



003491559

На правах рукописи

**ШЛЯХОВОЙ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ**

**Исследования по повышению качества  
цементирования скважин и сохранению свойств  
продуктивных пластов.**

Специальность 25 00 15

«Технология бурения и освоения скважин»

Автореферат диссертации  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

11 ФЕВ 2010

Краснодар - 2009 г.

Работа выполнена в Открытом Акционерном Обществе Научно-производственное Объединение «Бурение» (ОАО НПО «Бурение»)

Научный руководитель            Доктор технических наук, профессор  
Рябова Любовь Ивановна

Официальные оппоненты:        Доктор технических наук, профессор  
Вартумян Георгий Тигранович,  
Кандидат технических наук  
Кравченко Григорий Григорьевич

Ведущее предприятие:            СургутНИПИнефть (ОАО «Сургутнефтегаз»)

Защита состоится 25 марта 2010 г в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 222.019.01 при ОАО НПО "Бурение" по адресу: 350063, Краснодар, ул. Мира, 34.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО "Бурение".

Автореферат разослан "29" января 2010 г.

Ученый секретарь диссертационного совета, д.т.н.



Л. И. Рябова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Проблема повышения качества заканчивания скважин особенно актуальна в условиях АНПД или при давлениях в пласте, близких к гидростатическим, так как низкопроницаемые коллектора подвергаются сильному загрязнению компонентами технологических жидкостей. Кольматация пласта зачастую приобретает необратимый характер, эксплуатация скважин ведется с пониженным дебитом.

При первичном вскрытии коллекторов и последующем заканчивании скважин одним из главных требований является максимальное сохранение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Оценка качества проектов на скважину базируется на определении показателя ОП, представляющего собой отношение фактической продуктивности скважины к потенциально возможной. Все без исключения технологические жидкости, применяемые при строительстве и заканчивании скважин, в той или иной мере оказывают отрицательное влияние на проницаемость продуктивных пластов.

Резкое уменьшение проницаемости вызывает переупаковка частиц, происходящая при изменении концентрации и состава растворенных в жидкости веществ, а также процессы кольматации. Причем отличия уже начинают сказываться при течении по относительно крупным каналам. В случае гидрофильных поверхностей раздела фаз это в первую очередь связано с изменением свойств фильтрующейся жидкости в граничных слоях в результате активного действия поверхностных сил. В связи с этим можно предположить, что граничные со стенкой канала слои жидкости обладают упругостью формы, то есть измеримым модулем сдвиговой упругости, приводящей к отклонению от линейного закона фильтрации.

Немаловажное значение приобретают вопросы рациональной технологии заканчивания скважин, включающей выбор типа бурового раствора, обоснование конструкций скважин, способы предупреждения загрязнения продуктивного пласта компонентами технологических жидкостей (бурового и цементного раствора, жидкости перфорации и обработки), а также способы защиты пластов от воздействия фильтрата тампонажного раствора. К настоящему времени получены многочисленные экспериментальные данные, свидетельствующие о заметных отклонениях водных растворов электролитов от закона Дарси в тонкопористых средах. В скважинных условиях наличие в фильтрате цементного раствора неорганических структурообразователей должно приводить к резкому росту параметров жидкости в микроканалах за счёт образования высокоструктурированных гелей, образующихся при гидролизе ассоциированных полиядерных гидрокомплексов. Защита пласта от загрязнения и сохранения его коллекторских свойств решается на основе принципа сохранения равновесия фаз в поровом пространстве.

**Цель работы:** Разработка технологических и технических решений для повышения качества заканчивания скважин и сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при креплении скважин.

### **Задачи исследований:**

1. Анализ литературных и промысловых данных по вопросам зависимости состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) от воздействия различных факторов и применяемых методов сохранения продуктивности скважины на каждом этапе её строительства.

2. Совершенствование методики исследований фильтрата в пористой среде с капиллярами микроскопических размеров и создание алгоритма расчета загрязнения продуктивных пластов фильтрами тампонажных растворов.

3. Исследование влияния компонентов тампонажных растворов на фильтрационные характеристики продуктивных пластов с целью выбора наиболее эффективных реагентов-регуляторов свойств тампонажных растворов, сохраняющих коллекторские свойства продуктивных пластов.

4. Разработка новых и совершенствование существующих технических средств для повышения качества заканчивания скважин.

5. Проведение промысловых испытаний применяемых тампонажных растворов и технических средств, а также оценка их эффективности.

### **Научная новизна:**

1. Усовершенствована экспериментальная установка и определены расчетные значения начального градиента фильтрации. Предложен оригинальный математический алгоритм определения реологических параметров фильтрата при течении в тонких щелевых зазорах.

2. Определены характеристики процесса течения, вычислены основные реологические параметры фильтрата в щелевых зазорах различной ширины, выявлены зависимости реологических параметров фильтратов от температуры, и определены закономерности изменения этих параметров. На основании микрореологических исследований свойств фильтрата тампонажного раствора с тиксотропными реагентами-структурообразователями в узких зазорах установлены:

- аномалии течения фильтратов цементного раствора, содержащего реагент - структурообразователь «Крепль-1», показывающие что ГНФ фильтрата прямо пропорционален процентному содержанию данного реагента в цементном растворе для каждого из выбранных значений щелевого зазора. Реологические свойства фильтрата существенно меняются в зависимости от толщины щелевого зазора, а также от дозировки реагента «Крепль-1» в фильтрате цементного раствора. С уменьшением толщины щелевого зазора расход фильтрата значительно снижается. Также выявлена обратно пропорциональная зависимость процентного содержания «Крепль-1» от расхода фильтрата при одинаковом перепаде давления и раскрытости щелевого зазора;

- зависимость изменения реологических параметров фильтратов и определены зависимости изменения этих параметров от температуры;

- наличие у фильтратов цементного раствора градиента начала фильтрации (ГНФ), значительно растущего с уменьшением щелевого зазора, подтверждено расчетной формулой (1), что приводит к самоограничению поступления фильт-

рата в естественные щели и трещины продуктивного пласта, сохраняя тем самым его коллекторские свойства в процессе цементирования скважины;

- на основании проделанных расчётов сделан вывод, что темп увеличения кажущегося изменения вязкости фильтратов тампонажных растворов в пористой среде с капиллярами микроскопических размеров практически не зависит от дозировки реагента «Крепль-1» в цементном растворе, а показатель поверхностных сил в граничных областях одинаков для всех исследуемых фильтратов цементного раствора;

- возможность фильтрации жидкости с вязкопластическими свойствами только в начальный период лишь при вытеснении пластовой жидкости фильтратом цементного раствора, или при изменении градиента давления во времени. При этом скорость фильтрации убывает до нуля, а радиус проникновения фильтрата асимптотически стремится к радиусу, где градиент давления равен 0.

### **Практическая значимость работы:**

1. Подтверждена эффективность применения реагента-структурообразователя «Крепль-1» в качестве регулятора фильтрации тампонажных растворов.

2. Разработана методика и математическая модель расчета основных реологических параметров при течении исследуемой жидкости в узком кольцевом зазоре.

3. Разработаны и сформулированы дополнительные требования к тампонажным составам по изолирующей способности (загущение не жидкости затворения, а самого тампонажного раствора).

4. Предложены тампонажные растворы, содержащие структурообразователи «Крепль-1», имеющие растущий градиент фильтрации при различных величинах ширины щелевого зазора, в том числе и при температуре, что приводит к самоограничению поступления фильтрата в естественные щели и трещины продуктивного пласта, способствуя тем самым сохранению его коллекторских свойств в процессе цементирования скважины и повышению их продуктивности в 1,5 раза (патент РФ 2366681)

5. Разработано устройство для цементирования обсадной колонны (патент РФ 2200824) – цементировочная пробка, снабженная фиксирующим от вращения устройством, аналогичным зубчатой муфте, исключающая осложнения в скважине по причине образования дефектов в колонне в результате механического воздействия долота на стенки обсадной трубы над пробкой. (Патент РФ 2200824)

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались на ежегодных отраслевых и межотраслевых научно-технических и научно-практических конференциях ОАО НПО "Бурение": г. Краснодар, «Импортозамещающие материалы, химреагенты и технические средства для строительства и эксплуатации скважин», 2002 г; «Заканчивание и ремонт нефтегазовых скважин с полным сохранением их продуктивности», 2004 г; "Современная техника и технология заканчивания скважин и бурения боковых

стволов", 2006 г; «Материалы и оборудование для бурения и ремонта скважин, в том числе импортозамещающие», 2007 г (Анапа). В полном объеме диссертационная работа докладывалась и обсуждалась на семинаре лаборатории крепления скважин ОАО НПО «Бурение».

**Публикации результатов исследований.** Содержание диссертационной работы изложено в 10 работах, из них 2 патента на изобретение.

#### **Объем работы.**

Работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 110 наименований, 5 приложений, изложена на 145 страницах машинописного текста, содержит 36 рисунков, 14 таблиц.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность диссертационной работы, определены направления исследований, дана постановка задач.

**Первая глава** посвящена анализу состояния изученности вопроса и факторов, влияющих на загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе цементирования скважин.

Задача сохранения проницаемости ПЗП, а следовательно и потенциальной продуктивности скважины, наиболее актуальна при бурении скважин на низкопроницаемые пласты, характеризующиеся низкими пластовыми давлениями. Вследствие очень незначительного объёма порового пространства такие пласты наиболее восприимчивы к воздействию фильтратов технологических жидкостей. Анализ промысловых данных по месторождениям Западной Сибири, где ведётся разработка низкопроницаемых коллекторов, показывает, что во многих случаях вопросы сохранения коллекторских свойств пласта не имеют однозначного решения. Одними из важнейших причин неудовлетворительного качества цементирования в ряде случаев является флюидообмен в системе «проницаемый пласт – тампонажный состав», а также контракционные эффекты при формировании цементного камня. Даже при небольшой репрессии при относительно высокой проникающей способности фильтрата, свободная жидкость затворения из цементного раствора может в значительном количестве отфильтроваться в течение первых нескольких минут.

Влияние буровых и тампонажных растворов, а также их типа и состава на загрязнение образцов кернов порового и трещинного типов изучались многими научно-исследовательскими организациями, в том числе ТюмНГТУ, УГНТУ, ВНИИКРнефть – НПО «Бурение». Полученные экспериментальные данные свидетельствуют, что при наличии на поверхности керна глинистой корки, твёрдая фаза в поры керна не проникает, а объём фильтрата, проникающий в породу, определяется в основном проницаемостью глинистой корки и временем контакта раствора с породой и мало зависит от зоны кольматации.

Проблеме фильтрации жидкости в пористых средах при заканчивании скважин в низкопроницаемых коллекторах посвящены работы П.А. Ребиндера, Р.И. Шищенко, У.Д. Мамаджанова, Н.Р. Рабиновича, Б.В. Касперского, В.И.

Яковенко, М.О. Ашрафьяна, А.В. Черненко, А.И. Булатова, Г.Н. Хангильдина и др., в которых отмечается, что низкопроницаемые коллектора как порового, так и трещинного типа наиболее чувствительны к воздействию фильтратов технологических жидкостей. Проникновение указанных фильтратов в ПЗП при первичном вскрытии и цементировании приводит к значительному ухудшению коллекторских свойств пласта, и, как следствие, к существенному снижению продуктивности скважин по сравнению с потенциально возможной. Наибольшую опасность представляет загрязнение ПЗП фильтратом тампонажного раствора.

На ухудшение проницаемости по нефти при наличии в пласте фильтрата цементного раствора указывалось в работах Ф.А. Агзамова, Н.Х. Каримова и С.Ф. Комлевой. Их исследования показали, что после воздействия фильтрата цементного раствора коэффициент восстановления проницаемости кернов не превышал 60 %. На практике же это ведет к снижению объема добываемой продукции, а также к дополнительным затратам на восстановление исходной проницаемости пластов.

Отрицательное влияние процесса цементирования на продуктивные пласты можно уменьшить следующими приемами. Это – снижение создаваемого гидродинамического давления за счет использования тампонажных растворов с соответствующими реологическими свойствами, уменьшение седиментации и фильтрации тампонажных растворов, шадящие режимы закачки, создание безусадочного тампонажного камня, образующего монолитное кольцо с низкой проницаемостью. Немаловажное значение имеют также технические средства и технология приготовления и закачки тампонажных растворов. Однако основными показателями, определяющими фильтрацию тампонажного раствора, считаются его седиментация и водоотдача. Большой объем исследований по регулированию водоотдачи тампонажных растворов был проведен во ВНИИКР-нефти, МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, БашНИПИнефть и др. организациях. Это исследования А.И. Булатова, Н.А. Мариампольского, Ш.М. Рахимбаева, В.С. Данюшевского, Е.М. Соловьева, Л.Н. Шадрина и др. Позже в работах А.В. Черненко и А.К. Кукова было определено понятие изолирующая способность тампонажного раствора с градиентом начала фильтрации (ГНФ) вязкопластичной жидкости через испытываемый образец.

Основным фактором, определяющим изолирующую способность тампонажного раствора, считается повышение вязкости жидкости затворения высокомолекулярными добавками. Чаще всего используются такие полимеры как оксизтилцеллюлоза (ОЗЦ), выпускаемые Hoechst (Tylose) Hercules (Natrosol) и Полицелл (Сульфацилл), а также КМЦ, ПВС и др.

Многие из перечисленных реагентов являются сильными замедлителями. Для компенсации обусловленного ими увеличения времени загустевания и схватывания растворов приходится усложнять рецептуру, включая в её состав реагенты-ускорители схватывания, или применять комплексные реагенты, содержащие ускорители. Другой проблемой является сложность приготовления тампонажного раствора на вязкой жидкости затворения и сохранения его под-

вижности. В этом случае требуются дополнительно пластификаторы и специальная технология закачки тампонажного раствора. Современные исследования Кондрашова О.Ф. и Комлевой С.Ф. показали, что, вопреки результатам некоторых работ, для исключения возможности прорыва флюида нет необходимости снижать фильтрационные показатели тампонажного состава до нуля.

В последнее время в научных кругах предложено новое направление, дополняющее общепринятые понятия повышения изолирующей способности тампонажных растворов – придание тампонажному раствору тиксотропной структуры и способности к расширению в процессе твердения при сохранении приемлемых сроков схватывания и растекаемости по конусу. Устойчивая тиксотропная структура, сохраняющаяся вплоть до начала загустевания раствора, полностью исключает седиментацию даже в облегченных системах ( $1400 - 1500 \text{ т/см}^3$ ) и обеспечивает формирование однородного беззудачного камня, равномерно заполняющего заколонное пространство по всему сечению цементного кольца и высокое качество цементирования наклонно направленных и горизонтальных стволов скважин. Такими свойствами обладают реагенты серии «Крепль», являющиеся комплексными реагентами, включающими до четырех компонентов, и предназначенные для применения в скважинах с геостатическими температурами от 25 до 100 °С.

Структурирование фильтрата тампонажного раствора, содержащего структурообразователь, в капиллярах и микротрещинах, должно оказывать существенное влияние на кинетику диффузии, пропитки, а также фильтрации цементного раствора в пористой среде коллектора скважины.

Согласно требованию технологии цементирования, реагент-понижитель водоотдачи должен в объемных (макроскопических) условиях (в трубах и затрубном пространстве) отвечать всем требованиям процесса закачки и продавки, а в пористой среде (микроскопических условиях) усиливать неньютоновские аномалии фильтрата и блокировать поровые каналы, снижая тем самым объем фильтрата, проникшего в приствольную область пласта, и, следовательно, степень загрязнения последнего. Степень структурирования зависит от размера пор, заряда поверхности, вида и концентрации полимера.

В соответствии с положениями физико-химической механики дисперсных систем жидкость на границе раздела приобретает свойства контактирующих фаз, то есть на границе с твердой фазой – породой она должна приобретать твердообразные свойства, формируя пристенные (границные) слои с аномально высокими структурно-механическими свойствами. Подобных явлений в пористой среде следует ожидать и от фильтрата тампонажного раствора, представляющего собой смесь органических и неорганических компонентов. Поэтому для направленного регулирования фильтрационных качеств и прогнозирования глубины проникновения фильтратов тампонажных растворов в приствольную область показателей фильтрационных свойств, характеризующихся величиной водоотдачи, далеко недостаточно.

Исходя из выше изложенного, определена цель и задачи исследований.



Во второй главе приведена методика исследований и экспериментальные данные по влиянию реагентов-структурообразователей на загрязнение продуктивных пластов. Впервые методика оценки «загрязняющего» эффекта некоторых реагентов по измерению структурно-механических свойств толщины граничных слоев, а также гидродинамических параметров фильтрата тампонажного раствора, предложена Комлевой С.Ф. и Кондрашовым О.Ф. Микрореологические исследования фильтрации были проведены на установке, позволяющей выполнять измерения структурно-механических свойств в узком зазоре – плоском капилляре из породообразующего минерала (кварца), толщина которого соответствует средним размерам пор нефтенасыщенных коллекторов.

Автором предложена экспериментальная установка для определения начального градиента фильтрации. Схема экспериментальной установки показана на рис. 1.

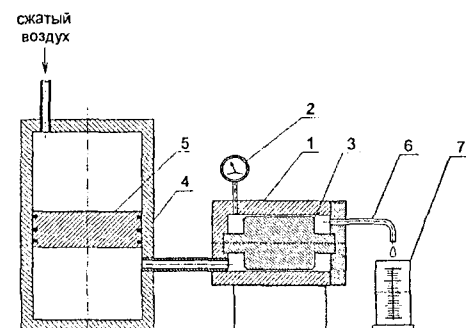


Рис. 1. Экспериментальная установка по определению реологических характеристик и ГНФ фильтрата тампонажного раствора.

Стакан 1 с полированной внутренней цилиндрической поверхностью снабжен манометром 2. Внутри стакана 1 помещен сменный цилиндр 3 также с полированной наружной поверхностью меньшего диаметра. Две цилиндрические поверхности стакана и цилиндра образуют калиброванный концентричный зазор заданной величины. Меняя сменные цилиндры различного диаметра, можно получить концентричные зазоры заданной толщины. Исследуемый фильтрат под давлением поступает в стакан 1 по стальной трубке из напорного цилиндра 4, разделенного на две части поршнем 5. В надпоршневую часть цилиндра 4 поступает от газового баллона сжатый воздух через редуктор. Давление воздуха через поршень передается на исследуемый фильтрат цементного раствора, заполняющий подпоршневую полость напорного цилиндра 4 и по стальной трубке в стакан 1. Перепад давления, возникающий при течении фильтрата через узкий щелевой зазор между стаканом 1 и цилиндром 3, фиксируется манометром 2. Расход в единицу времени определяется как объем фильтрата, вытекший из отводного патрубка 6, установленного в крышке стакана 1, в мерный цилиндр 7. Установка изготавливалась из нержавеющей стали по пятому качеству точности при уровне относительной геометрической точ-

ности класса С. Шероховатость поверхности внутренней и наружной цилиндрической поверхностей составляла  $Ra = 0,1$ .

Известны следующие опытные зависимости скорости фильтрации  $v$  от градиента давления  $\text{grad } P$ , представленные на рисунке 2.

1 – типичный пример закона Дарси, когда скорость фильтрации прямо пропорциональна градиенту давления на образце;

2 – фильтрация дилатантной жидкости, а также фильтрация слабовязкой жидкости в крупнопористом или крупнотрещиноватом коллекторе, когда критерий Рейнольдса при течении в каналах превышает критический;

3 – случай фильтрации вязкопластической жидкости в образце.

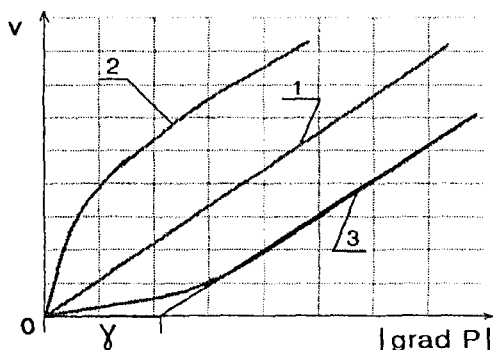


Рис. 2. Зависимости скорости фильтрации от градиента давления.

Зависимость 3 часто описывается законом фильтрации с предельным градиентом  $\gamma$ , являющимся характерным для условно несжимаемой вязкопластической среды:

$$v = \begin{cases} 0, & \text{при } |\text{grad } P| < \gamma \\ -\frac{k}{\eta} \cdot \left( \text{grad } P - \gamma \cdot \frac{\text{grad } P}{|\text{grad } P|} \right), & \text{при } |\text{grad } P| \geq \gamma \end{cases} \quad (1)$$

где  $\eta$  – пластическая вязкость фильтрующейся жидкости;

$k$  – коэффициент проницаемости исследуемого образца.

Параметр  $\gamma$  по сути является ГНФ вязкопластической жидкости через испытываемый образец.

Как и предполагалось, результаты проведенных экспериментов показывают, что реологические свойства фильтрата существенно меняются в зависимости от ширины щелевого зазора, а также от дозировки реагента «Крепь-1». С уменьшением ширины щелевого зазора расход фильтрата значительно снижается. Также чем выше дозировка «Крепь-1», тем меньше расход фильтрата. Ввиду этого эмпирические зависимости расхода  $Q$  от  $P$  с ростом дозировки «Крепи-1» выглядят более пологими.

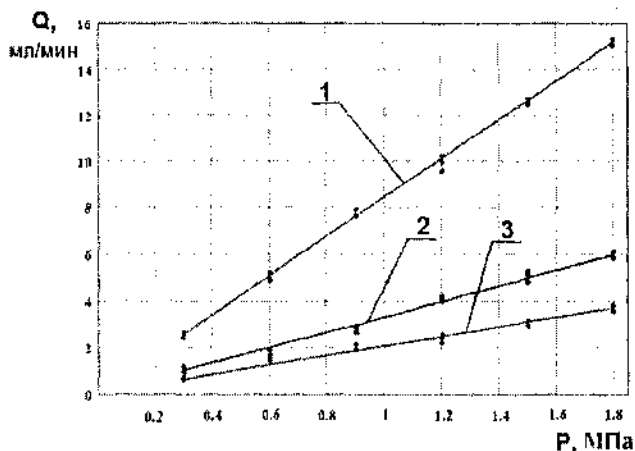


Рис. 3. Зависимость расхода фильтра от давления при ширине зазора  $h = 20$  мкм при дозировке «Крепль-1» 0,4 % (1), 0,6 % (2) и 0,8 % (3).

В третьей главе представлены расчеты и экспериментальные данные микроскологических исследований фильтра тапонажного раствора, содержащего различный процент добавки реагента-структурообразователя «Крепль-1», приведены экспериментальные и расчетные данные его влияния на эксплуатационные свойства тапонажных растворов.

Полученные в результате опытов эмпирические значения расхода  $Q$  от давления  $P$  при заданном щелевом зазоре аппроксимировались прямой вида:

$$Q(P) = b + a \cdot P \quad (2)$$

Коэффициент корреляции составил в среднем 0,83, а минимальный — 0,75 при коэффициенте остаточной дисперсии не выше 0,15. Пересечение этих эмпирических прямых с осью «Q» и давало искомый ГНФ для данного фильтра цемента раствора, который по зависимости (1) находится как:

$$y = \frac{\Delta P}{L} = \frac{-b}{a \cdot L} \quad (3)$$

Где  $\Delta P$  — давление начала течения жидкости;

$L$  — длина канала.

Расчеты ГНФ по коэффициентам  $a$  и  $b$  в виде графической зависимости представлены на рис. 4, где в полулогарифмических координатах изображены графики ГНФ фильтра в зависимости от ширины щелевого зазора. Из рис. 4 видно, что уменьшение щелевого зазора от 40 до 20 мкм приводит к увеличению ГНФ в сотни раз, до 10 мкм — более чем в тысячи раз, до 2 мкм — в сотни тысяч раз.

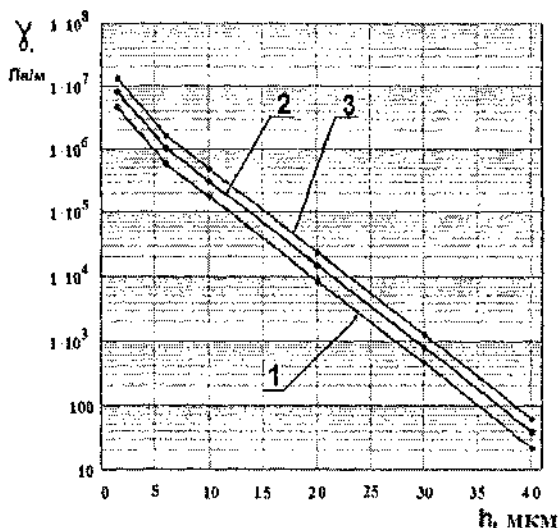


Рис. 4. Зависимость параметра  $\gamma$  от ширины щелевого зазора и дозировки реагента "Креп-1" в полулогарифмических координатах.  
 1 – 0,4 % «Креп-1», 2 – 0,6 % «Креп-1», 3 – 0,8 % «Креп-1».

Используя полученные опытные данные, можно определить начальное напряжение сдвига  $\theta$  фильтратов цементного раствора. Для этого удобно применить условие отсутствия движения жидкости Шведова-Бингама в кольцевом зазоре:

$$\Delta P = \frac{2 \cdot L \cdot \theta}{(1 - \delta) \cdot r} \quad (4)$$

Где  $\delta$  – отношение внутреннего радиуса ( $r-h$ ) канала к наружному  $r$ :

$$\delta = \frac{r - h}{r} \quad (5)$$

Зная давление начала течения жидкости  $\Delta P$  с учётом формул (3) и (5), из уравнения (4) получаем:

$$\theta = \frac{\gamma \cdot h}{2} \quad (6)$$

Определение же других основных показателей – пластической вязкости  $\eta$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  представляло определенные трудности ввиду нелинейности известной системы уравнений, связывающей безразмерное напряжение сдвига  $\beta$  и критерий Сен-Венана, и описывающей осевое течение вязкопластической жидкости в концентричном канале. Члены полученной системы в данном случае отличаются друг от друга на много порядков ввиду узости щелевого зазора и значительного перепада давления. Это делает численное решение системы при подстановке в нее двух каких-либо значений  $Q$  и  $P$ , связанных соотношением (2), некорректным, сильно зависящим от начального

приближения. Поэтому была применена созданная автором методика определения параметров фильтра, заключающаяся в следующем.

Исследуемый интервал значений  $\beta$  находящийся в пределах от  $10^5$  до  $10^2$  для увеличения точности расчетов разбивается на 3 интервала – от  $10^5$  до  $10^4$ , от  $10^4$  до  $10^3$ , и от  $10^3$  до  $10^2$ . Каждый интервал в свою очередь разбивался на сто равноудаленных точек значений  $\beta$ . Для каждого значения  $\beta$  решалась система уравнений, а полученная графическая зависимость  $S = S(\beta)$  аппроксимировалась какой-либо аналитической кривой, нахождение корней уравнения которой не представляет сложности. Одной из таких кривых, например, является квадратичная парабола:

$$S(\beta) = c + d \cdot \beta + e \cdot \beta^2 \quad (7)$$

В результате компьютерных расчетов были получены три кривые, с высокой степенью точности описывающие зависимость  $S = S(\beta)$ .

Этот прием позволяет значительно упростить зависимость  $S = S(\beta)$  на рассматриваемом интервале значений  $\beta$ .

Теперь, задавшись парой близких значений  $P_1$  и  $P_2$ , лежащих в интервале экспериментальных данных, по (2) определяем соответствующие им значения  $Q_1$  и  $Q_2$ . Для этих значений согласно (7) имеем два уравнения:

$$S_1 = c + d \cdot \beta_1 + e \cdot \beta_1^2 \quad (8)$$

$$S_2 = c + d \cdot \beta_2 + e \cdot \beta_2^2 \quad (9)$$

Далее, выразив  $\beta_2$  через  $\beta_1$ , и  $S_2$  через  $S_1$ , и подставив полученные выражения в (9), получим помимо (8) ещё одно уравнение, связывающее  $S_1$  с  $\beta_1$ :

$$S_1 = c \cdot \frac{Q_2}{Q_1} + d \cdot \frac{Q_2}{Q_1} \cdot \frac{P_2}{P_1} \cdot \beta_1 + e \cdot \frac{Q_2}{Q_1} \cdot \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^2 \cdot \beta_1^2 \quad (10)$$

Приравняв правые части в уравнениях (8) и (10), имеем обычное квадратное уравнение относительно неизвестного  $\beta_1$ . Поступая так для всех трех интервалов, отбрасывая отрицательные значения  $\beta_1$  и значения, не принадлежащие данному интервалу аппроксимации, получаем единственное значение  $\beta_1$ , из которого и определяем реологические характеристики фильтра для данного щелевого зазора. Обработывая аналогичным образом результаты каждого опыта, определяем соответствующие значения пластической вязкости  $\eta$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_0$ .

Данный принцип расчетов легко алгоритмируется и дает максимальную погрешность при расчетах на компьютере не выше 0,4 %. Средняя же погрешность составляет 0,1-0,2 %, что вполне допустимо.

Результаты проведенных расчетов динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  представлены на рис. 5, а пластической вязкости  $\eta$  – на рис. 6.

Из рис. 5 видно, что уменьшение щелевого зазора с 40 до 20 мкм приводит к увеличению динамического напряжения сдвига в сотни раз, до 10 мкм – более чем в тысячи раз, до 2 мкм – в десятки тысяч раз. Помимо этого, динамическое напряжение сдвига фильтра прямо пропорционально процентному содержанию "Креп-1" в цементном растворе для каждого из выбранных значений щелевого раствора.

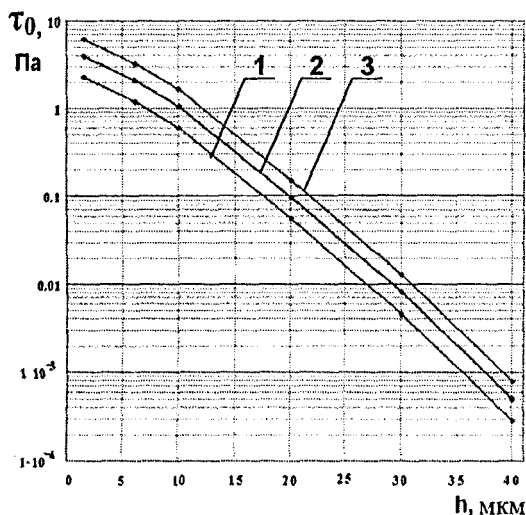


Рис. 5. Зависимость динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  фильтра тампонажного раствора от ширины щелевого канала в полулогарифмических координатах. 1 – 0,4 % «Креп-1», 2 – 0,6 % «Креп-1», 3 – 0,8 % «Креп-1».

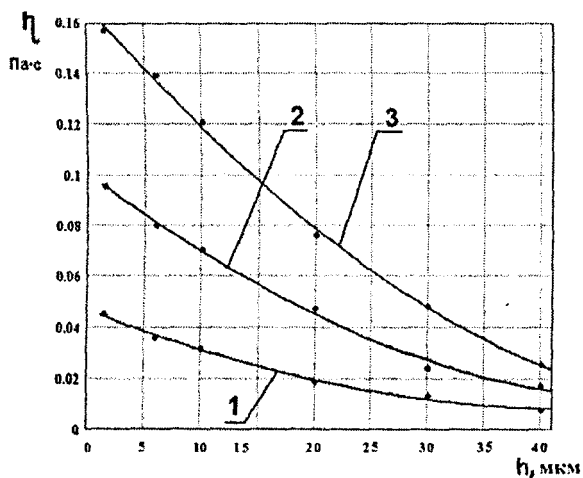


Рис. 6. Зависимость пластической вязкости фильтра тампонажного раствора от ширины щелевого канала. 1 – 0,4 % «Креп-1», 2 – 0,6 % «Креп-1», 3 – 0,8 % «Креп-1».

Как видно из рис. 6, кривые зависимости пластической вязкости фильтрата от ширины щелевого зазора представляют собой параболы, причем значение вязкости пропорционально дозировке реагента «Крепль-1».

Зависимости, изображенные на рис. 6, можно интерпретировать не только как рост пластической вязкости в точках щелевых каналов. Если принять, что свойства фильтрата меняются лишь в граничных областях канала, то полученные значения удобно представить в виде кажущегося изменения пластической вязкости, представляющей собой отношение вязкости при первом опыте ко всем последующим —  $\eta/\eta_0$ . Результаты расчета кажущегося изменения представлены на рис. 7.

Как видно из рис. 7, расчетные точки по всем трем фильтратам можно аппроксимировать одной параболической кривой кажущегося изменения вязкости в зависимости от зазора щелевого канала. В итоге получаем, что темп увеличения кажущегося изменения вязкости практически не зависит от процентного содержания крепи в фильтрате цементного раствора. Из этого можно сделать вывод, что темп изменения поверхностных сил в граничных областях одинаков для исследуемых трех фильтратов цементного раствора.

Теперь рассмотрим вышеописанный процесс движения фильтрата в щелевом зазоре с точки зрения теории фильтрации. Так как средняя скорость фильтрации для вязкопластической жидкости (зависимость 3 на рис. 1) через щелевой зазор установки изменяется по закону (1). Очевидно, что градиент давления равен:

$$\text{grad } P = \frac{P}{L} \quad (11)$$

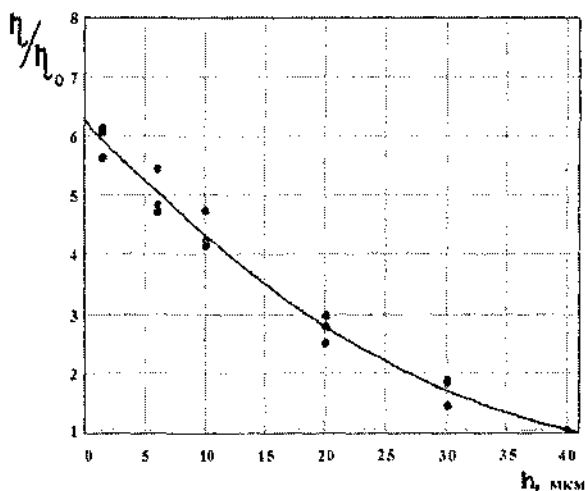


Рис. 7. Зависимость кажущегося изменения пластической вязкости фильтрата тампонажного раствора от ширины щелевого канала.

Рассмотрим интервал значений  $|\text{grad } P| \geq \gamma$ , для которого коэффициент проницаемости согласно (1) примет вид:

$$k = \frac{V \cdot \eta \cdot L}{(p - \gamma \cdot L)} \quad (12)$$

Так как средняя скорость течения есть отношение расхода к площади сечения щелевого канала, то, учитывая формулу площади кольцевого сечения, получаем:

$$V = \frac{Q}{\pi \cdot h(2r - h)} \quad (13)$$

Подставив в (12) формулы (13), (2) и (3), после сокращения имеем:

$$k = \frac{a \cdot \eta \cdot L}{\pi \cdot h(2r - h)} \quad (14)$$

Были рассчитаны коэффициенты проницаемости для каждого опыта. Как видно из рис. 8, зависимость коэффициента проницаемости от щелевого зазора представляет собой квадратичную параболу.

В научной литературе представлена математическая модель нелинейной фильтрации, где зависимость скорости фильтрации от градиента давления представляет собой ломаную линию с двумя коэффициентами фильтрации –

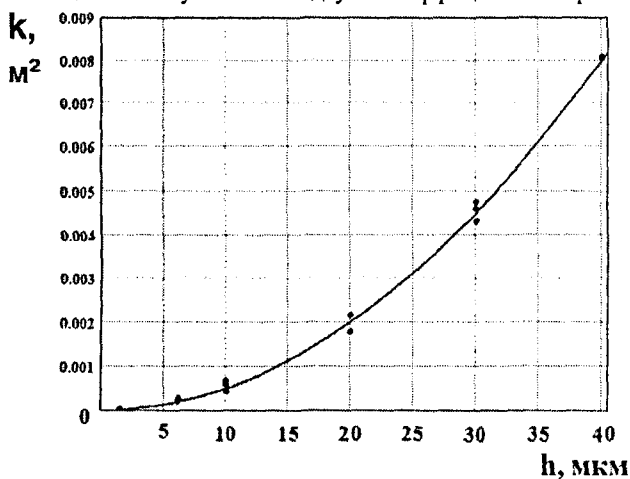


Рис. 8. Зависимость коэффициента проницаемости установки  $k$  при течении фильтрата тампонажного раствора от ширины зазора щелевого канала.

до и после точки излома. Формула зависимости распределения давления в при-скважинной области пласта  $P(r)$  выглядит следующим образом:



$$P(r) = \begin{cases} P_{шт} - \gamma \cdot R \cdot \ln \frac{R_c}{r} & \text{при } R \leq r \leq R_k \\ P_c + \gamma \cdot R \cdot (1 - \beta) \cdot \ln \frac{r}{R_c} + \gamma \cdot \beta \cdot (r - R_c) & \text{при } R_c \leq r \leq R \end{cases} \quad (15)$$

где  $P_{шт}$  и  $P_c$  — давления в пласте и в скважине соответственно;

$\beta$  — коэффициент, определяемый как:

$$\beta = 1 - \frac{k}{\bar{k}} \quad (16)$$

$k$  и  $\bar{k}$  — коэффициенты проницаемости среды до и после значения градиента  $\gamma$ ;

$R$  — радиус раздела областей с коэффициентами проницаемости  $k$  и  $\bar{k}$ ;

$R_c$  и  $R_k$  — радиусы скважины и питающего контура соответственно.

Однако при использовании этой формулы для нахождения зависимости скорости фильтрации от радиуса  $r$  в случае  $\beta = 1$  ( $k = 0$ ), получаем следующее. После нахождения градиента давления из (15) и подстановки его в (1) приходим к выводу, что в обоих случаях скорость фильтрации тождественно равна нулю. Так как градиент давления плавно меняется от максимума на стенке скважины до нуля на радиусе контура питания, то должна существовать область, ограниченная радиусом  $R$ , на котором градиент фильтрации равен  $\gamma$ . Согласно (1), за этой областью скорость фильтрации равна нулю, то есть фильтрации нет. Но согласно принципу неразрывности потока при отсутствии тока жидкости в осевом направлении и пренебрежимо малой сжимаемости фильтра, и внутри этой области скорость фильтрации также равна нулю. Таким образом, можно сделать вывод, что в скважине стационарного процесса фильтрации жидкости с начальным градиентом фильтрации  $\gamma$  быть не может. Фильтрация происходит только в начальный период при вытеснении пластовой жидкости фильтратом цементного раствора, или при изменении градиента давления во времени. При этом скорость фильтрации убывает до нуля, а радиус проникновения фильтрата асимптотически стремится к радиусу, где градиент давления равен  $\gamma$ .

Известно, что для жидких веществ вязкость и динамическое напряжение сдвига, определяемые подвижностью частиц, обратно пропорциональны коэффициенту самодиффузии и резко падают с повышением температуры не только в объеме жидкости, но и в граничном слое. Для определения влияния изменения температуры на основные реологические параметры исследуемых фильтратов в узких щелевых зазорах была проведена серия дальнейших опытов. Для этого проводились измерения зависимостей расхода  $Q$  от перепада давления  $P$  фильтрата бурового раствора, но при температурах 50 и 75 °С. Для этого установка погружалась в водяную баню и после выравнивания температурного поля и создания давления в надпоршневой полости повторялись необходимые замеры и расчеты, описанные выше.

В результате проведенных опытов был сделан вывод, что с увеличением температуры происходит заметное снижение ГНФ по закону, близкому к ли-

нейной зависимости, причем с увеличением щелевого зазора темп падения ГНФ нарастает. С увеличением процентного содержания «Креп-1» в цементном растворе ГНФ фильтрата заметнее снижается. Так, например, при увеличении температуры с 21 до 75 °С при ширине щелевого зазора  $6 \cdot 10^{-6}$  м ГНФ падает в 1,76 раза при дозировке "Креп-1" 0,4 %, в 2,13 раза при дозировке 0,6 %, в 2,91 раза при дозировке 0,8 %, а при ширине щелевого зазора 40 мкм ГНФ при тех же дозировках "Креп-1" падает в 3,65, в 4,49 и в 5,86 раза соответственно.

После обработки на компьютере результатов экспериментальных зависимостей расхода  $Q$  от  $P$  при температурах 50 и 75 °С были получены значения пластической вязкости  $\eta$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  для этих температур. Как и в случае с ГНФ, видно, что с увеличением температуры происходит аналогичное снижение  $\tau_0$  по линейному закону. С увеличением щелевого зазора темп падения пластической вязкости при увеличении температуры нарастает. Аналогично с увеличением процентного содержания «Креп-1» в цементном растворе,  $\tau_0$  фильтрата заметнее снижается. Так, например, при увеличении температуры с 21 до 75 °С и при ширине щелевого зазора  $6 \cdot 10^{-6}$  м  $\tau_0$  падает в 1,77 раза при дозировке "Креп-1" 0,4 %, в 2,11 раза при дозировке 0,6 %, в 2,94 раза при дозировке 0,8 %, а при ширине щелевого зазора  $40 \cdot 10^{-6}$  м при тех же дозировках "Креп-1"  $\tau_0$  падает в 3,69, в 4,51 и в 5,83 раза соответственно.

Как и следовало ожидать, пластическая вязкость с ростом температуры падает для всех рассматриваемых значений ширины щелевого зазора, но с уменьшением ширины зазора падение более заметно.

Для выявления математической модели, описывающей зависимость пластической вязкости от температуры было выбрано уравнение Фогеля-Фульчера-Таммана, как наиболее общее и дающее минимальную погрешность:

$$\eta = \eta_{\infty} \cdot e^{\frac{k}{T-T_0}} \quad (17)$$

где  $\eta_{\infty}$  – наименьшее значение  $\eta$ , достигаемое при повышении абсолютной температуры  $T$  ( $\eta \rightarrow \eta_{\infty}$  при  $T \rightarrow \infty$ );

$T_0$  – самая низкая температура, при которой вязкость становится практически бесконечной;

$k$  – температурный коэффициент пропорциональности.

Значения  $k$  и  $T_0$  для полученных коэффициентов приведены в табл. 1. Как видно из таблицы, значение  $T_0$  практически одинаково для всех опытов, температурный коэффициент пропорциональности практически одинаков для каждого процентного содержания «Креп-1» в цементном растворе, а значение наименьшей вязкости  $\eta_{\infty}$  для каждого опыта своё и, как и пластическая вязкость  $\eta$ , увеличивается с уменьшением щелевого зазора и падает с ростом температуры.

Таблица 1.

Процентное содержание "Крепль-1"	$\eta_{\infty}$ при толщине щелевого зазора, м						k	$T_{\infty}$
	$40 \cdot 10^{-6}$	$30 \cdot 10^{-6}$	$20 \cdot 10^{-6}$	$10 \cdot 10^{-6}$	$6 \cdot 10^{-6}$	$1,5 \cdot 10^{-6}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,4 %	$3,0236 \cdot 10^{-3}$	$5,1753 \cdot 10^{-3}$	$8,5845 \cdot 10^{-3}$	0,0133	0,0155	0,0182	70,69575	213,128
0,6 %	$4,2317 \cdot 10^{-3}$	$7,2455 \cdot 10^{-3}$	0,012	0,0186	0,0217	0,0255	106,869	
0,8 %	$5,078 \cdot 10^{-3}$	$8,6946 \cdot 10^{-3}$	0,0144	0,0223	0,026	0,0306	134,656	

В результате проделанной работы исследованы аномалии течения фильтратов цементного раствора, содержащего реагент-структурообразователь «Крепль-1». Определены зависимости течения, благодаря разработанной математической методике, вычислены основные реологические параметры фильтра в щелевых зазорах различной ширины. Исследована зависимость изменения реологических параметров фильтратов от температуры. Определены законы изменения реологических параметров от температуры.

Таким образом, наличие у фильтратов цементного раствора ГНФ, значительно растущего с уменьшением щелевого зазора, согласно формуле (1) приводит к самоограничению поступления фильтра в естественные щели и трещины продуктивного пласта, способствуя тем самым сохранению его коллекторских свойств в процессе цементирования скважины. Данное обстоятельство в конечном итоге положительно сказывается на продуктивности скважины.

**Четвертая глава** посвящена совершенствованию технологии цементирования с использованием новых технических средств. При бурении глубоких скважин зачастую возникает необходимость спускать обсадные колонны значительной массы, превышающей грузоподъемность данной буровой установки. В этих случаях обсадные колонны спускают в скважины и цементируют секциями. При этом нижние секции спускаются на бурильных трубах и цементируются, после чего производится спуск последующей секции и стыковка ее с уже зацементированной частью обсадной колонны. Аналогичным образом происходит спуск и крепление потайных обсадных колонн. После крепления всей колонны осуществляется спуск долота на колонне бурильных труб с последующим разбуриванием обратного клапана, стоп-кольца и цементировочных пробок. Сложность этой операции заключается в том, что составные продавочные пробки при разбуривании приводятся во вращение, препятствуя тем самым своему разрушению. Осуществление данной технологической операции требует значительных затрат времени и может вызвать серьезные осложнения в скважине по причине образования дефектов в колонне, в результате механического воздействия долота на стенки обсадной трубы над пробкой.

Основным мероприятием, предотвращающим возникновение упомянутых осложнений, служит надежная фиксация каждой из пробок в колонне после достижения давления «стоп» в конце операции продавливания.

Одним из вариантов предотвращения такого явления может служить применение цементировочных пробок, снабженных фиксирующим от вращения устройством, аналогичным зубчатой муфте.

Принцип действия устройства заключается в следующем (рис. 9).

В башмаке секции обсадной колонны или потайной колонны устанавливают упорное кольцо 6 и спускают колонну в скважину на определенную глубину.

Седло 3 подвешивают в патрубке подвешного устройства на штифтах, а к нему посредством резьбы присоединяют подвесную пробку 4.

В верхней части секции обсадной колонны или потайной колонны устанавливают подвешное устройство и к нему присоединяют бурильные трубы. В таком положении колонну допускают до забоя и промывают ствол скважины. Через цементировочную головку в бурильные трубы закачивают необходимый для цементирования объем тампонажного раствора, вслед за которым пускают разделительную пробку 1, а затем закачивают продавочную жидкость. Разделительная пробка 1, пройдя по бурильным трубам и их замкам, заходит в патрубок подвешного устройства и садится в седло 3. При этом осуществляется посадка наконечника 2 разделительной пробки 1 с зубчатой наружной поверхностью в зубчатую поверхность седла 3 с образованием зубчатого беззамкового соединения.

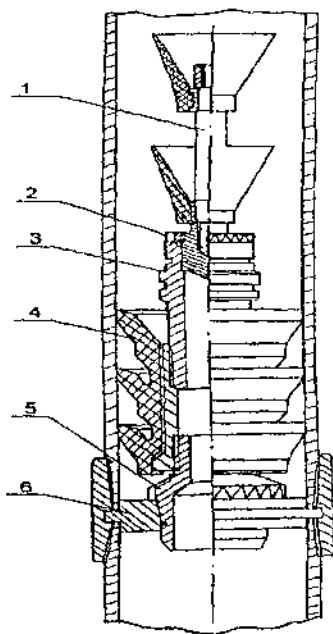


Рис. 9. Устройство для цементирования подвешной обсадной колонны.

Цементируемые агрегаты в это время продолжают нагнетать продавочную жидкость в колонну бурильных труб, что приводит к возрастанию в них давления до величины момента среза штифтов в патрубке подвесного устройства. При определенном давлении штифты срезаются, что приводит к началу совместного движения по колонне разделительной пробки 1 с седлом 3 и подвесной пробки 4, которые разделяют продавочную жидкость и тампонажный раствор внутри колонны.

После закачки цементирующими агрегатами необходимого объема продавочной жидкости, равного внутреннему объему колонны обсадных труб от подвесного устройства до башмака колонны, наконечник 5 подвесной пробки 4 начинает заходить в упорное кольцо 6, размещенное в муфте башмака колонны.

По окончании этого захода посадочный выступ наконечника 5 с зубчатой наружной поверхностью «садится» в зубчатую поверхность упорного кольца 6, образуя беззамковое соединение. Образование двух узлов зубчатых беззамковых соединений исключают возможность вращения разделительной пробки 1 в седле 3 и подвесной пробки 4 на упорном кольце 6 в процессе их разбуривания. При этом отсутствие их вращения приводит к уменьшению затрат времени на их разбуривание на 50-60 %.

В пятой главе приведены результаты практической реализации технологических разработок. Результаты исследований стали основой применения не только тампонажных растворов на основе полимеров с пониженной водоотдачей, но и эффективных структурообразователей неорганического происхождения комплексного действия, не являющихся замедлителями. Проведенные исследования позволили совершенствовать технологические процессы, снижающие до минимума отрицательное воздействие цементного раствора на продуктивный пласт низкопроницаемых коллекторов. Продуктивность скважин, законченных с применением разработанных технологий и технических средств, оказалась выше на 10-15 % продуктивности скважин, законченных по ранее существующей технологии. Опыт применения предложенных реагентов при цементировании в комплексной технологии заканчивания НПО «Бурение» на Приобском месторождении в сравнении с базовыми скважинами показывает уменьшение срока выхода скважин на режим на 50 %. Удельный коэффициент продуктивности ( $m^3/(сут\cdot м)$ ) при цементировании тампонажными растворами, содержащими новые комплексные реагенты структурообразователи увеличивается в 3-4 раза без учета первичного и вторичного вскрытия.

Опыт применения рекомендуемой комплексной технологии (первичное вскрытие продуктивных пластов, вторичное вскрытие и крепление) с использованием при цементировании реагента «Креп-1» в сравнении с базовыми скважинами (табл. 2.), показывает уменьшение срока выхода скважин на режим на 50 %. Удельный коэффициент продуктивности ( $m^3/(сут\cdot м)$ ) возрастает в 3-4 раза.

Таблица 2.

Результаты заканчивания скважин на Приобском месторождении по технологии ОАО «НПО «Бурение»

Вид работ	Базовая скважина	Скв. 8453	Скв. 8343	Скв.8256
Первичное вскрытие продуктивных пластов	-	+	+	+
Вторичное вскрытие продуктивных пластов	-	-	+	+
Крепление скважины с применением «Крепль-1»	-	-	-	+
Уменьшение срока выхода на режим, %	0	17	58	69
Удельный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·м)	1,107	1,352	1,512	4,86

Из табл. 2 видно, что каждая из технологических операций заметно влияет на уменьшение времени ввода скважины в эксплуатацию и её конечную продуктивность.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Исследованы свойства фильтрата и тампонажного раствора с тиксотропными реагентами-структурообразователями в узких зазорах, что указывает на их эффективность и позволяет судить о положительном влиянии данных составов на продуктивный пласт:

- исследованы аномалии течения фильтратов цементного раствора, содержащего реагент-структурообразователь «Крепль-1»;
- благодаря разработанной математической методике, определены зависимости течения, вычислены основные реологические параметры фильтрата в щелевых зазорах различной раскрытости;
- исследована зависимость изменения реологических параметров фильтратов от температуры и определены законы изменения этих параметров от температуры.

2. Подтверждены неньютоновские и фильтрационные аномалии фильтратов тампонажных растворов в пористой среде с капиллярами микроскопических размеров, что важно для прогнозирования загрязнения призабойной зоны продуктивных пластов:

- наличие у фильтратов цементного раствора ГНФ, значительно растущего с уменьшением щелевого зазора, согласно формуле (1) приводит к самоограничению поступления фильтрата в естественные щели и трещины продуктивного пласта, способствуя тем самым сохранению его коллекторских свойств в про-

цессе цементирования скважины, что в конечном итоге положительно сказывается на продуктивности скважины.

3. Показана эффективность применения реагента-структурообразователя «Крепль-1» в качестве регулятора фильтрации тампонажных растворов.

4. Дополнены и сформулированы требования к тампонажным составам по изолирующей способности самоограничения фильтрации (загущение не жидкости затворения, а самого тампонажного раствора).

5. Разработана и применена цементирующая пробка, снабженная фиксирующим от вращения устройством, аналогичным зубчатой муфте, исключая серьезные осложнения в скважине вследствие образования дефектов в колонне в результате механического воздействия долота на стенки обсадной трубы над пробкой. (Патент РФ 2200824).

**ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ** диссертационной работы опубликовано в 10 работах (из них рекомендуемые ВАК РФ рецензируемых изданиях № 1, 2, 3, 4, 5):

1. Тампонажные растворы с реагентами для крепления боковых стволов. Рябова Л.И., Кривошей А.В., Шляховой Д.С., Тимофеева Е.В./ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море//ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006, № 11, с.32-38

2. Сопоставимый анализ свойств облегченных цементных растворов при «сухом» и «мокроем» способах введения в них бентонитового порошка, Ашрафьян М.О., Рябова Л.И., Шляховой Д.С. и др./ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море// ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007, № 5, с. 47-52.

3. Повышение качества цементирования скважин путем применения расширяющихся цементов. Рябова Л.И., Тимофеева Е.В., Шляховой Д.С. и др.// «Нефтяное хозяйство», М., - 2008, № 1, с. 46-50.

4. Рябова Л.И., Шляховой Д.С., Тимофеева Е.В. Объемные изменения цементного раствора и камня, влияющие на качество цементирования скважин, «Нефтяное хозяйство», М., 2008, № 2, с. 40-42.

5. Шляховой Д.С., Рябова Л.И. Влияние фильтрата тампонажных растворов на загрязнение продуктивного пласта. //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море//ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008, - № 5, с. 52-58.

6. Рябова Л.И., Тимофеева, Е.В., Шляховой Д.С. // «Тампонажные растворы с реагентами для крепления скважин»// Труды ОАО НПО «Бурение»/Современная техника и технология заканчивания скважин и бурения боковых стволов, Краснодар, вып. 15, 2006. с. 180-192.

7. Шляховой Д.С. Методика исследований и расчетные данные по влиянию реагента серии «Крепль» на загрязнение продуктивных пластов скважин.// Труды ОАО НПО «Бурение»// «Материалы и оборудование для бурения и ремонта скважин, в том числе импортозамещающие», Краснодар, вып. 17, 2008. с. 188-199.

8. Шляховой Д.С. Устройство для цементирования подвешной обсадной колонны.// Труды ОАО НПО «Бурение»//Материалы и оборудование для буре-

ния и ремонта скважин, в том числе импортозамещающие, Краснодар, вып. 17, 2008. с. 301305.

9. Патент РФ 2200824. Устройство для цементирования обсадной колонны. Б.И. №8, 2003. Дата подачи заявки 2001.06.13., заявка № 200116213/03.

10. Патент РФ 2366681. Тиксотропный тампонажный раствор с нулевой степенью релаксации. Б.И. № 25, 2009. Дата подачи заявки 2007.09.24., заявка № 2007135421/03.



ШЛЯХОВОЙ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ

Исследования по повышению качества  
цементирования скважин и сохранению  
свойств продуктивных пластов.

Автореферат диссертации  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Подписано в печать 20.12.2009.

Печать трафаретная. Бумага тип. № 1. Гарнитура «Таймс».  
Уч. печ. л. 1,39. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Тираж 100 экз. Заказ № 10025.

Тираж изготовлен с оригинал-макета заказчика  
в типографии ООО «Просвещение-Юг»  
350059, г. Краснодар, ул. Селезнева, 2. Тел./факс: 239-68-31