоляционных работ возможно повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта. Такие результаты могут быть получены, например, при использовании реагентов, гидрофобизирующих поровое пространство коллектора.

Анализ технико-экономической эффективности традиционно используемых водоизолирующих материалов на площадях Ромашкинского нефтяного месторождения, проведенный по методике ВНИИКРнефть, позволил определить оптимальную область их применения в зависимости от вида обводнения. Результаты представлены в табл. 1

Таблица 1.

Результаты использования традиционных водоизолирующих материалов на Ромашкинском месторождении (ОАО Татнефть)

Водоизолирующие материалы	Вид обводнения	Прирост добычи нефти, т	Уменьшение отбора воды, м ³	Продолжительность эффекта, мес.	Коэффициент Успешности
Цемент	Б – подош.	1208,6	10288	2,6	0,4
Гипан 10%+цемент	-"-	903,3	20719	9,5	0,6
Гипан 2 – 5%	-"-	949	17413	10,3	0,7
Смола ТСД-9 +цемент	-"-	186,7	626,8	6,6	0,8
НСКС	-"-	917,7	3367	14,2	0,8
Цемент	В – нижн.	1969,9	15087	11,4	0,5
Гипан 10%+цемент	-"-	3940,6	11719,6	21,7	0,8
НСКС	-"-	2698,8	21307	9,8	0,8

Смола ТСД-9 +цемент	--	2205	38443	12,3	0,7
Цемент	В – нижн. закач.	2143,6	16780,9	21,4	0,8
Смола ТСД-9 +цемент	--	2251,6	30570,9	15,3	0,6
НСКС	--	2019	22733	12,3	0,8
Цемент	А – нижн.	1248,3	9377,5	14,4	0,6
НСКС	--	210,5	2541	7,0	0,7
Гипан 10%+цемент	--	2267	-1582	11,4	

Проведенные исследования показывают, что в настоящее время проблема повышения эффективности и качества водоизоляционных работ при строительстве и эксплуатации скважин является важной народнохозяйственной задачей, от решения которой в значительной степени зависит повышение нефтеотдачи пластов.

Многообразие геолого-технических условий разрабатываемых месторождений способствовало созданию большого количества материалов и тампонажных систем, что существенно расширило номенклатуру технологий, применяемых при изоляционных работах. Однако успешность этих работ не превышает 70%, что является следствием недостаточного научного обоснования при массовом внедрении в промысловую практику.

В этой связи рассмотрены причина и факторы, снижающие качество первичного вскрытия продуктивных отложений и разобщения пластов при цементировании эксплуатационных колон.

Причиной большинства осложнений и снижения качества работ при заканчивании и эксплуатации скважин является активная гидравлическая связь вскрытых бурением флюидонасыщенных пластов со стволом скважины.

Дефекты, нарушающие герметичность крепи после цементирования эксплуатационной колонны, возникают на этапе подготовки ствола и вторичного вскрытия продуктивных пластов при формировании фильтра скважины.

Механическое ослабление и нарушение контакта поверхностей цементного кольца со стенками скважины и обсадных труб происходит при разбурировании цементного стакана в колонне вследствие высоких вибрационных и радиальных нагрузок, которые приводят, одновременно, к механическим деформациям обсадных труб.

При освоении скважин, как правило, производятся стимулирующие обработки призабойной зоны продуктивных горизонтов проведением соляно-кислотных обработок (СКО), гидроразрыва пласта (ГРП), имплозионного воздействия и т.д. Характерной особенностью этих операций является создание высоких избыточных давлений на призабойную зону продуктивных пластов – депрессий и репрессий. Депрессии при этом достигают 15-20 МПа, а репрессии 30-50 МПа. Воздействие столь высоких гидродинамических нагрузок на элементы крепи и фильтр скважины – один из главных факторов нарушения герметичности разобщения пластов в заколонном пространстве, возникновения заколонных и межпластовых перетоков пластовых флюидов, прорыва подошвенных вод к забою скважины, обводняющих добываемую продукцию.

Все отмеченные дефекты с креплением скважин и разобщением пластов в интервале продуктивных отложений оказывают решающее влияние на эффективность реализации применяемых систем разработки месторождений, методов интенсификации добычи углеводородов, охрану недр и окружающей среды.

Четвертый раздел посвящен исследованию и усовершенствованию технологий первичного вскрытия флюидонасыщенных горизонтов и их разобщения. При углублении скважины часто встречаются проницаемые флюидонасыщенные пласты, вскрытие которых без изоляции, зачастую, приводит к различным осложнениям (поглощения, проявления, перетоки и др.) С целью недопущения подобных осложнений существенно

усовершенствовали научно-обоснованные технологии первичного вскрытия пластов продуктивной толщи в водонефтяных зонах и их разобщения с использованием гидрофобных буровых и тампонажных растворов. С целью снижения обводненности продукции в скважинах при вскрытии продуктивных пластов в водонефтяных зонах и сохранения их естественных коллекторских свойств необходимо провести комплекс мероприятий по селективной изоляции водопроницаемых пропластков. При этом проводимые мероприятия должны соответствовать следующим требованиям: - процесс углубления скважин должен совмещаться с процессом управляемого воздействия на приствольную зону проницаемых пластов; - формируемый в приствольной зоне защитный экран должен в процессе строительства скважин снижать или исключать флюидопроницаемость пласта; - создаваемый защитный экран должен максимально сохранять и способствовать восстановлению естественных фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны продуктивного коллектора.

Технология первичного вскрытия продуктивной толщи водонефтяных зон предусматривает применение бурового раствора с максимальным содержанием в твердой фазе кислоторастворимых композиций. Для этой цели разработана рецептура малоглинистого карбонатного бурового раствора с гидрофобной добавкой МКД «Кварц» плотностью 1060-1350 кг/м³ с содержанием кислоторастворимой твердой фазы от 16 до 90%. При первичном вскрытии продуктивной толщи водонефтяных зон на стенках скважины напротив проницаемых интервалов и околоствольной зоны формируется кольматационный слой из твердой фазы бурового раствора и надежно изолирует водо- и нефтенасыщенные интервалы. Кольматационный слой, содержащий в своем составе гидрофобную добавку МКД «Кварц» и до 90% карбонатных фракций, не подвергается коагуляционному разрушению под действием

высокоминерализованных пластовых вод хлоркальциевого типа. Кольматационный слой, сформированный в интервале нефтесодержащих пород, легко разрушается на стадии освоения при промывке забоя соляной кислотой. После удаления карбонатной фракции из нефтесодержащего интервала пласта фильтрационно-емкостные свойства сохраняются на 75-90%.

Для реализации технологии формирования гидрофобизованного защитного экрана в промысловых условиях приготавливают полимермеловую суспензию в количестве 5-6м³. После вскрытия продуктивного пласта бурением по колонне бурильных труб закачивают полимермеловую суспензию в интервал продуктивной толщи и производят формирование полимеркарбонатной корки путем возвратно-поступательного и вращательного движения колонны бурильных труб без циркуляции бурового раствора. Для получения надежного защитного экрана в интервале водонефтяных зон проводят 5-10 циклов возвратно-поступательного и вращательного движения колонны бурильных труб.

Сформированный защитный экран состоит на 90% из карбоната, снижает водопроницаемость вскрытого интервала, обеспечивая при этом восстановление фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны нефтяного коллектора при дальнейшем освоении скважины.

Наряду с вышеперечисленным, проведенные мероприятия способствуют созданию более прочного и герметичного ствола скважины, выдерживающего более высокие депрессии и репрессии, что является одним из главных условий качественного разобщения флюидонасыщенных пластов. Причем предлагаемый комплекс составов для первичного вскрытия, создания защитного экрана и разобщения проницаемых пластов в интервале продуктивных отложений содержит в своем составе единый, объединяющий их составной элемент – мелкодисперсный гидрофобный реагент МКД «КВАРЦ» что снижает

водопроницаемость и повышает герметичность образующейся взаимосвязанной системы крепи «фильтрационная корка - кольматационный экран - тампонажный камень».

Технология первичного вскрытия продуктивной толщи водонефтяных зон, предусматривающая применение малоглинистого раствора, утяжеленного карбонатами и обработанного углеводородным раствором МКД «Кварц», позволяет при сохранении фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта и селективной изоляции водонасыщенных пропластков улучшить также и показатели бурения скважин. Приготовление бурового раствора осуществлялось на участках централизованного приготовления бурового раствора предприятия ООО "Татнефть-Азнакаевскбурнефть" по общепринятой технологии следующего состава (% масс/объем): глина – 8; сода – 0,3; КМЦ (Celpol R) – 0,05; доломит – 11; вода – остальное.

Обработку полученного раствора углеводородной суспензией МКД «Кварц» в количестве 8-10% от объема раствора проводили в условиях буровой с использованием цементировочного агрегата ЦА-320. В емкости ЦА-320 готовилась суспензия МКД «Кварц» нефть и ПАВ (неонол) состава (масс/объем): нефть – 99,6-99,5; МКД «Кварц» – 0,02; неонол – 0,02-0,03.

Ввод полученной суспензии в буровой раствор осуществлялся через манифольд буровой установки при циркуляции раствора до полной обработки раствора.

Раствор применялся при вскрытии продуктивных пластов в основном терригенных отложений среднего и верхнего девона. Бурение осуществлялось роторным способом, при этом средний интервал бурения составил 1760-1890 м.

В процессе бурения скважин осуществлялся контроль за качеством раствора путем отбора проб и замера показателей структурно-

механических свойств.

Анализ результатов промышленных испытаний бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов проводился путем сравнения показателей бурения новых скважин с базовым вариантом, т.е. скважинами, пробуренными в идентичных горно-геологических условиях.

В результате анализа было установлено, что применение разработанной рецептуры бурового раствора обеспечивает:

- повышение средней механической скорости бурения на 30%;
- снижение расхода долот на 31%;
- уменьшение расхода раствора на 34%.

Существенному усовершенствованию подвергнута технология первичного вскрытия продуктивных пластов с применением гидрофобного материала МКД «Кварц» для снижения обводненности добываемой продукции.

Исходя из существующих представлений и в соответствии с теорией фильтрации жидкостей в пористых средах, относительные фазовые проницаемости могут изменяться в пределах от 0 до 1.

Очевидно, для коллекторов с проницаемостью менее $0,3 \text{ мкм}^2$, обработанных 1,0 масс.% суспензией материала МКД «Кварц» будет происходить увеличение дебитов нефти с одновременным снижением обводненности.

В интервале проницаемостей от $0,3$ до $4,0 \text{ мкм}^2$ суспензия МКД «Кварц» будет снижать обводненность продукции при одновременном незначительном снижении дебитов жидкости.

Для коллекторов с проницаемостью выше 4 мкм^2 применение суспензии МКД «Кварц» с такими концентрациями в добывающих скважинах нецелесообразно, т.к. в этом случае превалирует фильтрация воды.

Всего было обработано 65 добывающих скважин. Данные по

обработке добывающих скважин, проведенных в НГДУ «Азнакаевскнефть» приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Промысловые данные по добывающим скважинам, обработанных МКД «КВАРЦ»

Мощность перфор. пластов, м	Закачано «Полисила» , кг	Режим до обработки пласта		Режим после обработки пласта	
		дебит нефти, т/сут	обводнен., %	дебит нефти, т/сут	обводнен., %
3,6	50	1,3	87,9	9,8	54,8
1,4	5	3,1	93,7	5,7	87,3
1,0	5	2,7	85,0	6,1	83,3
1,4	45	2,4	86,6	5,0	84,5
4,8	5	3,7	12,9	8,2	7,9
3,2	10	1,2	37,1	2,0	16,8
6,2	10	3,1	57,7	4,8	52,4
2,4	12	5,7	48,4	7,9	41,1
3,6	5	2,5	5,0	5,0	3,7
5,5	6	1,3	89,8	3,1	75,3
2,0	10	2,3	12,2	12,0	8,6
5,0	5	6,2	11,8	11,9	16,4
5,5	5	1,7	82,6	35,0	49,3
8,5	8	1,7	96,7	3,5	91,6
8,8	40	1,5	85,6	3,6	46,9
3,1	14	0,8	83,7	3,0	77,7
4,0	6	2,1	64,8	7,0	36,6
5,6	5	1,6	45,2	1,8	74,3

1,0	5	0,8	13,2	4,1	6,5
5,5	10	1,3	79,5	4,8	76,4
3,0	5	0,8	13,2	2,5	6,7
4,5	10	2,3	70,8	7,3	79,2
7,0	6	1,1	72,1	2,4	50,6
4,1	5	0,9	0	4,1	6,7
4,5	5	1,5	92,8	4,5	89,6
6,5	12	0,9	87,7	8,4	76,2
4,0	6	3,3	67,3	5,9	75,9
7,0	6	4,9	6,1	13,1	6,1
1,8	5	2,3	13,2	3,7	17,0
3,8	8	2,8	38,7	5,7	5,8
3,4	6	6,2	13,3	10,7	6,7
2,0	10	0,8	97,8	4,3	97,0
1,0	5	1,2	12,2	3,0	38,7

По результатам работ сделаны следующие выводы:

1) работы проведены на нерентабельном фонде скважин со средним дебитом до обработки 2,2 т/сутки, при обводненности более 86%; 2) после обработки средний прирост добычи нефти увеличился более, чем в 2 раза и составил в среднем 4,7 т/сутки, что сопоставимо со средним дебитом скважин Ромашкинского месторождения; 3) успешность проведенных работ составила 81%, при этом к неуспешным отнесены те скважины, по которым получен прирост добычи нефти менее 0,5 т/сутки; 4) при расходе 10 кг реагента МКД «Кварц» на 1 скважину ожидаемая дополнительная добыча нефти на одну обработку составит не менее 1.000 тонн, т.е. на 1 кг материала МКД «Кварц» - 100.000 тон нефти; 5) безуспешными оказались обработки на скважинах с обводненностью более 97%. Из 10 обработанных скважин успешной оказалась только одна; 6) достигнутое время

сохранения дополнительной добычи нефти после обработки материалом МКД «Кварц» составляет около 30 месяцев.

Технология заканчивания скважин с комбинированной конструкцией забоя прошла промысловые испытания в скважинах 210, 212, 213 Чеканского месторождения. Сравнительная технологическая эффективность свидетельствует об увеличении добывных показателей опытных скважин по сравнению с базовыми. Необходимо отметить, что базовые скважины работают при депрессиях выше оптимальной (6 МПа), что влечет за собой либо необходимость снижения депрессии, а это снизит добывные показатели скважин, либо следует ожидать прорыва подошвенной воды к стволу скважины и быстрое обводнения продукции. В отличие от этого, опытные скважины работают в более щадящих режимах и имеют резерв повышения продуктивности. При этом дополнительная добыча нефти (табл. 3.) составит

Таблица 3

Дополнительная добыча нефти

№№ скважин	ΔQ^* , т/сут	Время работы, сут	Доп. добыча, т
210	4,80	186	864
212	5,88	201	1182
213	5,27	183	964
Итого			3010

Примечание.* ΔQ – разница между приведенными дебитами опытных и базовых скважин

Таким образом, заканчивание нефтескважин открытым забоем, гидродинамически совершенным по характеру вскрытия продуктивных горизонтов, в сочетании с результатом опытно-промышленных испытаний и показателями эксплуатации скважин 210,

212, 213 Чеканского месторождения (Татарстан) с комбинированной конструкцией забоя обеспечивает дополнительную добычу 3010 тонн нефти.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Укоренившаяся практика первичного вскрытия флюидонасыщенных пластов многопластовых залежей без учета их взаимовлияния, термобарического состояния и зачастую несовместимых условий вскрытия требует пересмотра и значительных изменений. В этих условиях необходимы технологии поэтапного формирования фильтра скважины, как правило, способом «открытый забой» с временной (нефтяной пласт) или долговременной (водонасыщенный пласт) изоляцией пласта при его первичном вскрытии.

1.1 Разработана концепция формирования фильтра скважины при первичном вскрытии пластов и креплении скважины.

1.2. Усовершенствованы основные требования, предъявляемые к методам формирования конструкции забоя и фильтра, обеспечивающие герметичность заколонного пространства и нагнетательных скважин

2. Разработана технология изоляции непродуктивных пресноводных горизонтов с целью обеспечения охраны верхних питьевых вод.

3. Усовершенствована технология ограничения пластовой воды в добываемой продукции эксплуатационных скважин применением специальных гидрофобизирующих добавок на основе кремнийорганических соединений, позволившая в обработанных скважинах снизить содержание воды на 20-25%.

4. Разработана технология гидрофобизации порового пространства тампонажного камня кремнийорганическими соединениями (вводимыми в воду затворения), позволившая снизить водоперетоки по заколонному пространству добывающих и нагнетательных скважин.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Долгушин В.А., Кузнецов Р.Ю., Резяпов Р.И. К вопросу влияния дифференциального давления на величину и скорость проходки при бурении скважин. // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» - Уфа: ГУП «ИПТЕР», 1(75) 2009. – С. 5 – 10.

2. Долгушин В.А., Кузнецов Р.Ю. Изоляция водонасыщенных пластов методами гидрофобизации проницаемой среды при бурении эксплуатации скважин. // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» - Уфа: ГУП «ИПТЕР», 1(79) 2010. – С. 11 – 16.

3. Долгушин В.А. Особенности формирования адаптивных систем оценки и управления параметрами надежности производственных объектов в нефтяной промышленности. / Кучумов Р.Р., Денисов О.Г. // Научно-технический журнал «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности» - Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», Октябрь 2004. – С. 2 – 6.

4. Долгушин В.А. Вероятностные методы оценки надежности элементов конструкции добывающих нефтяных скважин. / Кучумов Р.Р. // Сб. науч. трудов Научно-инженерного центра НК «ЛУКОЙЛ» за 2003 год. – Москва: НИЦ НК «ЛУКОЙЛ» - 2003. – С. 24 – 29.

5. Долгушин В.А. Современные тампонажные материалы в строительстве скважин. / Кучумов Р.Р. // Сб. науч. трудов Научно-инженерного центра НК «ЛУКОЙЛ» за 2003 год. – Москва: НИЦ НК «ЛУКОЙЛ» - 2003. – С. 37 – 39.

6. Долгушин В.А. Параметры влияющие на конусообразование при двух фазной фильтрации и способы их регулирования. / Кучумов Р.Р. // Сб.

науч. трудов кафедры «Моделирования и управления процессами нефтегазодобычи» – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып.4, 2003. – С. 146 – 150.

7. Долгушин В.А. Комплексная технология направленной изоляции пластовых вод с последующей обработкой продуктивного пласта. / Кучумов Р.Р. // Сб. науч. трудов кафедры «Моделирования и управления процессами нефтегазодобычи» – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып.4, 2003. – С. 259 – 264.

8. Долгушин В.А. Выбор законов распределения продолжительности эффекта от ремонтно-изоляционных работ. / Кучумов Р.Р. // Материалы региональной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Инновации и эффективность производства» 21-22 апреля 2006г., г. Сургут - Тюмень: «Вектор-Бук», 2006. – С. 68 – 71.

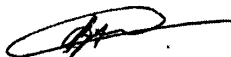
9. Долгушин В.А. Численное моделирование удельных затрат при организации РИР на скважинах. / Кучумов Р.Р. // Материалы региональной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Инновации и эффективность производства» 21-22 апреля 2006г., г. Сургут - Тюмень: «Вектор-Бук», 2006. – С. 71 – 76.

10. Долгушин В.А. Исследование и моделирование удельной прибыли при организации РИР на скважинах. / Кучумов Р.Р. // Материалы региональной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Инновации и эффективность производства» 21-22 апреля 2006г., г. Сургут - Тюмень: «Вектор-Бук», 2006. – С. 76 – 82.

11. Долгушин В.А. Исследование и моделирование эффективности системы технического обслуживания при РИР на скважинах. / Кучумов Р.Р. // Материалы региональной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового

университета «Инновации и эффективность производства» 21-22 апреля
2006г., г. Сургут - Тюмень: «Вектор-Бук», 2006. – С. 82 – 87.

Соискатель



В.А. Долгушин