

На правах рукописи

ДВОЙНИКОВ МИХАИЛ ВЛАДИМИРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АЗОТОПОЛНЕННЫХ
ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН
(на примере месторождений Среднего Приобья и Крайнего Севера Тюменской области)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2005

Работа выполнена в научно-исследовательском и проектном институте технологий строительства скважин (НИПИ ТСС) при Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ)

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор
Овчинников Василий Павлович

Официальные оппоненты: - доктор технических наук

Курбанов Яраги Маммаевич

кандидат технических наук

Светашов Николай Николаевич

Ведущая организация – Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий» (ООО «ТюменНИИгипрогаз»).

Защита состоится 16 декабря 2005 г., в 14-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г.Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72

Автореферат разослан 16 ноября 2005 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета

доктор технических наук, профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Объемы добычи углеводородного сырья на месторождениях Тюменской области в большей своей части еще связаны с разработкой площадей, открытых в 70-80 годах. Длительные сроки эксплуатации способствовали усложнению условий строительства скважин на этих месторождениях, в особенности в вопросах обеспечения надежности разобщения вскрываемых продуктивных пластов. Возросло число поглощений цементного раствора при креплении скважин, не редки случаи пластовых проявлений при их эксплуатации. Эти проблемы обусловлены сложными условиями вскрытия коллекторов нефти и газа, с низкими пластовыми давлениями.

При сложившейся на сегодня практике цементирования обсадных колонн методом встречных заливок (или комбинированным способом цементирования) и применяемых рецептурах облегченных тампонажных композиций не обеспечивается надлежащее качество разобщения вскрываемых пород. Отмечаются недоподъем тампонажного раствора до устья, отсутствие цементного камня в зоне схождения первой и второй ступеней, значительный процент «отсутствия» и «плохого» сцепления цементного камня с колонной, наличие заколонных давлений и межколонных перетоков.

Указанные явления обусловлены гидроразрывом пластов при встречном цементировании, использованием в качестве облегчающих добавок при креплении обсадных колонн водо – и воздухововлекающих материалов, полимерных и других добавок. Снижение плотности тампонажного раствора в этом случае обычно достигается за счет повышенного водосодержания, вследствие адсорбции молекул воды на поверхности твердой фазы. Последнее является причиной низкой прочности формирующегося цементного камня, его высокой проницаемости и усадочных деформаций.

Использование минеральных облегчающих добавок способствует снижению плотности цементного раствора с 1860 до 1400 кг/м³. Имеется

необходимость применения тампонажных растворов плотностью ниже 1400 кг/м³, что невозможно при применении минеральных облегчающих добавок с сохранением свойств раствора (камня), удовлетворяющих требованиям обеспечения надежности разобщения вскрываемых пластов.

Получение тампонажных растворов с более низкой плотностью возможно за счет аэрирования тампонажных композиций. Применение инертных газообразных веществ и их смесей с тампонажными растворами позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы. Высокая эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием инертных газов обусловлена их физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процесса цементирования. В этом отношении наиболее перспективно использование азота.

Цель работы - повышение качества крепления скважин, имеющих в разрезе, высокопроницаемые, с низкими пластовыми давлениями пласты, путем применения технологии цементирования азотонаполненными тампонажными системами.

Основные задачи исследований

1. Анализ существующих решений по вопросу «Разработка и использование аэрированных тампонажных растворов».
2. Теоретическое обоснование и экспериментальное подтверждение целесообразности и необходимости применения азотонаполненных тампонажных систем (АТС) для повышения качества крепления скважин.
3. Разработка установки по исследованию свойств АТС в лабораторных условиях.
4. Исследование физико-механических свойств облегченного раствора на основе АТС.
5. Разработка технических средств, обеспечивающих однородность растворов из АТС при цементировании скважин.

6. Разработка технологии цементирования скважин с применением азотонаполненных тампонажных системам.

7. Опытно-промышленное внедрение, анализ полученных результатов.

Научная новизна выполненной работы

1. Разработан и научно обоснован состав газонаполненной тампонажной системы, основанный на механическом способе введения азотной дисперсии. Элемент новизны в рецептуре – это использование алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ), обеспечивающих азотововлекающую способность тампонажной системы и устойчивость АТС удовлетворяющую требованиям ее применения в условиях переменных давлений. Получено решение о выдаче патента: заявка 2004138215/03 от 10.11.2003. Решение о выдаче патента от 23.08.2005.

2. На уровне изобретений разработаны устройства и способы их применения для цементирования скважин с АТС.

3. Теоретически обоснованы и экспериментально подтверждены зависимости изменения важнейших физико-механических свойств АТС (плотность и кратность пены), прочностных характеристик и флюидопроницаемости камня из АТС в условиях переменных давлений. Дано объяснение механизма процесса.

4. Разработана технология цементирования скважин азотонаполненными тампонажными системами, основанная на принципиально новом подходе к проектированию и проведению технологического процесса, с использованием АТС.

Практическая ценность и реализация работы

1. Разработанная технология цементирования скважин азотонаполненными тампонажными системами, основанная на механическом способе введения азота, снижает плотность тампонажного раствора, обеспечивая его подъем до проектной высоты в условиях аномально низких пластовых давлений.

2. Разработанные на базе НИПИ ТСС ТюмГНГУ и предприятия ОАО «Газпром», ДООО «Бургаз», филиала «Тюменбургаз» стендовые установки по

изучению свойств АТС позволяют изучать важнейшие физико-механические ее свойства в лабораторных условиях тампонажного предприятия.

Объем внедрения технологии цементирования скважин АТС составил более 40 скважин. Успешность ее применения с целью обеспечения проектной высоты подъема тампонажного раствора составляет 95 %.

Апробация результатов исследований

Основные положения и результаты исследований докладывались на: заседаниях кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ТюмГНГУ (Тюмень, 2003 - 2005); региональной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии нефтегазовому региону» (Тюмень, 2003); Международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2003); региональной научно-практической конференции, посвященной 5-летию Института Нефти и Газа «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2005); Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2005).

Публикации

По материалам исследований опубликовано 8 научных работ. Получен 1 патент РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (67 наименований) и двух приложений. Изложена на 197 страницах машинописного текста, содержит 35 таблиц и 43 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность работы, обозначены направления и пути решения затронутых проблем, сформулированы цель работы и основные задачи для ее решения.

В первом разделе проведен анализ состояния вопроса, основанный на результатах исследований и разработок техники и технологии крепления скважин Среднего Приобья и Севера Тюменской области. Рассмотрен геологический разрез Ваньеганского, Варьеганского, Лянторского и Уренгойской группы месторождений и показано их сходство в литологическом отношении. В большинстве случаев на данных месторождениях возникают сложности, связанные наличием в разрезе скважин пластов с аномально низкими давлениями. Покурская свита ($K_{2рк}$) является одним из сложных поглощающих тампонажный раствор интервалов при цементировании скважин в одну ступень. Она расположена в интервале 1288 – 2136 м и сложена в основном переслаиванием крупных песчано-алевролитовых и глинистых пластов. Песчаники серые и светло-серые, мелко и среднезернистые. Алевролиты серые, темно-серые, часто с зеленоватым оттенком. Большею частью глинистые и песчаные. Тип коллектора – поровый. Пористость на некоторых участках свиты достигает 18 – 30 %. Плотность горной породы составляет 2400 – 2550 кг/м³. Нефтеносность в ней не установлена, при этом установлены газовые пропластки мощностью до 150 – 200 м. В этих интервалах возможны осыпи, обвалы, сужения, поглощения и газопроявления, градиент пластового давления составляет 0,006 МПа/м (гидроразрыва 0,0143 МПа/м). Высокая песчаность разреза, наличие проницаемых коллекторов являются причиной повышенной фильтрации промывочной жидкости в стенки скважины. Из-за переувлажнения глин и аргиллитов отмечается интенсивное кавернообразование. Сложность составляет и подбор параметров тампонажных растворов для крепления скважин.

Для условий аномально низких пластовых давлений необходимо в первую очередь создавать на пласты такое противодействие, чтобы в период образования достаточно прочного цементного камня система пласт - скважина находилась в равновесном состоянии. Это состояние системы при наличии в

разрезах пластов с АНПД можно поддерживать, применяя тампонажные растворы с плотностью от 1000 до 1400 кг/м³ и ниже.

Плотность тампонажных растворов зависит от удельного веса компонентов, соотношения компонентов в смеси, водотвердого отношения и плотности жидкости затворения. Проведенные расчеты плотности раствора по известным зависимостям от перечисленных факторов показали следующее: применение облегчающей добавки, например палыгорскитовой глины плотностью 2300 кг/м³, максимально снижает плотность цементного раствора до 1487 кг/м³ при этом В/Т = 1,0 и соотношение компонентов равно 50 : 50. Снизить плотность ниже 1487 кг/м³ не представляется возможным. В данном случае применение 50 % облегчающей добавки и высокое содержание свободной воды отрицательно скажется на процессах формирования тампонажного камня и его физико-механических свойствах; применение облегчающей добавки вермикулита плотностью 1800 кг/м³ до 20 % и водотвердом отношении 0,6 снижает плотность цементного раствора до 1695 кг/м³. Снижение плотности ниже 1695 кг/м³ требует дополнительного увеличения В/Т, либо процентного содержания первого. При В/Т = 1,0 и соотношения компонентов 50 : 50 максимальное снижение плотности равно 1423 кг/м³; применение облегчающей добавки микросферы - АСПМ плотностью 500 кг/м³ при соотношении компонентов 90 : 10 и В/Т = 0,6 снижает плотность раствора до 1504 кг/м³. При ее увеличении до 20 % с тем же водотвердым отношением плотность цементного раствора понижается до 1298 кг/м³. При этом прочностные характеристики цементного камня снижаются с 2,3 до 1,7 МПа (на изгиб через 2 суток) и флюидопроницаемость возрастает с 7 до 9 мД (перепад давления 20 МПа). Следовательно оптимальное соотношение компонентов с применением АСПМ должно составлять 90 : 10 и 85 : 15.

Снижение плотности цементного раствора возможно за счет аэрирования тампонажных композиций. Впервые, в России (Советском Союзе) аэрированные тампонажные растворы были применены для цементирования

скважин в начале 70 - х годов прошлого века. За рубежом исследования и использование газонаполненных тампонажных систем начаты в 1979 г. и применялись в таких известных фирмах, как, API, BJ, SCHLUMBERGER, NOWSCO, SHELL, HALLIBURTON и др. Огромный вклад в исследования и развитие технологических процессов газонаполненных тампонажных систем внесли Булатов А.И., Петреску В.И., Джангиров С.С., Далаев В.Х-М., Данюшевский В.С., Бакшутлов В.С., Амиян В.А., Марадян И.И., Межлумов А.О., Добрянский В.Г., Вахитов Р.Ж., Мантман, Хармс, Саттон, Моуди, Шоулдис и др.

Причинами, препятствующими широкому внедрению аэрированных тампонажных растворов являются низкие показатели прочностных характеристик цементного раствора (камня), нарушение сплошности цементного камня в заколонном пространстве в результате образования газовых пачек, ограниченный контроль кратности пены с использованием ПАВ и плотности аэрированного тампонажного раствора на входе и выходе из скважины в процессе закачивания и продавливания раствора. При этом технология аэрирования тампонажных растворов воздухом имеет ряд недостатков таких, как: содержание в воздухе кислорода до 21 % может повлечь за собой, при неравномерной подаче реагента, нерастворенную газовую подушку, вызывая внутреннее горение; возможность взрывоопасной ситуации при взаимодействии с углеводородами, дополнительное повышение температуры в зоне продуктивного интервала, влияющее на процесс формирования цементного камня.

Применение инертных газообразных веществ и их смесей с тампонажными растворами позволяет создавать новые технологии, совершенствовать известные методы.

Основными предпосылками к разработке азотонаполненных тампонажных систем являются: газообразный азот взрывобезопасен; слабо растворим в нефти и воде, его растворимость с изменением температуры

незначительна; взаимодействие азота с углеводородами продуктивного интервала, в дальнейшем способствует уменьшению сроков освоения скважины, т.к. уменьшается вязкость и динамическое напряжение сдвига нефти; азот в тампонажном растворе сохраняет газообразное состояние; при давлении до 30 МПа сжатие азота происходит практически без отклонений от законов идеальных газов, что обусловлено его критическими параметрами; фильтрация азотонаполненных тампонажных систем (АТС) через пористую среду проходит при более высоких давлениях.

При добавлении азота в облегченный микросферами тампонажный раствор возможно снижение плотности до 1180 кг/м^3 вследствие заполнения газом полостей микросфер. Это дает возможность отказа от применения ПАВ (поверхностно активных веществ) в качестве связывающего газового компонента, что позволит более четко контролировать параметры аэрации, кратность (вспениваемость) цементного раствора.

Во втором разделе разработана методика и методы проведения исследований, дана характеристика используемых материалов: инертного газа – азота; тампонажного портландцемента, бездобавочного с нормированными требованиями при водоцементном отношении равном 0,44 (ГОСТ 26798.1 – 96) – ПЦТ I-G. Компонентом пенообразователя, при проведении сравнительных исследований использовалось поверхностно активное вещество ПАВ - Газблок ТУ 14311456-008-97. В качестве облегчающей добавки - микросферы (АСПМ) до 15 %, детально описанные в работах Овчинникова В.П, Фролова А.А., Овчинникова П.В. и др.

На рисунке 1 представлена установка для получения камня из азотонаполненных тампонажных систем с регулируемым давлением формирования образцов. Установка – работает следующим образом. Первоначально через заливную горловину 1, в осреднительную емкость 2 ($V = 0,020 \text{ м}^3$) заполняется ранее приготовленный тампонажный раствор (тесто) фиксированной плотности. Затем она герметизируется и открывается вентиль

на редукторе 3, в результате чего, азот из баллона 4 поступает по трубопроводу в ротаметр (РП) 5, обеспечивающий контроль расхода азота. При открытии шарового крана 6, азот поступает в перфорированную трубку 7, находящийся в осреднительной емкости, при этом шаровый кран 8 находится в положении «открыто». Начало процесса насыщения (изменение плотности) цементного раствора азотом осуществляется при атмосферном давлении. Контроль за изменением плотности проводится ареометром (АБР-1), открытием крана 9 и пробоотборника 10. При максимальном снижении плотности (замер каждые 3 – 5 мин.) шаровый кран 6, 8 закрывается, а кран 11 открывается. В результате азот поступает в верхнюю часть осреднительной емкости (над уровнем цементного раствора), создавая давление для дальнейшего заполнения форм.

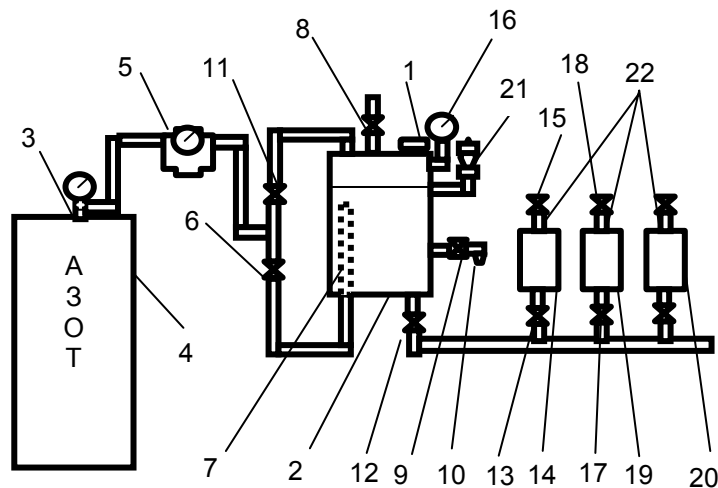


Рисунок 1 - Установка получения цементного камня из АТС

Первоначально в смесительной емкости, создается давление $P = 0,102$ МПа, затем открытием шарового крана 12, 13, стравливается воздух из формы (образцов-балочек, цилиндра) 14 через кран 15, установленном в верхней части формы. Как только давление в форме (после стравливания воздуха) достигнет $P = 0,102$ МПа, контролируемое по манометру 16, производится закрытие шарового крана 15, 13, 12. Цементный раствор с фиксированной плотностью под давлением $P = 0,102$ МПа оставляется на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) в течении 1 -2 суток . Затем создают давление в смесительной камере $P =$

0,5 МПа. Открытием шарового крана 12, 17, 18 происходит заполнение цементным раствором формы 19. Форма остается под давлением $P = 0,5$ МПа также на 1 -2 суток. Заполнение формы 20 выполняется в том же порядке, как и предыдущие формы 14 и 19 с разностью в давлении 0,5 МПа. То есть давление в форме 20 на ОЗЦ будет составлять $P = 1,0$ МПа. Смесительная камера во избежание превышения допустимых давлений оснащена предохранительным клапаном 21. Форма представляет собой прямоугольную камеру, разделенную на три отсека. В верхней части установлены цилиндры 22 (диаметром 29,8 мм), заполняемые в процессе проведения эксперимента АТС с целью их дальнейшего исследования, например на газопроницаемость и т.д.

В третьем разделе приведены результаты экспериментальных исследований физико-механических свойств АТС. Исследования проводились с использованием полного факторного эксперимента. Кратность пены определялась по изменению плотности тампонажного раствора с учетом производительности газоразделительной мембранной установки МВа - 0,36. На рисунке 2 показана зависимость показателя кратности пены АТС от содержания АСПМ и объема азота.

В качестве входных параметров приняты: X_1 – время насыщения, ч; X_2 - объем азота, м³; X_3 - количество облегчающей добавки АСПМ, %. Кратность пены соотношением мас. %: портландцемент 100, вода 55, насыщенного азотом при давлении $P = 0,102$ МПа составила 1,109. При этом без дополнительных добавок удалось снизить плотность с 1820 до 1640 кг/м³. Кратность пены тампонажного раствора соотношением мас. %: портландцемент 95, АСПМ 5, вода 44 составила 1,30. Плотность АТС снизилась с 1700 до 1307 кг/м³. При насыщении азотом тампонажного раствора соотношением мас. %: портландцемент 95, АСПМ 15, вода 44, кратность равна 1,398. Увеличение кратности способствовало снижению плотности с 1650 до 1180 кг/м³.

Проведен анализ результатов влияния азотонасыщения и количества облегчающей добавки АСПМ на устойчивость АТС. Устойчивость АТС являет-

$$Z=0,9843-0,0407\cdot X+0,0106\cdot Y+0,2093\cdot X^2+0,0211\cdot X\cdot Y-0,0008\cdot Y^2$$

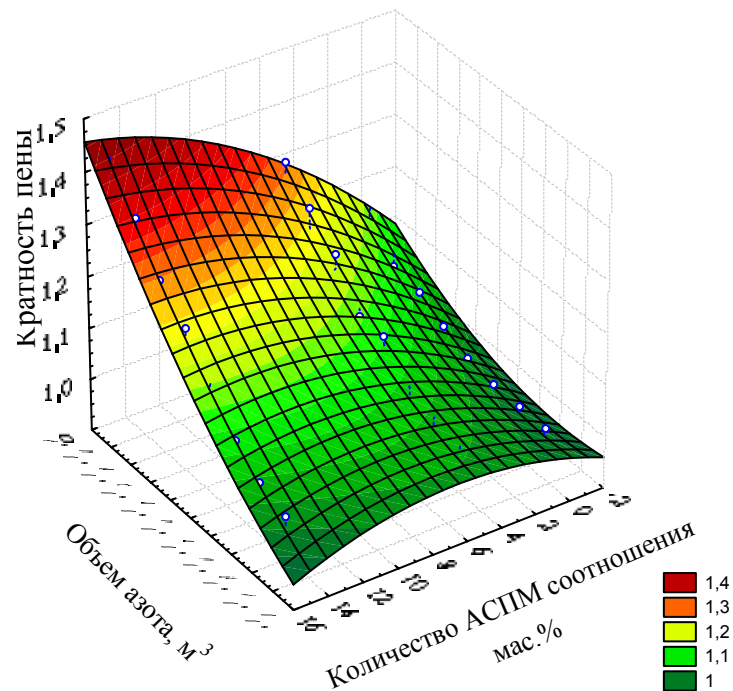


Рисунок 2 – Зависимость кратности пены от количества облегающей добавки АСПМ и объема азота

$$Z=-379,5316-3,5369\cdot X+731,9013\cdot Y-0,1213\cdot X^2+6,8251\cdot X\cdot Y-318,7845\cdot Y^2$$

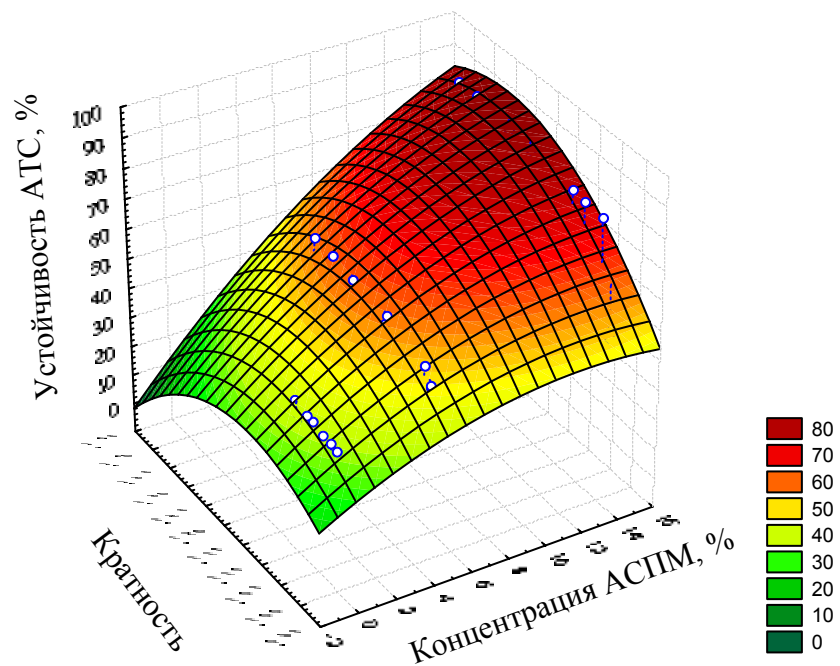


Рисунок 3 – Зависимость устойчивости АТС от концентрации АСПМ и кратности пены

ся важнейшим показателем существования системы. Определяется изменением объема (высоты) АТС при нормальных условиях и в условиях перепада давления в процессе формирования камня. На рисунке 3 представлена зависимость устойчивости АТС от количества облегчающей добавки АСПМ и кратности пены. Повышение устойчивости предлагаемой системы можно объяснить заполнением азотной дисперсией полостей микросфер.

На рисунке 4 представлена зависимость прочности на сжатие камня из АТС (время формирования камня двое суток), от количества облегчающей добавки в композиции (в соотношении мас. АСПМ 0; 5 и 15 %) и давления формирования образца.

$$Z=6,6663+13,1031\cdot X+0,3596\cdot Y-5,8038\cdot X^2-0,2746\cdot X\cdot Y-0,0496\cdot Y^2$$

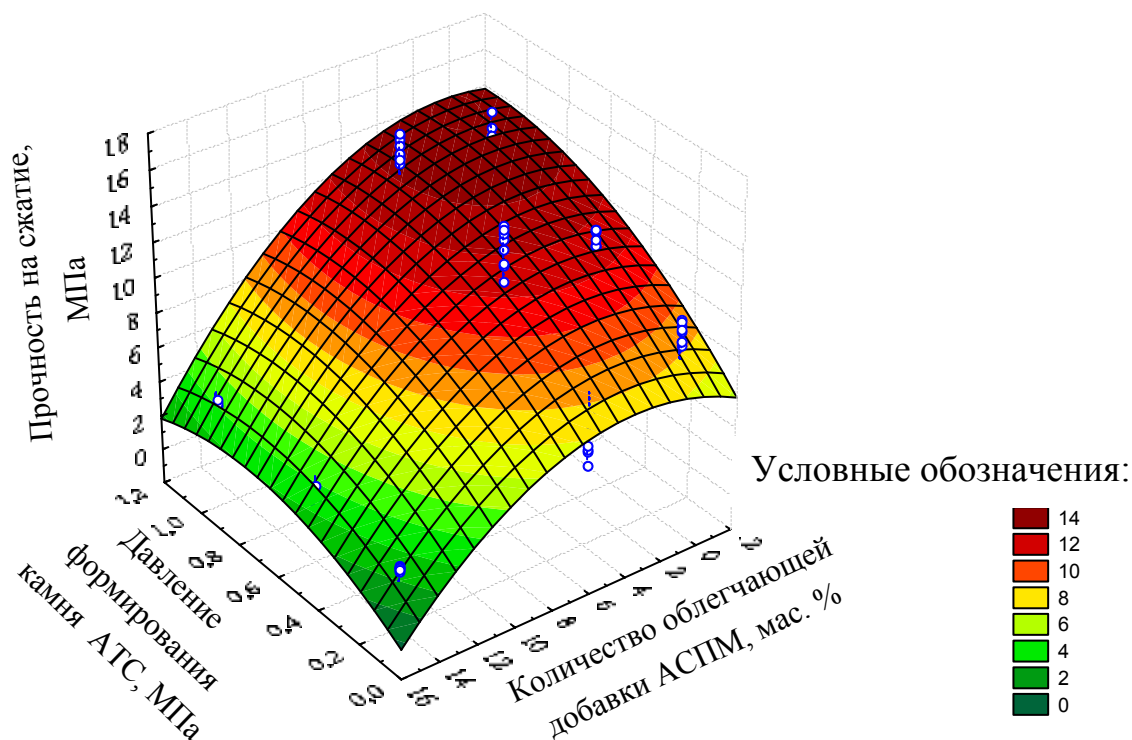


Рисунок 4 – Зависимость прочности на сжатие камня из АТС от количества облегчающей добавки (в смеси АТС мас. АСПМ 0; 5 и 15 %) и давления формирования образца

При добавлении в тампонажную композицию АСПМ 15 % происходит снижение плотности с 1650 до 1180 кг/м³, что удовлетворяет геологическим

условиям необходимым для цементирования скважин в одну ступень. При этом прочность на сжатие в момент формирования под давлением 0,102 МПа равна 2,9 МПа. С повышением давления при формировании образца до 1,0 МПа, прочность увеличивается до 2,9 – 4,3 МПа. Уменьшение концентрации АСПМ в составе тампонажной композиции до 5 - 8 % увеличивает прочность на 12 %, при этом кратность пены составляет 1,120. Плотность раствора повышается. Оптимальное соотношение компонентов тампонажного раствора составляет мас. %: портландцемент 85 – 95, АСПМ 15, азот 0,035 – 0,04, вода 44.

На рисунке 5, 6 представлена зависимость проницаемости камня из АТС при перепаде давления 10 и 20 МПа от кратности пены и давления формирования образца. Показано, что при азотонасыщении тампонажного раствора увеличение давления формирования от 0,102 – 1,0 МПа и кратности пены 1,002 – 1,398 (АСПМ 0; 5 и 15 %) снижает проницаемость камня с 7-8 мД до 5-6 мД (давление формирования 0,102 МПа) и до 3-4 мД (давление формирования 1,0 МПа).

$$Z=1,2179+15,8326\cdot X+7,3435\cdot Y-7,8725\cdot X^2-6,2464\cdot X\cdot Y-1,3659\cdot Y^2$$

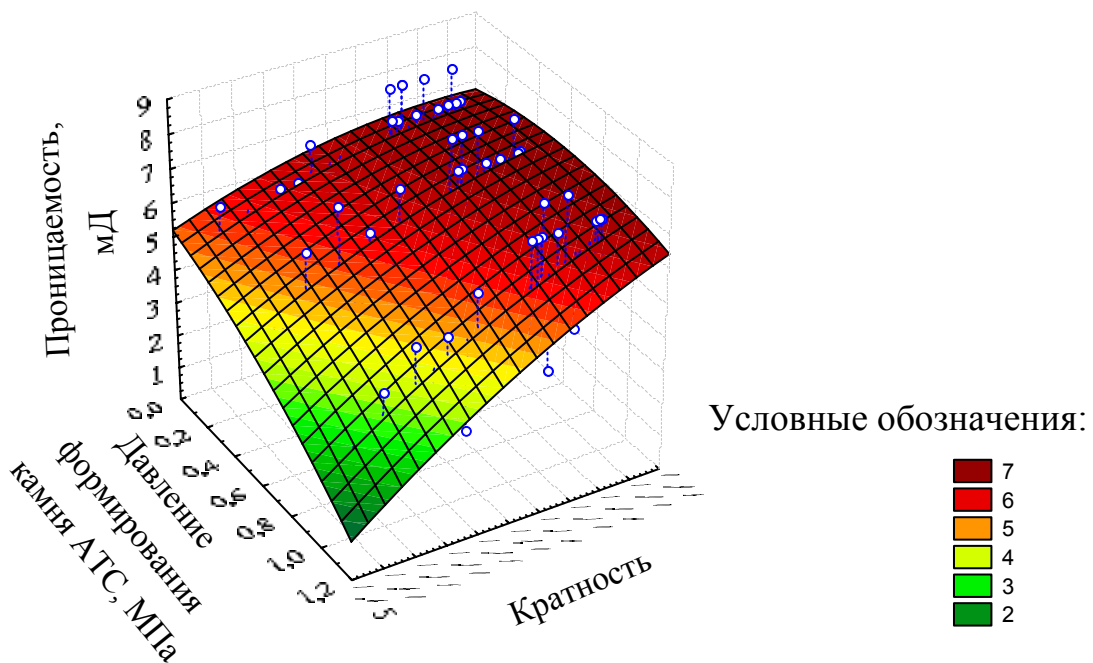


Рисунок 5 – Зависимость проницаемости камня АТС (перепад давления 10 МПа) от кратности пены и давления формирования образца

$$Z=4,0981+13,2584\cdot X+3,9589\cdot Y-7,8675\cdot X^2-4,7529\cdot X\cdot Y-0,4547\cdot Y^2$$

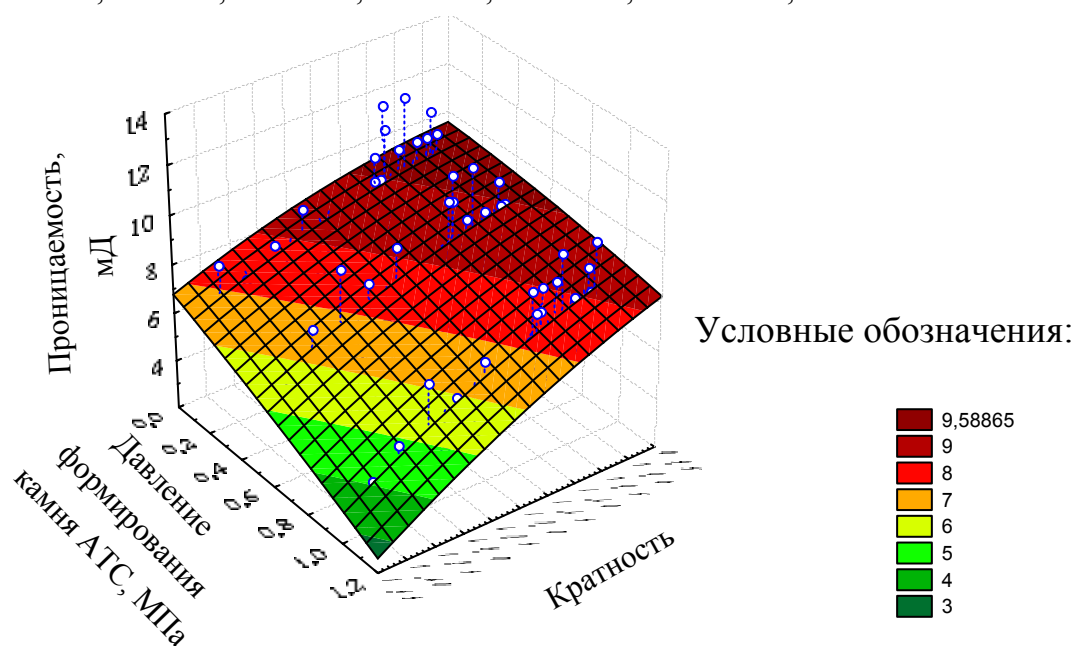


Рисунок 6 – Зависимость проницаемости камня АТС (перепад давления 20 МПа) от кратности пены и давления формирования образца

С увеличением перепада давления с 10 до 20 МПа происходит небольшое увеличение проницаемости камня АТС - 7-8 до 9-12 мД (давление формирования 0,102 МПа) и 5-7 мД (давление формирования 1,0 МПа).

В четвертом разделе приведены технические средства и технологии крепления скважин. Работы по цементированию скважин с применением АТС предлагается осуществлять с использованием передвижной унифицированной азотной нагнетательной станции общепромышленного назначения (ПУАНСОН). Разработчик и изготовитель ОАО НПП «Старт», ФГУП «Уралтрансмаш» (г. Екатеринбург). Получение инертной газовой смеси на основе азота и сжатии этой смеси до давления 25,0 МПа осуществляется из атмосферного воздуха. Технические характеристики станции: производительность (по азоту) 12 м³/мин; давление на выходе 25,0 МПа; содержание азота в смеси не менее 90 %. Все агрегаты станции, кроме приводного дизеля, не имеют водяной системы охлаждения, а у дожимного агрегата нет вращающихся элементов, движения только возвратно-

поступательные. Агрегат предварительного сжатия не имеет клапанов, дожимное устройство имеет простые тарельчатые всасывающие и нагнетательные клапаны. Грузоподъемность установки не более 120 кН. Технологическая схема цементирования скважины АТС представлена на рисунке 7.

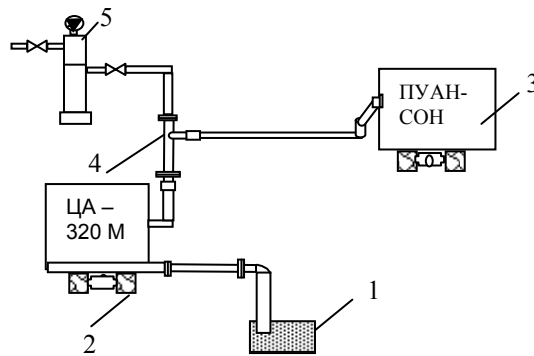


Рисунок 7 – Технологическая схема крепления с включением установки ПУАНСОН

Цементирование скважины производится следующим образом. Первоначально производится приготовление (затворение) тампонажной композиции в осреднительной емкости 1. При затворении доводят тампонажный раствор с облегчающей добавкой АСПМ до плотности 1600 - 1400 кг/м³. Включением насоса на агрегате (ЦА – 320М) 2 производится забор приготовленного тампонажного раствора из осреднительной емкости и подача его в нагнетательную линию, с одновременным запуском в работу установки ПУАНСОН 3. С установки азот поступает в эжекторную камеру азотонасыщения тампонажной системы 4. Из эжекторной камеры АТС закачивается в скважину. Плотность системы определяется расчетным путем. Замер плотности АТС производится на цементировочной головке 5. Контроль за азотонасыщением, регулированием плотности раствора осуществляется по расходу агрегата и азотной установки с учетом степени аэрации. Дополнительный контроль плотности АТС, а также давления на входе и выходе из скважины осуществляется станцией контроля цементирования.

Для интенсификации процесса твердения, дополнительного перемешивания вяжущего с жидкостью затворения на внешнюю поверхность

обсадной колонны устанавливают вращающийся турбулизатор. Вращающийся турбулизатор (рисунок 8) состоит из корпуса 1 и лопастей 2, диаметр которого D_2 меньше диаметров D и D_3 фигура 1, 3 (во избежание прилегания к стенке скважины или внутренней части предыдущий обсадной колонны) жестко закрепленных на обсадной колонне. При изготовлении неподвижных элементов устройства выполняются проточки диаметрами D_1 и D_4 (направляющие) с длиной L и L_1 (элемента вращения) обеспечивающие свободное вращение секции фигура 2. Крепление и регулирование расстояния (люфта) на обсадной колонне h и h_1 неподвижных направляющих элементов турбулизатора показано на фигуре 3, 4. В процессе продавливания, аэрированный тампонажный раствор попадает на лопасти элемента турбулизатора неподвижно закрепленного на обсадной колонне 1. При этом изменяется направление потока. Движение потока противоположно углу наклона лопастей незакрепленного элемента, что заставляет его вращаться, и способствовать увеличению степени турбулизации потока раствора. Турбулентность потока позволит обеспечить однородность аэрированного раствора, влияющей на свойства пеноцементного раствора (камня).

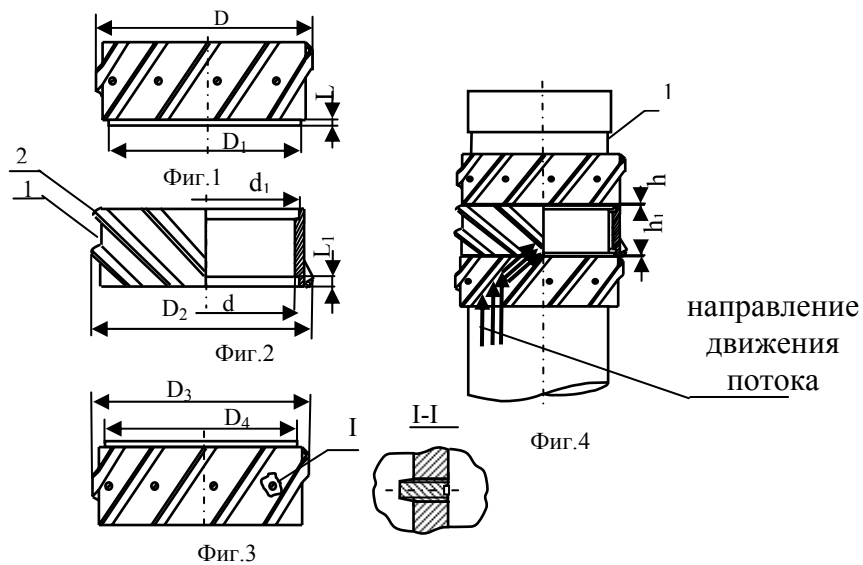


Рисунок 8 – Вращающийся турбулизатор

Основным недостатком применения газонаполненных систем по известным технологиям цементирования скважин является сложность в

осуществлении контроля за процессом стабилизации кратности пены. Высокая кратность и диаэрация пены в период ОЗЦ ведет к интенсивному изменению физико - механических свойств облегченных тампонажных растворов. Для исключения этого предлагается создавать противодействие в процессе продавливания аэрированного тампонажного раствора в затрубное пространство, с учетом минимального воздействия на слабосцементированные, проницаемые коллектора.

Плотность азотонаполненной тампонажной системы $\rho(L)$, кг/м³, находящейся на глубине L затрубного пространства можно определить по выражению:

$$\rho(L) = \frac{1}{1 - \delta V(L)} \left[\frac{\rho_0}{1 + a} + 3805 \frac{P(L)}{T(L)} \cdot \left(\frac{a}{1 + a} - \delta V(L) \right) \right], \quad (1)$$

где a – степень аэрации при нормальных условиях; ρ_0 - плотность раствора до аэрации, кг/м³; $P(L)$ – давление на глубине L , МПа; $T(L)$ – абсолютная температура на глубине L , К; $\delta V(L)$ - относительное уменьшение объема АТС под действием давления P и температуры T относительно нормальных условий

$$\delta V(L) = \frac{V_0 - V(L)}{V_0},$$

где V_0 , $V(L)$ – объемы АТС при нормальных условиях и условиях, соответствующих глубине L соответственно.

Величина $\delta V(L)$ можно также определить по эмпирической формуле

$$\delta V(L) = [1 - \exp(-0,3 \cdot a)] \left\{ 1 - \exp \left[- \frac{1,784 \sqrt{P(L)}}{(T(L) - 273)^{0,28}} \right] \right\}. \quad (2)$$

Гидростатическое давление на глубине L вычисляется как решение дифференциального уравнения

$$\frac{dP(L)}{dL} = g \cdot \rho(L) \cdot \cos \lambda(L), \quad (3)$$

при граничном условии

$$P(0) = P^{\times}, \quad (4)$$

где P^* - давление на верхней границе столба АТС, находящейся в затрубном пространстве, МПа; g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; $\lambda(L)$ - зенитный угол наклона скважины на глубине L .

Объем азота, необходимый для азирования тампонажной композиции при цементировании заданного интервала:

$$V_a = \frac{a \cdot S \cdot 10^6}{\rho_0 \cdot g} (P_H - P_B) \quad (5)$$

где P_B, P_H - давление на верхней и нижней границе пачки АТС в затрубном пространстве, МПа; S - площадь сечения кольцевого пространства, м^2 .

Значения P_B, P_H определяются по графикам приведенным в диссертационной работе.

Объем портландцементного раствора, который следует подвергнуть азирации, вычисляется по формуле

$$V_p = \frac{V_a}{a} \quad (6)$$

Для расчета гидродинамических сопротивлений в заколонном пространстве использована формула

$$\Delta P_{затр.} = \frac{\rho \cdot h \cdot g_1^2}{d_{скв} - d_{кол}} \cdot \left[0,0142 + 0,175 \cdot \left(\frac{V_2}{V_2 + V_{жс}} \right)^{2,5} \right], \quad (7)$$

где ρ - средняя плотность АТС, кг/м^3 ; h - глубина скважины, длина свободной колонны или отдельного ее участка, м; $d_{скв}$ и $d_{кол}$ - диаметр скважины и колонны, м; V_2 и $V_{жс}$ - объем газовой и жидкой фаз, м^3 ; g_1 - скорость движения цементного раствора в заколонном пространстве, м/с.

Расчет производится для каждого конкретного случая, в результате чего определяется диапазон режима закачивания и продавливания АТС.

На основании проведенных расчетов определены, из условия наименьшего воздействия АТС на интервалы с АНПД для месторождений Среднего Приобья и Севера Тюменской области, следующий его состав - степень азирации 3, 5 и содержание облегчающей добавки АСПМ от 10 до 15 %.

В пятом разделе приведены результаты опытно промышленного внедрения. Анализ результатов одноступенчатого цементирования с азотонаполненными системами проведен по пяти скважинам Ваньеганского месторождения. Применялся метод поэтапного насыщения азотом тампонажного раствора. Подача азота осуществлялась из цистерны объемом $V = 8 \text{ м}^3$ (масса заливаемого азота составляет $m = 6100 \text{ кг}$) под давлением не более $P = 0,25 \text{ МПа}$. Рабочее давление газифицированного азота не более 70 МПа (температура не менее $10 \text{ }^\circ\text{C}$), с производительностью газификационной установки от $302,4$ до $5000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Предложено использовать тампонажные растворы с различной плотностью в интервалах цементирования эксплуатационной колонны.

Результаты АКЦ в интервалах (1145,0 - 1811,6) м установки азотонасыщенного цементного раствора по скважине 3618 Ваньеганского месторождения показали следующее: интервал 1145,0-1811,6 м характеризуется наличием зазоров и микрозазоров на контактах колонна-цемент; интервал 1783,4-1806,8 м характеризуется наличием зазоров и микрозазоров на контактах порода-цемент; интервал 1145,0-1811,6 м характеризуется чередованием зазоров и микрозазоров на контактах колонна-цемент и интервалов имеющих качественное сцепление колонны с цементом и цемента с породой, за исключением отдельных участков имеющих зазоры на контактах колонна-цемент-порода. После создания давления на устье $5,0 \text{ МПа}$, в интервале 32-1136,8 м изменений характера сцепления колонны с цементом не наблюдается. Качество гидроизоляции в интервале 1145,0-1811,6 м удовлетворительное. После двух лет эксплуатации сцепление цементного камня с колонной и породой удовлетворительное. Следовательно АТС обладает хорошими адгезионными свойствами. Как уже указывалось ранее азот при формировании АТС под давлением является блокиратором, влияющим на проницаемость камня. Ложным является утверждение, что газонаполненная система является проницаемой, т.к. любой газ в кристаллически сформированном камне (породе)

находится в напряженном состоянии и препятствует проникновению другого флюида внутрь цементного каркаса. Высокопроницаемым может быть газонаполненный камень в случае формирования его при атмосферном давлении, когда по периметру образца цилиндра за счет диаэрации пены образуются рытвины и каналы, по которым при пропуске флюида происходят перетоки.

Опытно - промышленное внедрение АТС на Уренгойском газоконденсатном месторождении осуществлено при цементировании кондуктора. Цементирование осуществлялось тампонажным раствором следующего состава: тампонажный портландцемент ПЦТ I – G - 85 – 90 %; алюмосиликатные микросферы - 10 – 15 %; азот - 0,0035 – 0,045 %; жидкость затворения - водный раствор хлорида кальция CaCl_2 3 %; водотвердое отношение - 0,44 – 0,5; выход раствора - 1,8 м³/т. Основные физико – механические свойства тампонажного раствора: плотность - 846 кг/м³; растекаемость 220 – 240 мм; прочность на изгиб (2 сут.) - 1,1 – 1,4 МПа.

Схема цементирования представлена на рисунке 9. Цементирование осуществлялось прямым способом с расположением в верхнем интервале 0 – 100 м тампонажного раствора нормальной плотности 1800 кг/м³ (покрывающая пачка, препятствующая деаэрации АТС). Интервал 450 – 100 м – АТС, а в интервале установки башмака 550 – 450 м раствор плотностью 1850 – 1870 кг/м³.

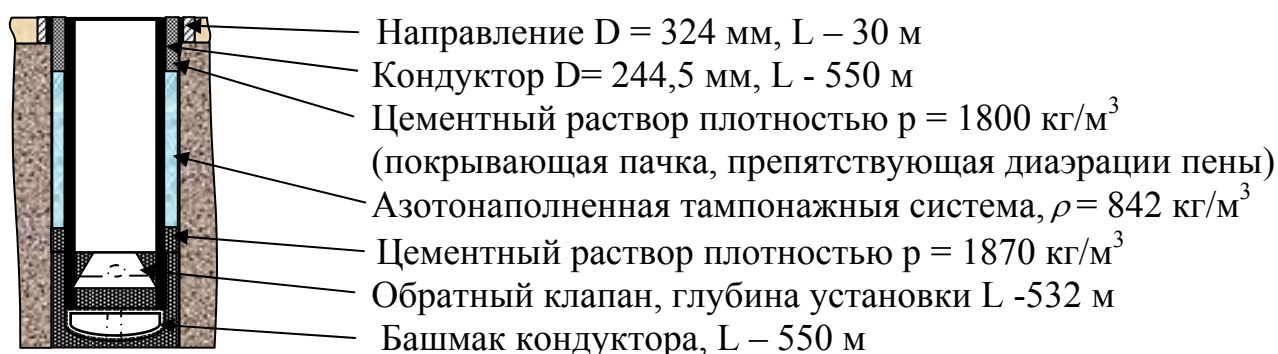


Рисунок 9 – Цементирование кондуктора на скважине 16071 Песцового месторождения с применением АТС

Результаты акустической цементометрии кондукторов по ряду скважин Уренгойской группы месторождений цементируемых с добавлением только облегчающей добавки (микросфер до 12 %) показывает, что в интервале 114 – 338 м контакт цементного камня с колонной: сплошной 17 %; частичный 16 %; плохой от 34 до 36 %; до 30 % отсутствует.

На скважине № 16071, где был испытан предлагаемый состав контакт камня из АТС расположенного в интервале 450 – 100 м – удовлетворительный: сплошной 31,5 %; частичный 21,6 %; плохой 10 %; до 31,5 % отсутствует.

Сравнение результатов показывает, что качество сцепления цементного камня с колонной в интервале установки АТС улучшено. На 14 % увеличен сплошной контакт и 5,6 % частичный. Снижен показатель плохого контакта на 24 % и отсутствия цемента на 1,5 %.

В ходе проведения исследований также были выявлены проблемы интерпретации результатов акустической цементометрии в виду того, что генерируемые прибором звуковые волны гасятся как, имеющимся в составе, облегченной добавкой, микросферами, так и вводимым газом. Необходимо совершенствовать способы геофизических исследований газонаполненных систем.

Предлагается дальнейшее проведение опытно–промысловых испытаний АТС, с разработкой методики более четкого определения качества цементирования скважин газонаполненными тампонажными системами.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность применения азотонаполненных тампонажных систем (АТС) для повышения качества крепления скважин с поглощающими пластами.

2. Разработана и опробована установка по исследованию основных свойств АТС в лабораторных условиях.

3. Экспериментально подтверждено, что тампонажный камень, полученный из АТС, сохраняет физико-механические показатели,

удовлетворяющие требованиям ГОСТ 1581-96 на облегченные тампонажные растворы.

4. Сконструированы, испытаны новые диспергирующие устройства, обеспечивающие при использовании разработанной рецептуры получение однородной и устойчивой в процессе применения смеси дисперсий.

5. Разработана технология цементирования скважин АТС, основанная на комплексном проектировании и проведении технологического процесса, с использованием рецептуры газогенерирующей дисперсии.

6. Технология цементирования АТС испытанная на Ваньеганском и Песцовом месторождении дала высокую технико – экономическую эффективность. Эффективность цементирования АТС на Песцовом месторождении составила 267 тысяч рублей.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛЕКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ

1. Двойников М.В. Применение вращающихся турбулизаторов в местах набора и падения угла скважины // Новые технологии нефтегазовому региону: Материалы второй регионал. науч. - практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – С 91 – 92.

2. Двойников М.В. Влияние пористого цементного камня на долговечность скважины при просадке колонн в процессе эксплуатации // Там же. – С. 94.

3. Двойников М.В. Цементирование скважин на Ваньеганском месторождении / М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.В. Будько, Ю.О. Газгиреев // Бурение и нефть. – 2004. - № 5. – С. 18 – 20.

4. Овчинников П.В. Крепление скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / П.В. Овчинников, М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков, Ш.К. Арыпов // Нефть и газ. – 2005. - № 2. – С. 28 – 34.

5. Овчинников П.В. Азотонасыщенный тампонажный раствор для цементирования скважин с аномально низкими пластовыми давлениями / П.В. Овчинников, М.В. Двойников, С.В. Пролубщиков, А.А. Третьяков, Ш.К. Арыпов //Бурение и нефть. – 2005. - № 3. – С. 12 – 14.

6. Овчинников В.П. Способ крепления скважин аэрированными суспензиями / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, М.В. Двойников, А.А. Фролов, С.В. Пролубщиков //Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. регионал. науч.–практ. конф., посвящ. 5 – летию Института Нефти и Газа – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – С. 55 – 60.

7. Овчинников В.П. Способ цементирования скважин и устройство для его осуществления / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, М.В. Двойников, А.А. Фролов, С.В. Пролубщиков, А.А. Третьяков, Ш.К. Арыпов //Там же. – С. 60–64.

8. Двойников М.В. Применение азотонаполненных тампонажных систем для крепления скважин в условиях аномально низких пластовых давлений/ М.В. Двойников, П.В. Овчинников //Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень: «Феликс». 2005. – Т. 1. - С. 120 – 121.

Соискатель

М.В. Двойников

Подписано к печати	Бум. писч №
Заказ №	Усл. изд. л. 1,0
Формат 60×84 $\frac{1}{16}$	Усл. печ. л. 1,0
Отпечатано на RISO GR 3750	Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
62500, Тюмень, ул. Володарского, 38
Отдел полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52