

библиотека
622.245.422/043
С 65

622.245.422/04
На правах рукописи
УДК 622.24542 (075)
ДСП экз. № 0035
С 65

СОРОКИН ВАЛЕРИЙ ФЕДОРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ
ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(на примере месторождений Крайнего Севера Тюменской области)**

Специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Тюмень - 2001

Работа выполнена в буровом предприятии Тюменбургаз ДООО "Бургаз" ОАО "Газпром" и Тюменском государственном нефтегазовом университете (ТюмГНГУ)

Научный руководитель - канд. техн. наук **А. А. ФРОЛОВ**
Официальные оппоненты: - д-р техн. наук, профессор **А. А. КЛЮСОВ**
- канд. техн. наук, с.н.с. **В. Г. ДОБРЯНСКИЙ**

Ведущее предприятие: Тюменское отделение Сургутского научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности (СургутНИПИнефть)

Защита состоится 20 апреля 2001 года в 10⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Автореферат разослан 12 марта 2001 г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Увеличение объемов добычи углеводородного сырья на месторождениях севера Тюменской области связано с разбуриванием перспективных в этом отношении Ачимовской и Тюменской свит, прогнозируемые запасы которых, превышают запасы ранее открытых вышележающих продуктивных пластов. Геологические условия их залегания характеризуются высокими (более 100°C) пластовыми температурами.

Известно, что цементный камень при этих условиях со временем теряет свои прочностные характеристики, увеличивается его проницаемость. Возникают межпластовые перетоки, межколонные давления, образуются техногенные залежи. Проявление деструкционных явлений в цементном камне вызвано возникновением внутренних напряжений, возникающих при перекристаллизации гидратных соединений цементного камня. Как правило, эти процессы сопровождаются объемными изменениями, в конечном итоге приводящими к разрушению связей между собой и с ограничивающимися поверхностями. Решение изложенной проблемы возможно путем регулирования фазового состава новообразований в цементном камне на ранних стадиях его формирования преимущественным образованием низкоосновных гидросиликатов кальция по малостадийному принципу.

Цель работы

Повышение надежности разобшения продуктивных пластов с высокими забойными температурами (более 100°C) путем разработки и применения термостойких тампонажных материалов.

Основные задачи исследований

1. Анализ результатов промысловых и экспериментальных исследований по изучению состояния цементного камня при воздействии высоких температур.

2. Теоретическое обоснование и экспериментальное подтверждение целесообразности и необходимости применения кремнеземсодержащих микросфер для повышения термической стойкости поргланццементного камня.

3. Изучение влияния газ

НТБ
ЮНТУНГ

ix микросфер на термо-



стойкость поргландцементного камня. Объяснение механизма их взаимодействия с составляющими портландцемента.

4. Оптимизация состава тампонажного материала для термобарических условий продуктивных горизонтов нижнего мела и юрских отложений.

5. Разработка нормативной документации, опытно промышленное внедрение, анализ полученных результатов.

Научная новизна выполненной работы

Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена эффективность использования в составе тампонажного портландцемента газонаполненных кремнеземсодержащих микросфер для повышения термостойкости и долговечности цементного камня в условиях высоких температур (более 100°C).

Установлено, что взаимодействие силикатной составляющей микросфер с продуктами гидратации компонентов тампонажного портландцемента приводит к формированию цементного камня при температурах более 100°C, преимущественно представленного низкоосновными гидросиликатами кальция. Дано объяснение процессам их взаимодействия.

Практическая ценность и реализация работы

Проведенный комплекс теоретических, экспериментальных, промысловых исследований, разработанные при этом технические и технологические решения позволили повысить качество разобшения продуктивных горизонтов мелового и юрского периодов, характеризующихся высокими пластовыми температурами, долговечность крепи скважины в сложных термобарических условиях газовых месторождений Севера Тюменской области, что снижает вероятность возникновения перетоков по заколонному пространству скважин в процессе ее эксплуатации, улучшает экологическую обстановку в районе ведения работ.

Результаты исследований вошли в нормативные документы (инструкции, стандарты предприятий, технические и технологические предложения) и реализованы при строительстве глубоких скважин Уренгойского и Ямбургского месторождений.

Апробация результатов исследований

Основные положения и результаты исследований докладывались на научно-технических совещаниях ОАО "Газпром", ДООО "Бургаз", филиала "Тюменбургаз", заседаниях кафедры бурения нефтяных и газовых скважин

ТюмГНГУ (1998, 1999, 2000гг), на всероссийских и международных научно-практических конференциях и симпозиумах: "Освоение месторождений трудно извлекаемых и высоковязких нефтей" (ОАО "Роснефть-Термнефть", Анапа, 1999г), "Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России" (ОАО "Запсибгазпром", Тюмень, 1999г), "Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ (КамНИИКИГС, Пермь, 2000г), "Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий (ТюмГНГУ, Тюмень, 2000г), "Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса" (ТюмГНГУ, Тюмень, 2000г), "Наука и технология углеводородных дисперсных систем" (УГНТУ, Уфа, 2000г), Международной конференции посвященной 50-летию Ивано-Франковского государственного технического университета нефти и газа (Ивано-Франковск, 2000г).

Публикации

По материалам исследований опубликовано 27 научных работы, в том числе 1 монография, 4 статьи, 2 патента на изобретение РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 167страницах машинописного текста, в том числе содержит 14 таблиц, 52 рисунка. Состоит из 5 разделов, заключения и приложений. Список использованной литературы включает 112 наименований.

Неоценимую помощь при выполнении работы оказали сотрудники Тюменского государственного нефтегазового университета профессора, доктора технических наук Овчинников В.П., Кузнецов Ю.С.; генеральный директор Буровой компании ОАО "Газпром", доктор технических наук Вяхирев В.И., главный инженер, кандидат технических наук Ипполитов В.В.; сотрудники Тампоначного управления филиала "Тюменбургаз", кандидаты технических наук Фролов А.А., Овчинников П.В.; сотрудники института "ТюменНИИГипрогаз" кандидат технических наук Штоль В.Ф. и многие другие. Всем им считаю необходимым выразить свою глубокую признательность и благодарность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, показаны основные направления и пути ее решения с учетом геологических условий вскрываемых продуктивных горизонтов нижнемеловых и юрских отложений, дана краткая характеристика диссертационной работы.

В первом разделе приводится анализ геолого-технологических условий цементирования скважин по ряду месторождений, разбуриваемых филиалом "Тюменбургаз" Буровой компании ОАО "Газпром", проведен анализ состояния разобщения продуктивных горизонтов ачимовской и тюменской свит, поставлены цель и задачи исследований.

Буровое предприятие "Тюменбургаз" осуществляет работы более чем на 20 месторождениях и площадях. Сюда входят такие уникальные месторождения, как по запасам продуктивного флюида так и по геологической сложности, как Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Ямсовейское, Юбилейное, Северо-Самбургское, Песцовое, и другие. Геологический разрез рассматриваемых месторождений в литологическом отношении в основном сходен. Тип коллекторов терригенный. Представлены переслаиванием песчаников, алевролитов с глинистыми отложениями, аргиллитов с песчаниками. Продуктивные залежи разрабатываемых месторождений в основном относят к меловой системе, мезозойско-кайнозойским отложениям.

В последние годы промышленный интерес представляют юрские отложения, в частности Тюменская свита, и нижний мел - ачимовская свита. Глубины их залегания различны. Продуктивные горизонты тюменской свиты представлены пластами J_2 и J_4 . Пласт J_2 вскрыт в интервалах 4200-4300 м. Коэффициент открытой пористости 11.5 – 18.3%, коэффициент нефтегазонасыщенности 44-64.6%. Коллектор насыщен жидкими углеводородами с повышенным газовым фактором, возможны смешанные притоки углеводородов и пластовой воды. Пласт J_4 располагается в интервале 4350 – 4500 м, коэффициент открытой пористости 10.4 – 13.6%, представлен аргиллитами и преимущественно песчаником.

Ачимовские отложения месторождений севера Тюменской области представляют собой глинистый массив, включающий песчаные тела клиноформен-

ного типа, характеризующиеся как гидродинамическая система закрытого типа. Глина и песчаники недоуплотнены, имеют большую пористость. Коллектора изменчивы, порового и поровотрещинного типа с широким изменением проницаемости и характером насыщения. В разрезе Ачимовской свиты выделяют несколько объектов-залеганий насыщенных углеводородами: Ач₆ - нефтегазоконденсатная; Ач_{5,6} - газоконденсатная; Ач₅ - газовая; Ач_{3,4} - нефтегазоконденсатная; Ач₂ - газоконденсатонефтяная; Ач - нефтяная. Глубина залегания ачимовской толщи 3460 - 4100 м. Прогнозируемые дебиты по газу от 3 до 4000 тыс. м³/сут, по газовому конденсату до 210 м³/сут, по нефти от 2 до 30 м³/сут. Пористость составляет от 10 до 18%, проницаемость - от долей единицы до 100 мД, нефтегазонасыщенность до 65%. Общая толщина углеводородонасыщенных пластов изменяется от 20 до 90 м.

Для рассматриваемых отложений характерно высокое пластовое давление (градиент пластового давления изменяется от 0.14 до 0.185 МПа/м), температура может достигать 130°C и выше.

В качестве вяжущего в основном используется тампонажные портландцементы Сухоложского, Коркинского, Новотроицкого, Пашийского, заводоизготовителей.

Проведенный анализ состояния крепи скважины в интервале цементирования продуктивной части скважины показывает, что со временем в процессе ее эксплуатации доля интервалов "отсутствия" сцепления цементного камня с колонной и "плохого" увеличивается. Исключив возможность протекания коррозионных процессов, поскольку в пластовом "флюиде" отсутствуют агрессивные по отношению к цементному камню соединения (сероводород, углекислый газ), причина ухудшения качества разобращения нами объясняется термической нестабильностью цементного камня.

Исследованиями Берналла Д., Бутта Ю.М., Батырбаева Г.А., Данюшевского В.С., Запорожец Л.С., Каримова Н.Х., Калаузсека Д.А., Кржеминского С.А., Людвиг У., Полака А.Ф., Рояка С.М., Тейлора Х.Ф. и другими показано, что основными продуктами гидротермального твердения портландцемента являются высокоосновные гидросиликаты кальция. В силу разного характера основополагающих их составляющих (оксида кальция, кремнезема) в зависимости от температуры в цементном камне протекают межфазовые и внутрифазовые пре-

вращения гидросиликатов кальция - переход высокоосновных в низкоосновные с изменением морфологического строения. Эти преобразования приводят к возникновению кристаллизационных напряжений в цементном камне, разрушению связей между новообразованиями и ограничивающими поверхностями - деструкции цементного камня. Последние являются причиной межпластовых перетоков, возникновения заколонных и межколонных давлений, образования техногенных залежей.

Во втором разделе работы представлены теоретические предпосылки по решению задачи обеспечения стабильности цементного камня при высоких температурах, обоснование выбора рецептуры тампонажного раствора, краткая характеристика исходных материалов.

Результатами теоретических и экспериментальных исследований достаточно убедительно показано, что термодинамическая устойчивость цементного камня определяется его фазовым составом, среди которых наиболее устойчивы низкоосновные гидросиликаты кальция. Агзамовым Ф.А., Васильевым В.В., Кравцовым В.М. предложен критерий стадийности для оценки термической стойкости образованного камня. Чем ниже значение критерия стадийности формирования, тем меньше деструктивных явлений в цементном камне. Однако, использование этого показателя требует дополнительных сведений о промежуточных продуктах, установить которые затруднительно. Кроме того, по нему нельзя установить закономерность фазовых превращений, а отсюда выявить наиболее термически устойчивую фазу. Дополнить этот показатель возможно путем, использования методов классической термодинамики - по изобарно-изотермическому потенциалу, что было убедительно показано в работах Бабушкина В.И., Матвеева Г.М., Мчедлова-Петросяна О.М. и др. для оценки процессов синтеза силикатов кальция при производстве вяжущих. Нами, совместно с профессорами Овчинниковым В.П., Шатовым А.А., Кузнецовым Ю.С., этот прием был использован для оценки вероятности и значимости процессов протекания межфазовых взаимопереходов наиболее часто встречаемых гидросиликатов кальция: гиллебрандита ($2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2 \cdot 1,17 \text{H}_2\text{O}$), афвиллита ($3\text{CaO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$), фошагита ($4\text{CaO} \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 1,5 \text{H}_2\text{O}$), тоберморита ($5\text{CaO} \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 5,5\text{H}_2\text{O}$), ксонотлита ($6\text{CaO} \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$), пломбиерита ($5\text{CaO} \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 10,5 \text{H}_2\text{O}$), гиролита ($2\text{CaO} \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 2,5 \text{H}_2\text{O}$), окенита ($\text{CaO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и других.

Анализ результатов показал, что наиболее устойчивыми фазами являются тоберморит и ксонотлит. Все другие изученные соединения в конечном счете стремятся к переходу в низкоосновные гидросиликаты кальция. В этой связи поставлена задача создания необходимых условий формирования цементного камня преимущественно представленного низкоосновными гидросиликатами кальция на ранних стадиях твердения тампонажного раствора.

Вопросами обеспечения долговечности цементного камня при высоких температурах для скважинных условий занимались и продолжают заниматься Агзамов Ф.А., Булатов А.И., Данюшевский В.С., Мачинский В.К., Новохатский Д.Ф., Кузнецов Ю.С., Овчинников В.П., Каримов Н.Х. и другие. Ими предложен ряд рецептов тампонажных материалов для высоких температур. Серийное производство по ряду причин имеет в настоящее время только цементы на основе шлаков – шлакопортландцементы. Общим для указанных материалов является повышенное содержание в них кремнеземсодержащих компонентов. Из большого их многообразия предпочтение было дано газонаполненным стеклянным микросферам. Последние получают из смеси жидкого натриевого стекла и вспенивателя (карбонаты, сульфаты, нитраты, кислоты) при соответствующем высокотемпературном обжиге шихты, в результате которого микрочастицы плавятся и наполняются изнутри газовыми пузырьками (чаще углекислым газом). Микросферы характеризуются: малой плотностью, высокой удельной прочностью на объемное сжатие, низкими значениями диэлектрической проницаемости и диэлектрических потерь в широком диапазоне частот, хорошей теплоизолирующей способностью. Вокруг частицы отсутствует неравномерное распределение концентраций напряжений, как например, для наполнителей сложной формы. Их использование в основном предложено для получения облегченных тампонажных растворов в качестве облегчающего компонента (Фролов А.А., Овчинников П.В.).

Учитывая дисперсность материала, аморфное состояние кремнезема обосновано использование микросфер для повышения термической устойчивости камня на основе портландцемента. Предлагается, что имеющиеся на поверхности стекла трещины, микродефекты, царапины на первой стадии гидротермального твердения приводят к растворению и выщелачиванию кремнезема. На второй стадии образуются кремнекислота и начальные фазы гидросиликатов

кальция. На третьей стадии наряду с продолжающимся выщелачиванием происходит рост кристаллов, их взаимодействие между собой, образование структуры камня. Протекание этих процессов параллельно с процессами гидратации и твердения портландцемента способствуют формированию камня, преимущественно представленным низкоосновными гидросиликатами кальция – повышению его устойчивости в условиях высоких температур.

В диссертационной работе использовались алюмосиликатные микросферы (АСПМ) и газонаполненные высокопрочные стеклянные микросферы (ВМС).

ВМС изготавливаются заводами стекловолокна (г. Андреевка, г. Новгород) и представляют собой легкий сыпучий порошок, состоящий из отдельных полых частиц сферической формы, размером преимущественно 15 - 125 мкм, истинная плотность которого составляет 200 кг/м³. Прочность на гидростатическое сжатие данного вида микросфер составляет 50 МПа. Минералогический компонентный состав следующий: SiO₂ – 78%, Na₂O – 8%, CaO – 6%, B₂O₃ – 3.5%, ZnO – 2%, остальное – примеси.

АСПМ являются продуктом флотационного разделения зол ТЭЦ (в настоящее время опробовано сырье городов Краснодара, Томска, Тюмени, Кемерово). Представляют собой легкий сыпучий порошок серого цвета, состоящий из отдельных полых частиц сферической формы, истинная плотность которого в зависимости от влажности составляет 400 - 500 кг/см³.

Минералогический компонентный состав представлен SiO₂ – 54.4%, Al₂O₃ – 25.1%, Fe₂O₃ – 5.8%, K₂O – 5.4%, CaO – 1.7%, MgO – 1.41%, Na₂O – 1.07%.

При выполнении исследований использовали стандартные методы (ГОСТ 1581-96, ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-96, ГОСТ 30515-97 и методики, разработанные под руководством и при участии автора. Математическая обработка результатов экспериментальных исследований проведена с использованием компьютерных программ Statistica W/5.0 и 6.0, Microsoft Exel 6.0, Microsoft Graph 5.0 с доверительными границами 0.95 и максимальным отклонением 1.5%.

В третьем разделе работы приводятся результаты оценки термостойкости образцов цементного камня, полученных из растворов на основе тампонажного портландцемента с добавками стеклянных микросфер.

Оценка термостойкости образцов цементного камня производилась по из-

менениям прочностных показателей, структуры порового пространства, фазовому составу продуктов твердения в зависимости от температуры окружающей среды и сроков твердения.

Программа экспериментов и результаты оценки прочностных свойств образцов цементного камня представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Прочностные показатели образцов цементного камня при различных температурах и сроках твердения

Состав тампонажной смеси, мас. %		Температура твердения, °С	Предел прочности на изгиб (МПа) в возрасте			
портландцемент, %	микросферы, %		1 сут.	2 сут.	3 сут.	4 сут.
100	-	22	1.3	3.0	4.1	4.9
100	-	50	1.9	3.8	4.2	5.1
100	-	75	3.1	4.1	3.8	4.3
100	-	100	3.0	3.6	3.6	3.4
100	-	130	2.4	3.3	3.3	3.1
95	5	22	0.8	2.4	3.9	5.3
95	5	50	2.2	2.6	3.8	5.6
95	5	75	3.0	3.9	4.2	5.9
95	5	100	2.8	3.5	4.5	5.6
95	5	130	2.1	2.8	4.3	5.6
90	10	22	0.7	1.3	3.4	4.6
90	10	50	1.9	2.2	3.6	5.6
90	10	75	2.6	3.2	4.5	5.1
90	10	100	2.3	3.3	4.3	5.4
90	10	130	2.4	3.2	4.4	5.4
85	15	22	0.6	0.9	2.2	3.2
85	15	50	0.7	1.6	2.8	3.4
85	15	75	1.7	2.1	2.8	3.7
85	15	100	1.6	2.6	3.1	3.9
85	15	130	1.9	2.6	3.1	3.8
80	20	22	0.5	0.7	1.5	1.7
80	20	50	0.6	1.2	2.1	1.8
80	20	75	1.2	1.8	2.2	2.3
80	20	100	1.3	1.9	2.4	2.4
80	20	130	1.8	1.9	2.3	2.3

Анализ полученных зависимостей показывает, что с увеличением количества микросфер прочностные показатели камня при относительно низких температурах монотонно снижаются. Для температур окружающей среды порядка 75°C и выше в возрасте семи и более суток отмечается наличие области повышения прочностных показателей. Содержание микросфер, относящихся к этой зоне, находится в пределах 2.5 - 15%. Наиболее оптимальное их содержание, при котором достигается максимальная прочность образцов, составляет 5- 10%. Прочностные показатели со временем твердения увеличиваются.

Для образцов из тампонажного портландцемента без введения добавок, в данном случае микросфер, в ранние сроки твердения отмечается до температур 50°C интенсивный рост прочностных показателей, затем прекращается, что по видимому связано с деструкционными явлениями, обусловленными фазовыми превращениями продуктов гидратации основных компонентов тампонажного портландцемента.

В более позднем возрасте, в особенности при повышенных температурах, в присутствии кремнеземистого компонента в вяжущем прочностные показатели стабилизируются.

На дифрактограмах тампонажного камня, находящегося в водной среде в течении 1, 2, 7, 28, 90, 180 суток при температуре окружающей среды 20°C. Отмечается присутствие как негидратировавших мономинералов тампонажного портландцемента, так и продуктов их взаимодействия с жидкостью затворения. Причем количественных изменений в их взаимоотношении практически не наблюдается. К 180 суткам твердения отмечено усиление интенсивности дифракционных отражений относящихся к потландиту ($d=4.90 - 4.91, 1.919 - 1.921 \times 10^{-10}$ м), что свидетельствует об углублении и дальнейшем протекании процессов гидратации. Идентифицируются и пики ($d=7.90 - 7.91, 7.15 - 7.16, 3.82 - 3.88, 2.84 - 2.86 \times 10^{-10}$ м), относящиеся к гексогональным гидроалюминатам кальция. Подтверждает это также наличие дифракционного галло в области $\theta = 0 - 10^\circ$.

Гидрокарбоалюминаты кальция $C_3A \cdot CaCO_3 \cdot 11H_2O$ идентифицируются по пикам с $d = 7.60 - 7.63 \times 10^{-10}$ м. Для них характерен их рост во времени. Это является и объяснением роста прочностных показателей камня во времени. Что касается гидросиликатов кальция, то для них характерно появление на начальной стадии твердения высокоосновных гидросиликатов кальция, которые после 28 суток переходят в низкоосновные типа C - S - H.

Результаты термографического анализа подтверждают неизменность состава во времени твердения. О кристаллизации гелеобразных низкоосновных гидросиликатов кальция свидетельствуют эндотермические эффекты при температурах 120 - 140°C и 767 - 770°C, а экзоэффекты 790 - 830°C низкоосновным гидросиликатам и в частности тобермориту, причем их появление отмечается уже на вторые сутки. Потеря веса при прокаливании, характеризующая степень

гидратации в возрасте 1, 2, 7, 28, 90 и 180 суток соответственно составила 16.2, 18.5, 19.8, 25.0, 26.5%. Увеличение степени гидратации с возрастом способствует повышению числа новообразований, что является причиной повышения прочности твердеющего камня. Повышение прочности формирующегося камня за счет увеличения числа гидратных фаз компенсирует и отрицательные последствия фазовых переходов высокоосновных гидросиликатов кальция в низкоосновные.

Изменение температуры до 75°C не приводит к изменению вида гидратных новообразований. Изменяется лишь интенсивности пиков, что говорит о их количественном увеличении. Дифференциально термический анализ, в основном, подтверждает результаты рентгеноструктурного анализа и в отличие от последнего, дополнительно идентифицирует эндо- и экзотермические эффекты, относящиеся к низкоосновным гидросиликатам кальция 230 - 240°C налагающийся на общий эндоэффект в интервале температур 130 - 300°C; и экзоэффект в интервале температур 830 - 850°C, относящиеся к тобермориту, 140 - 150, 400 - 800°C эндо и 820°C экзоэффекты, относящиеся к гиролиту. Степень гидратации составляет соответственно 17.6, 18.3, 20.4, 20.9, 21.0, 21.4% .

Фазовый состав образцов, полученных при температурах твердения 100 и 130°C, преимущественно представлен низкоосновными гидросиликатами кальция. Имеется тенденция фазовых превращений в гидроалюминатах и гидрокарбоалюминатах кальция. Степень гидратации составляет 16.3, 17.7, 18.3, 20.4 и 20.9%.

Поскольку фазовые преобразования составляющих цементного камня должны сопровождаться его деструкцией, то вполне логично предполагать, что эти изменения прямым образом отразятся на структуре порового пространства образцов. В этой связи были проведены исследования по оценке изменения структуры порового пространства образцов, полученных из облегченного микросферами тампонажного раствора, хранившихся при температурах 20, 50, 75, 100 и 150°C окружающей среды (в водяной бане и в автоклаве) в возрасте 2 и 28 суток.

Полученные результаты показывают, что радиус пор образцов в основном находится в пределах $10^2 - 10^4 \times 10^{-10}$ м. Повышение температуры окружающей среды увеличивает число пор указанного размера. Однако при температуре

75°C происходит резкое изменение соотношения размеров пор. Преимущественно присутствуют поры размером $10^2 - 10^3 \times 10^{-10}$ м. При больших температурах поры размером 10×10^{-10} м, число которых впоследствии практически не меняется. Общая пористость образцов твердевших в течение 2 суток при повышенных температурах практически остается постоянной. Для образцов, сформированных при пониженной температуре суммарная пористость несколько ниже. Объясняется это фазовым составом продуктов твердения. Действительно, цементный камень, полученный при этих температурах в основном представлен гидроалюминатами и гидрокарбоалюминатами кальция, поверхность которых блокирована гелевидной массой частично прореагировавших гидросиликатов кальция. Поэтому срастание этих агрегатов приводит к формированию структуры с малым объемом пор и меньшими их размерами. С увеличением температуры 80°C и более происходит увеличение размеров пор, причем увеличение субкапиллярных пор (обычно являющихся причиной деструкционных процессов) не наблюдается.

Для образцов, твердевших в течение 28 суток, отмечено увеличение общей пористости с увеличением температуры окружающей среды. Однако, для образцов полученных и хранившихся при одной и той же температуре, изменение суммарной пористости не происходит. Происходят лишь перераспределение пор, причем с увеличением объема пор меньшего размера. Полученный результат объясняется формированием структуры цементного камня преимущественно гидросиликатами кальция, имеющих большую удельную поверхность, естественно большее число контактов срастания и поэтому, меньшую пористость. Перераспределение пор вызвано продолжающимися процессами гидратации. А поскольку происходит уменьшение размеров и не происходит изменение суммарной пористости, то полученные результаты служат еще одним подтверждением термостойкости камня сформированного из тампонажного раствора с использованием микросфер.

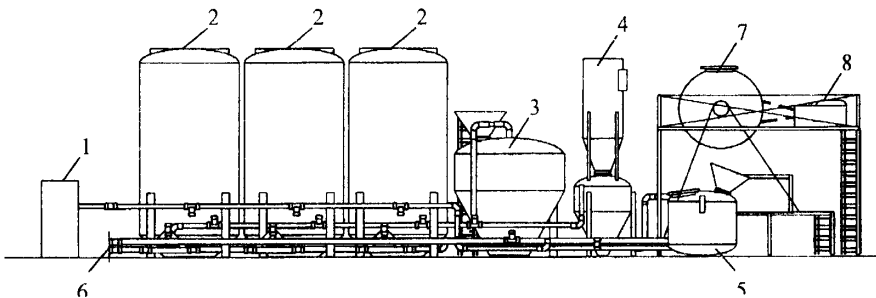
Для камня, полученного из тампонажного портландцемента, без кремнеземистых добавок при исследовании его физико-механических свойств обнаружена резкая потеря прочности при температурах 100°C окружающей среды. В образце отмечено наличие трещин.

Четвертый раздел работы посвящен совершенствованию технологий и технических средств цементирования скважин.

Результаты многочисленных экспериментальных исследований, как автора, так и других исследователей позволяют считать, что нет одинаковых условий цементирования скважин. В каждом конкретном случае необходим индивидуальный подход, как к организации процесса цементирования, так и подготовке материалов для его осуществления. В этой связи на базе тампонажного управления филиала "Тюменбургаз" разработана технологическая схема и организовано производство многокомпонентных композиций сухих тампонажных материалов (совместно с Фроловым А.А.).

Блок приготовления и хранения сухих тампонажных смесей сконструирован и модернизирован на базе установки фирмы "Baygon Jackson". Состоит из компрессора (рабочее давление 0.28 МПа, производительность – 11.32 м³/мин), трех силосов для хранения готовых смесей объемом 22.6 м³ каждый, вакуумного смесителя объемом 12.7 м³, камеры для осушки химреагентов и наполнителей, объемом 8 м³, приводимой в действие электродвигателем мощностью 30 кВт, а также двух параллельных затарочных узлов и узла внешней загрузки (для задувки цементных смесей непосредственно из бункеров цементовозов).

Схема блока приготовления сухих тампонажных смесей представлена на рисунке 1.



1 – компрессор; 2 – силос; 3 – смесительная камера; 4 – утилизатор (пылеуловитель);
5 – затарочный узел; 6 – узел внешней загрузки; 7 – камера для осушки химреагентов;
8 – электродвигатель с редуктором.

Рисунок 1- Схема блока приготовления сухих тампонажных смесей:

Первоначально наполнитель подается в камеру для осушки (7), приводимую в действие электродвигателем (8) через редуктор. После просушки наполнитель подается в один из двух приемных затарочных узлов (5), через другой узел подается портландцемент заводского изготовления. В случае, если портландцемент поступает навалом, задувка цемента осуществляется непосредственно из цементовоза через узел внешней разгрузки (6).

Под давлением воздуха цемент, наполнитель и другие химреагенты по трубопроводу поступают в смесительную камеру (3). Побочная пылеобразная масса, полученная при перемешивании, из смесительной камеры поступает по трубопроводу в камеру утилизатора (4), где более тяжелые частицы цемента и наполнителя оседают, а очищенный воздух отводится в атмосферу через сбрасывающий клапан. Приготовленная смесь по трубопроводам подается в силосы (2). Туда же поступают остатки смеси из утилизатора. После загрузки силосов трубопроводы продуваются воздухом. Силосы оснащены специальными аэрирующими подушками, с помощью которых через определенные промежутки времени смесь, перемешивается. Позднее из силосов осуществляется непосредственная затарка готовой смеси в бункера цементно-смесительных машин.

Реализация проекта приготовления сухих тампонажных смесей непосредственно в условиях предприятия позволила значительно повысить их качество, улучшить физико-механические свойства приготавливаемых на их основе тампонажных растворов, существенно сократить временные и материальные затраты, обеспечить индивидуальный подход при цементировании каждой скважины.

Для приготовления тампонажных растворов модернизирована конструкция смесительного устройства. С учетом проведенного анализа существующих технологий приготовления цементных растворов разработана и внедрена в производство конструкция приемной емкости смешения цементной смеси с жидкостью затворения. Она представляет гидросмесительную воронку, в нижней части корпуса которой размещен узел со специальной керамической насадкой оптимального диаметра. В воронку одновременно подают тампонажную смесь с помощью разгрузочных шнеков серийно выпускаемых цементно-смесительных машин и жидкость затворения цементировочным насосом через насадку (штуцер). За счет высокого давления, создаваемого цементировочным насосом, скоростного напора и эжекционного эффекта жидкость затворения интенсивно

смешивается с цементом и получаемый при этом раствор выбрасывается по напорному трубопроводу в резервуар осреднительной установки, где он дополнительно перемешивается лопастными мешалками, при этом исключаются потери раствора и обеспечивается высокая производительность при приготовлении (возможна подача цемента шнеками на 3 - 4 передаче со скоростью более 1 т/мин.). Кроме этого, такой вариант делает возможным осуществлять затворение с одной точки двух цементно-смесительных машин одновременно.

В настоящее время этот метод является основным, применяемым на месторождениях, разбуриваемых филиалом "Гюменбургаз", для приготовления как облегченных, утяжеленных, так и цементных растворов нормальной плотности. Высокая эффективность работы гидросмесительных установок достигнута также и при приготовлении полимерцементных растворов.

Рассматриваемая технология приготовления тампонажных растворов, получившая название "закрытой схемы затворения", позволяет готовить растворы из многокомпонентных вязущих непосредственно в момент цементирования, готовить растворы с различным соотношением материалов и химреагентов, существенно сократить время затворения, исключить колебание плотности а также повысить качество приготавливаемой суспензии за счет диспергирования частиц, исключить переливы раствора на окружающую территорию. При этом, за счет сокращения количества тампонажной техники, участвующей в процессе, значительно сокращаются затраты на цементирование.

В настоящее время разработана и успешно внедрена в производство специальная комплексная технология контролируемой установки цементных мостов. Создан мобильный агрегат для установки цементных мостов на базе цементировочного агрегата ЦА-320, оснащенный дополнительной технологической емкостью объемом 2 м³, специальными гидравлическими перемешивающими устройствами, для приготовления вязких буферных жидкостей, устройством для дозированного ввода химреагентов и др. Рекомендуемая технология предполагает доставку необходимого объема тампонажного раствора в заданный интервал с применением верхней и нижней разделительных пробок, для пуска которых разработана цементировочная головка револьверного типа. Опытно-промышленное внедрение проведено на трех скважинах. Оптимизирован состав буферных жидкостей для условий высокотемпературных интервалов.

Разработана уточненная методика определения гидравлических режимов цементирования скважин с учетом действующих нормативных документов, результатов последних научно-технических исследований в этой области, опыта работы по креплению скважин Тампоного управления филиала "Тюменбургаз", а также других фирм. Внедрен ряд программ для расчета технико-технологических параметров процесса цементирования обсадных колонн, которые позволяют оперативно выполнить ряд расчетов:

- рассчитать объемы необходимых технологических жидкостей для цементирования скважины и необходимое количество материалов, химреагентов для их приготовления (с использованием данных кавернометрии по интервалам);
- определять технологически необходимое время на цементирование скважины и выдать задание на выбор режимов испытаний тампоножных растворов в лабораторных условиях;
- выполнить гидравлический расчет цементирования скважины при заданных параметрах и переменной производительности, а также при нескольких вариантах заданной производительности;
- определить необходимое количество и оптимальные режимы работы цементировочной техники (с учетом реологических характеристик применяемых тампоножных растворов).

Кроме того, по выбору пользователя, возможен вывод графического сопровождения расчетов, включающего графики рекомендуемой производительности цементировочных агрегатов, графики величин ожидаемых давлений на цементировочной головке и в кольцевом пространстве на забое скважины, схему конструкции скважины, схемы фактического расположения технологических жидкостей на различных этапах процесса, диаграмму изменения коэффициентов качества цементирования по стволу скважины и другие. С целью сравнительного анализа возможен вывод группы диаграмм по ряду идентичных скважин.

Результаты теоретических, экспериментальных и промысловых исследований легли в основу разработки технико-технологических мероприятий по совершенствованию качества вскрытия и разобщения продуктивных пластов, нормативной документации на крепление скважин, временных инструкций и других руководящих документов для составления технических проектов на строительство газовых скважин.

В пятом разделе работы приводятся результаты опытно промышленного внедрения рекомендаций, полученных в ходе выполнения работы.

Внедрение тампонажной композиции с использованием микросфер в интервалах повышенных температур (более 80°C) осуществлено на 16 скважинах Ямбургского, Уренгойского и Южно-Песцового месторождений, в том числе на 4 скважинах она была использована для установки изоляционных мостов.

Цементирование обсадных колонн и установка цементных мостов осуществлены в соответствии с принятыми программами по традиционным технологиям, технологические параметры процесса контролировались с помощью модернизированной станции управления процессом цементирования. Осложнений при проведении работ не отмечено.

Оценка качества приведенных работ осуществлялась по обнаружению поступления газа в колонну в процессе консервации скважины и временным замерам акустического каротажа. Подтверждено, что установленные мосты соответствуют своему назначению. Поступление газа в колонну за период более шести месяцев не обнаружено. Ухудшения качества сцепления цементного камня с колонной в интервале цементирования предложенными составами тампонажных композиций не отмечено. Процент "жесткого" сцепления в исследованном интервале составляет 81 - 94.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Перспективы добычи углеводородного сырья месторождений севера Тюменской области связаны с освоением продуктивных горизонтов Ачимовской и Тюменской свит нижнемеловых и юрских отложений, характеризующихся повышенными пластовыми температурами и давлениями. Для их разобшения необходимы термостойкие тампонажные материалы.

2. Научно обоснована эффективность использования для формирования термостойкого цементного камня в составе тампонажного портландцемента кремнеземосодержащих микросфер, способствующих образованию низкоосновных продуктов гидратации на ранних стадиях твердения.

3. Экспериментальными исследованиями показано:

- при температурах окружающей среды до 50°C наблюдается интенсивный рост прочностных показателей цементного камня, затем прекращается и при температурах более 70 - 80°C происходит снижение прочности, имеющих семи-суточный возраст. Для образцов из портландцемента с добавками микросфер для температур окружающей среды 75°C и выше в возрасте семи и более суток наблюдается рост прочностных показателей. Максимальная прочность достигается при содержании 5 - 10% микросфер. Снижения прочности в зависимости от сроков твердения не отмечено.

- фазовый состав сформированных образцов цементного камня при сравнительно низких положительных температурах преимущественно представлена гидроалюминатами, гидрокарбоалюминатами кальция. При более высоких температурах окружающей среды фазовый состав преимущественно представлен гидросиликатами кальция, причем у образцов с кремнеземистым компонентом, последние представлены низкоосновными гидросиликатами кальция, появление которых фиксируется уже в возрасте одних суток твердения.

- с увеличением температуры и возраста образцов общая пористость камня из портландцемента возрастает. Для образцов с микросферами изменение суммарной пористости не происходит. Отмечается лишь перераспределение пор, с увеличением объема пор меньшего размера. Перераспределение пор вызвано продолжающимися процессами гидратации, а поскольку увеличение размеров пор не происходит, то полученные результаты свидетельствуют о термостойкости образцов в рассмотренном температурном интервале.

4. Разработана технологическая схема и организовано производство многокомпонентных тампонажных композиций; модернизирована технология приготовления тампонажных растворов, позволяющая существенно повысить их физико-механические свойства, снизить потери при их получении, улучшить экологическую обстановку в районе ведения работ; разработан пакет прикладных программ для обоснования режимно-технологических параметров процесса цементирования скважин.

5. Разработанные рекомендации, материалы, технологии, программное и документальное сопровождение приняты к промышленному внедрению на предприятиях Буровой компании ОАО "Газпром".

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Овчинников В.П. Солевые и тампонажные композиции на основе вторичных материальных ресурсов производства соды / В.П. Овчинников, А.А. Фролов, А.А. Шатов, В.И. Вяхирев, В.Ф. Сорокин, П.В. Овчинников. - М.: Недра, 2000. - 214 с.

2. Фролов А.А. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин месторождений Крайнего Севера / А.А. Фролов, В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.- №2. - С.27-33

3. Сорокин В.Ф. К вопросу о цементировании интервалов высоких температур // Известия вузов. Нефть и газ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. - №5. - С.17-22.

4. Сорокин В.Ф. Филиал "Тюменбургаз" Буровой компании ОАО "Газпром" - ведущее буровое предприятие газовой промышленности России // Известия вузов. Нефть и газ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.- №5. - С.11-14.

5. Овчинников В.П. Использование полимеров при строительстве скважин / В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин, Н.А. Аксенова, В.В. Салтыков, П.В. Овчинников, Р.Ю. Кузнецов // Известия вузов. Нефть и газ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.- №5. - С.75-81.

6. Сорокин В.Ф. Анализ состояния разработки месторождений Уренгойской группы / В.Ф. Сорокин, Н.М. Добрынин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов // Освоение месторождений трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Тез. докл. науч.-техн. конф. ОАО "Роснефть - Термнефть". - Краснодар: ОАО "РосНИПИтермнефть", 1999. - С. 43 - 44.

7. Сорокин В.Ф. Специальные требования к тампонажным материалам, предназначенным для цементирования интервалов с высокими и циклически меняющимися температурами / В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников. Там же. С. 45.

8. Фролов А.А. Тампонажные материалы для цементирования газовых скважин Уренгойской группы месторождений / А.А. Фролов, В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин, В.В. Салтыков, П.В. Овчинников. Там же. С. 48 - 49.

9. Салтыков В.В. Проблемы строительства скважин на Ачимовские отложения Уренгойской группы месторождений / В.В. Салтыков, В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин, А.А. Фролов, Н.М. Добрынин, П.В. Овчинников Там же. С. 50 - 51.

10. Ковязин Н.И. Разработка специального тампона для цементирования второй ступени эксплуатационной колонны обратной заливкой и технологии

его приготовления / Н.И. Ковязин, Н.Е. Щербич, С.А. Уросов, В.Ф. Сорокин, Ю.Н. Исаев // Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России: Тез. докл. Международ. науч.-техн. конф. – Тюмень: Изд. ОМТ ОАО "Запсибгазпром", 1999. Вып. 2. - С.38-40.

11. Ковязин Н.И. Обоснование и расчет характеристик электрогидроимпульсных устройств для обработки тампонажного раствора в период ОЗЦ / Н.И. Ковязин, В.И. Вяхирев, С.А. Уросов, В.Ф. Сорокин. Там же. С.46-47.

12. Добрынин Н.М. Условия разработки месторождений Уренгойской группы севера Тюменской области / Н.М. Добрынин, В.Ф. Сорокин, В.В. Салтыков, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, Г.В. Крижановский // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Тез. докл. Всерос. науч.-техн. конф. – Пермь: КамНИИКИГС, 2000. С.255-256.

13. Сорокин В.Ф. Причины деструкции цементного камня при воздействии высоких и циклически меняющихся температур / В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников. Там же. С.256-257.

14. Фролов А.А. Облегченные тампонажные растворы для цементирования газовых скважин / А.А. Фролов, В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин, П.В. Овчинников, В.В. Салтыков. Там же. С.257.

15. Сорокин В.Ф. Тампонажный материал для крепления скважин, вскрывающих юрские отложения / В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников. Там же. С.258-259.

16. Фролов А.А. Результаты статистического моделирования показателей свойств облегченных стеклянными микросферами тампонажных композиций / А.А. Фролов, П.В. Овчинников, В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Тез. докл. второй Всерос. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. С.9-10.

17. Фролов А.А. Технологическая схема процесса цементирования скважин / А.А. Фролов, В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников. Там же. С.10-11.

18. Фролов А.А. Результаты анализа математических моделей показателей свойств облегченных расширяющихся тампонажных композиций и их оценка / А.А. Фролов, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, Сорокин В.Ф. Там же. С.11-12.

19. Сорокин В.Ф. Специальные тампонажные материалы для цементирования интервалов с высокими и циклически меняющимися температурами /

В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников. Там же. С.13-14.

20. Овчинников В.П. Использование полимеров при строительстве скважин / В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин, Н.А. Аксенова, В.В. Салтыков, П.В. Овчинников // Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Сб. трудов второго Международ. симпозиума. – Уфа: УГНТУ, Госуд. изд-во научн.-техн. литературы "Реактив", 2000. С.61-63.

21. Сорокин В.Ф. Тампонажный материал для цементирования интервалов с высокими температурами / В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников // Нефть и газ Украины - 2000: Сб. трудов шестой Международ. науч.-техн. конф. – Ивано-Франковск: Факед, 2000. – Том 2. - С.71.

22. Овчинников В.П. Облегченный тампонажный раствор с использованием кремнеземсодержащих, газонаполненных микросфер / В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников, В.Ф. Сорокин. Там же. С.73-75.

23. Сорокин В.Ф. Проблемы заканчивания скважин месторождений Крайнего Севера Тюменской области, их решения / В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников, Н.М. Добрынин. Там же. С.75-78.

24. Сорокин В.Ф. Кремнеземсодержащие добавки для тампонажных растворов / В.Ф. Сорокин, В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников, Н.А. Аксенова // Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: Материалы Всерос. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. С.23-24.

25. Сорокин В.Ф. Термодинамическое обоснование выбора кремнеземсодержащих добавок для крепления высокотемпературных интервалов / В.Ф. Сорокин, Н.А. Аксенова. Там же. С.27-28.

26. Патент 2160820 РФ, МПК 7 Е 21 В 25/08. Керноприемное устройство / Кириенко А.М., Крылов Г.В., Штоль В.Ф., Сехниашвили В.А., Ипполитов В.В., Сорокин В.Ф., Добрынин Н.М., Кудрин О.В. - № 99106650/03 : Заявлено 26.03.1999; Опубл. 20.12.2000. Бюл. № 16.

27. Патент №2132934 РФ, МПК 6 Е 21 В 43/08, 33/14. Способ заканчивания скважин с искусственным фильтром / Крылов Г.В., Штоль В.Ф., Сехниашвили В.А., Ребякин А.Н., Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Сорокин В.Ф., Севодин Н.М., Кашкаров Н.Г., Тарасенко А.Н. - № 98102102/03 : Заявлено 06.02.1998; Опубл. 10.07.1999. Бюл. № 19.

Соискатель



В. Ф. Сорокин