

На правах рукописи



САМСОНЕНКО НАТАЛЬЯ ВЛАДИМИРОВНА

**РАЗРАБОТКА ЭРОЗИОННОЙ БУФЕРНОЙ И РАСШИРЯЮЩИХСЯ
ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН**

Специальность: 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва – 2022

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью
«Научно – исследовательский институт природных газов и газовых технологий
– Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Научный консультант: **Симонянц Сергей Липаритович** - доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

Официальные оппоненты: **Кузнецов Юрий Степанович** - доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, Филиал ИМАШ РАН «Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН», заведующий лабораторией волновых процессов в бурении нефтяных и газовых скважин;

Гиладев Гани Гайсинович - доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАЕН, «Кубанский государственный технологический университет», и.о. заведующего кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна;

Борисов Иван Николаевич - доктор технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова», заведующий кафедрой технологии цемента и композиционных материалов.

Ведущая организация: **ФГБОУ ВО «Санкт – Петербургский горный университет»**

Защита диссертации состоится 29 июня 2022 года в 13.30 на заседании диссертационного совета Д 511.001.03, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский район, пос. Развилка, пр – д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте <http://www.vniigaz.gazprom.ru>

Автореферат разослан 14 апреля 2022 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета, д.т.н.



Лаптева Татьяна Ивановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Повышение качества цементирования обсадных колонн в скважинах является актуальной и сложной научно – технической проблемой. Большое количество скважин после первичного цементирования либо после краткосрочной эксплуатации осложняется и требует проведения трудоемких и дорогостоящих ремонтно – изоляционных работ. Разнообразные осложнения в значительной мере зависят от составов применяемых буферных и тампонажных материалов при первичном цементировании всех обсадных колонн. Наличие на стенках скважин толстых рыхлых фильтрационных корок, а на поверхности колонн пленок буровых растворов, обезвоживаемых твердеющими растворами – камнями, исключает напряженный контакт камней как со стенками скважин, так и с колоннами. При опрессовках возникают негерметичности заколонных и межколонных пространств, являющиеся следствием появления микрозоров разной раскрытости между породами стенок скважин, колоннами и камнями. При вводе скважин в эксплуатацию путем создания депрессии против продуктивных пластов флюиды из проявляющих горизонтов продавливают против непроницаемых перемычек обезвоженные фильтрационные корки и пленки, расширяя при этом образовавшиеся микрозоры. В итоге даже частичное проникновение пластовых флюидов в добываемую продукцию является начальным этапом осложнений скважин. Непрерывное расширение микрозоров приводит к интенсификации осложнений, а увеличение их протяженности в заколонных пространствах при эксплуатации скважин – к возникновению межпластовых перетоков флюидов и образованию техногенных залежей. В межколонных пространствах твердение тампонажных камней осуществляется без доступа воды, поэтому их объемная усадка повышается, вследствие чего возникают межколонные давления и заколонные проявления.

Таким образом, возникающие осложнения процесса первичного цементирования скважин в разные периоды времени неизбежны. Только системное решение основных задач позволит успешно, надежно и эффективно решить проблему существенного повышения качества первичного цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях.

Степень разработанности темы

В настоящее время первичное цементирование скважин осуществляется с последовательным применением разработанных отечественными (Ф.А. Агзамов, М.О. Ашрафьян, А.А.Клюсов, А.И. Булатов, Р.А. Гасумов, В.Г. Григулецкий, В.С. Данюшевский, В.П. Детков, Т.В.Кузнецова, З.З. Шарафутдинов и др.) и зарубежными (J.B Clark, D. Dressel, G.C.Howard, P. Кёниг, П.Н. Паркер, X. Тейлор,

Х.Г. Хаук и др.) учеными разнообразных по компонентным составам буферных жидкостей и тампонажных материалов. Анализ исследований в данных направлениях показывает, что применяемые буферные жидкости, тампонажные материалы и технологии их последовательного применения имеют существенные недостатки, исключающие качественное первичное цементирование обсадных колонн в скважинах, а поэтому необходима разработка новых эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения в разных горно – геологических условиях.

Целью работы является повышение качества первичного цементирования скважин путем разработки новых эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения для предотвращения негерметичности заколонных и межколонных пространств.

Основные задачи работы

1. Обзор, анализ и обобщение применяемых буферных жидкостей и разработка эрозионной буферной смеси с воздухововлекающим компонентом для образования, с использованием разных жидкостей затворения, гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора с регулируемой плотностью при перемешивании. Исследование технологических свойств и реологических параметров раствора.

2. Обзор, анализ и обобщение применяемых тампонажных материалов и разработка термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки с воздухововлекающим компонентом к бездобавочным портландцементам для получения расширяющихся тампонажных смесей, образующих, с использованием разных жидкостей затворения, гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы с регулируемой плотностью при перемешивании, а при твердении термо – и коррозионно – стойкие камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения. Исследование технологических свойств растворов и физико – механических параметров камней.

3. Разработка технологии первичного цементирования обсадных колонн с применением гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов в условиях АНПД, низких и высоких температур.

4. Разработка рекомендаций по совершенствованию технологий первичного цементирования обсадных колонн в разных условиях применения для обеспечения надежности изоляции пластов.

5. Разработка нормативно – технической документации, выпуск и внедрение разработанных смесей и технологий первичного цементирования скважин на нефтяных месторождениях ТЭК России.

Научная новизна диссертации заключается в том, что на основании теоретических и лабораторных исследований разработаны научно обоснованные комплексные решения, позволяющие существенно повысить качество первичного цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях.

1. Научно обоснована и экспериментально подтверждена возможность получения гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и расширяющихся тампонажных растворов с регулируемой плотностью при перемешивании.

2. Установлены критические температуры термообработки глинистой и известковой пород, связанные с фазовыми превращениями минералов в высокоактивные новообразования, способные к гидратационному твердению.

3. Обоснована возможность управления процессами седиментации и структурообразования эрозионного буферного и расширяющихся тампонажных растворов регулированием минералогического и гранулометрического составов гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород.

4. Выявлено, что совместное использование бездобавочного портландцемента, гидрофобного порошка и воздухововлекающего компонента обеспечивает формирование прочной, термо – и коррозионно – стойкой мелкопоризованной структуры тампонажного камня с большой (5 % и более) величиной объемного расширения, что улучшает его физико – механические параметры.

5. Установлено, что мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в гидрогелевых растворах, являющиеся самостоятельной фазой, не схлопываются под действием разного давления и не агрегируются с образованием воздушных пузырей, обеспечивая упругие деформации в растворах – камнях.

6. Выявлена динамика объемных изменений составляющих мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня в результате фазовых превращений, происходящих под влиянием разных химических реагентов, жидкостей затворения, давлений и температур.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработаны составы эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей, которые по технологическим свойствам приготавливаемых растворов и физико – механическим параметрам камней превосходят применяемые на практике буферные и тампонажные растворы.

2. Разработан гидрофобный порошок – продукт термической и механохимической активации глинистой и известковой пород с разным соотношением, введение которого с воздухововлекающим компонентом в

составы эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей приводит к образованию седиментационно – устойчивых гидрогелевых мелкопоризованных растворов с регулируемой плотностью при перемешивании.

3. Установлено, что введение в бездобавочный портландцемент термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки с воздухововлекающим компонентом в количестве 20 – 25 % обеспечивает при твердении большое объемное расширение, понижение пористости и газопрооницаемости мелкопоризованных тампонажных камней.

4. Показано, что расширяющиеся тампонажные смеси, образующие в процессе гидратации гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы с разной степенью поризации, а при твердении камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения, обеспечивают напряженные контакты с колоннами и породами в заколонных и межколонных пространствах.

5. Разработана и апробирована новая технология первичного цементирования обсадных колонн с применением эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей, образующих, при использовании пресных или слабосоленых жидкостей затворения, за счет изменения водосмесового отношения и интенсивности перемешивания гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности растворы, а в процессе твердения тампонажные камни с большим объемным расширением, рекомендуется для применения в условиях АНПД, низких и высоких температур.

6. Показано, что разработанные эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси, образующие при гидратации с использованием высокоминерализованной жидкости затворения растворы неизменной плотности, а при твердении – тампонажные камни с большим (5 % и более) объемным расширением, рекомендуются для применения в разных условиях.

7. Составлены технические условия на эрозионную буферную и расширяющиеся тампонажные смеси, организовано их заводское производство. Выпущены опытно – промышленные партии, применение которых позволило повысить качество разобщения пластов. Новизна ряда технических решений подтверждена патентами РФ № 2192539, 2204694, 113299, 134851, 2324721, 2401292, 2380392, 2369722, 2550116.

Методы исследований

Решение поставленных задач обеспечивалось за счет применения общих положений методологии научных исследований, включающих анализ и обобщение литературных источников, теоретических, лабораторных и производственных данных, посвященных проблеме повышения качества первичного цементирования скважин. В работе проанализированы результаты экспериментальных исследований с использованием современных контрольно –

измерительных приборов, в том числе специально созданного оборудования. Свойства цементов определяли методами, применяемыми в исследовательской практике. Экспериментальные данные обрабатывались с использованием методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту

1. Способ получения гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород для образования эрозионной буферной смеси и термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки к бездобавочным портландцементам, позволяющего повысить качество работ по первичному цементированию колонн в разных горно – геологических условиях.

2. Обоснование совместного введения гидрофобного порошка и воздухововлекающего компонента в составы эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей для получения седиментационно – устойчивых гидрогелевых мелкопоризованных растворов с регулируемой плотностью при перемешивании и образования термо – коррозионно – стойких тампонажных камней с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

3. Результаты исследования составов эрозионного буферного и расширяющихся тампонажных смесей при изменении жидкости затворения, давления и температуры для обеспечения качественного крепления колонн в разных условиях эксплуатации скважин.

4. Новая технология первичного цементирования скважин, обеспечивающая изоляцию пластов в скважинах при наличии АНПД, низких и высоких температур, с применением гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного, облегченного и нормальной плотности расширяющихся тампонажных растворов.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций основана на применении современных методов сбора, обработки и обобщения информации, результатах анализа и обобщения теоретических исследований, высокой степени совпадения результатов аналитических исследований с экспериментальными данными, представительным объемом лабораторных и промысловых экспериментов, объемом внедрения разработанных смесей и технологий при первичном цементировании скважин.

Личный вклад автора заключается в постановке задач исследования, проведении экспериментальных исследований и анализе литературы по теме диссертации, обобщении полученных данных, разработке научного подхода для понимания физико – химической природы процессов получения эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей, апробации основных положений.

Реализация работы

Основные результаты диссертационной работы внедрены в промышленное производство и нашли применение при практической реализации технологических процессов первичного цементирования обсадных колонн в скважинах. В приложении к диссертационной работе представлены акты и протоколы цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях на месторождениях ТЭК России в предприятиях ПАО «Татнефть», ОАО «ТНК – ВР», ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Коми», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ – Пермь», АО «РИТЭК».

Апробация работы

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международной конференции по химии и технологии цемента (Москва, 2000), на конференции РАО Газпром «Освоение шельфа арктических морей России» (Санкт – Петербург, 2001), на университетских конференциях молодых ученых (РХТУ, 2000, 2001; МГСУ, 2001, 2002, 2003; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999, 2000), на НТС ПАО «Газпром», международной научно – практической конференции «Нефть и газ Украины» (Ивано – Франковск, 2000), заседании секции минеральных вяжущих МПРХО им. Д.И. Менделеева, на НТС научно – исследовательских и проектных институтов («ТюменНИИГипрогаз» 2006, «ТатНИПИнефть» 2007, «ПермьНИПИнефть» 2010, «КогалымНИПИнефть» 2010, «СевКавНИПИгаз» 2012), нефтяных компаний (ПАО «Татнефть» 2006, ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз» 2010, ПАО «ЛУКОЙЛ» 2009), на научно – технических конференциях Ассоциации буровых подрядчиков (Москва, Волгоград), Международной научно – практической конференции, посвящённой 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина (Москва, 2016), I Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения» (Краснодар, 2017, 2020), Международной научно – практической конференции в рамках Татарстанского Нефтегазохимического Форума (Казань, 2020).

Публикации

Основное содержание диссертации представлено в 58 печатных работах, в т.ч. в 38 статьях, опубликованных в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 9 патентах РФ, 1 монографии.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 245 наименований. Диссертация изложена на 293 страницах машинописного текста, включает 41 таблицу, 53 рисунка и приложения.

Автор выражает благодарность д.т.н. В.И. Нифантову, д.т.н. проф. А.Г. Потапову, д.г.–м.н. Н.Н. Соловьеву, д.т.н. А.М. Лихущину и сотрудникам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за конструктивные замечания и предложения в процессе предварительного обсуждения работы. Особую признательность и благодарность автор выражает своему научному консультанту, д.т.н., проф. С.Л.Симонянцу за наставления и помощь в процессе подготовки диссертации.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и задачи исследований, показана научная новизна и практическая значимость работы, дана её общая характеристика.

В первой главе представлен обзор, анализ и обобщение применяемых буферных жидкостей и разработка эрозионной буферной смеси с воздухововлекающим компонентом.

Большой вклад в решение проблемы качественного первичного цементирования обсадных колонн внесли: Ф.А. Агзамов, М.О. Ашрафьян, А.И. Булатов, Р.А. Гасумов, В.Г. Григулецкий, В.С. Данюшевский, В.П. Детков, Н.Х. Каримов, В.М. Кравцов, Т.В. Кузнецова, А.А. Ключов, М.Р. Мавлютов, В.Д. Малеванский, А.О. Межлумов, А.Х. Мирзаджанзаде, А.Е. Нижник, Б.А. Никитин, В.И. Нифантов, Д.Ф. Новохатский, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников П.Н. Паркер, Ю.М. Проселков, Ш.М. Рахимбаев, А.В. Рудницкий, С.А. Рябоконт, В.И. Рябченко, О.В. Савенок, Х. Тейлор, А.А. Фролов, З.З. Шарафутдинов, J.B Clark, D. Dressel, G.C.Howard и многие другие исследователи.

В настоящее время, по основным нефтедобывающим регионам РФ в большом количестве скважин после первичного цементирования обсадных колонн возникают разнообразные осложнения. Осложнения как в ранние, так и в более поздние сроки эксплуатации в значительной мере зависят от составов применяемых буферных и тампонажных материалов.

В практике первичного цементирования обсадных колонн для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами применяются разные по компонентному составу буферные жидкости, классифицировать которые можно следующим образом: легкоподвижные жидкости, а именно: вода техническая, безглинистый солевой раствор, нефть и нефтепродукты, вода техническая с добавкой различных химических реагентов, соляная кислота 5 – 15 % – ной концентрации, водные растворы сернистого алюминия и пирофосфата натрия, растворы щелочей, электролитов и разных ПАВ; жидкости с вязкоупругими свойствами; материалы порошкообразные моющего типа; эрозионные жидкости; аэрированные эрозионные жидкости; комбинации буферных жидкостей с разными механизмами действий.

Для получения максимально достижимого эффекта от применения буферных жидкостей они должны отвечать следующим основным требованиям: исключать значительные разбавления и загущения буровых и тампонажных растворов в зонах контактов; предотвращать сокращения либо чрезмерные удлинения сроков загустевания – схватывания тампонажных растворов; не понижать адгезию тампонажных камней к породам на стенках скважин и к колоннам; эффективно вытеснять буровые растворы из заколонных и межколонных пространств и вымывать остатки их со стенок скважин и с колонн; исключать снижение устойчивости стенок скважин; предотвращать ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов.

При нагнетаниях в цементируемые колонны легкоподвижных буферных жидкостей и продавках их с большими расходами возникают значительные разбавления, не только обработанных химическими реагентами буровых растворов, но и седиментационно – устойчивых в результате химической обработки тампонажных растворов. Качество тампонажных растворов ухудшается, они превращаются в седиментационно – неустойчивые растворы с пониженной плотностью и высокой водоотдачей. При этом теряется смысл в обработке тампонажных растворов дорогостоящими химическими реагентами – структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими реагентами – полимерами.

Из всех известных буферных жидкостей наибольший интерес представляют эрозионные и аэрированные эрозионные буферные жидкости.

Использование в составе эрозионных буферных жидкостей кварцевого песка турбулизирует поток при низких скоростях продавки и делает их абразивными для фильтрационных корок на породах и пленок буровых растворов на колоннах.

Общими существенными недостатками известных эрозионных и аэрированных эрозионных буферных жидкостей являются:

- опасность выпадения кварцевого песка в осадок при разбавлениях буферных жидкостей буровыми растворами в зонах контактов и при возможных, даже кратковременных, остановках процесса продавки составных столбов в заколонные пространства;
- наличие в составах буферных жидкостей портландцемента, способного загущать буровые растворы в контактных зонах с образованием труднопрокачиваемых коагуляционных пачек;
- сложность компонентных составов буферных жидкостей при высокой вероятности удлинения сроков загустевания – схватывания тампонажных растворов;

- потребность в применении дополнительного оборудования – компрессоров высокого давления либо азотных установок;
- образование устойчивых пен с неконтролируемой плотностью растворов внутри цементируемых колонн и при продавках в заколонные пространства.

Большой объем проведенных исследований и разработок по установлению эффективных компонентных составов буферных жидкостей свидетельствует, что проблема качественной подготовки стволов скважин к замещению тампонажными растворами окончательно не решена.

Основным требованиям для получения максимально достижимого эффекта от применения буферных жидкостей удовлетворяет разработанный состав эрозионной буферной смеси с воздухововлекающим компонентом, основными сырьевыми компонентами которого являются термоактивированные глинистая и известковая породы.

Исследуемая глинистая порода по минералогическому составу главным образом представлена каолинитом, а в качестве других минералов присутствуют гидрослюда, монтмориллонит, микроклин, плагиоклаз, минералы группы железа, слюда обломочная, кварц. Известковая порода по минералогическому составу в основном представлена карбонатом кальция, но в составе также присутствуют кварц, полевые шпаты, опал, доломит, халцедон, каолин.

С целью повышения гидравлической активности породы обжигали в муфельной печи при температурах от 500 до 1100⁰С с выдержкой при заданной температуре в течение 15 минут. Время прокаливания пород было выбрано с учетом технологических особенностей промышленных печей.

Термообработанные образцы пород подвергали рентгенофазовому анализу. При обжиге свыше 800⁰С глинистые минералы теряют всю воду и быстро перекристаллизуются с образованием аморфных фаз муллита и кварца.

В обожженной при 1000⁰С глинистой породе происходит взаимодействие оксидов железа с глиноземом, что приводит к образованию соединений, окрашивающих массу в бурый цвет. На рентгенограмме известковой породы, обожженной при 1000⁰С, видны дифракционные линии с межплоскостным расстоянием 2,40; 1,70; 2,76; 1,45 Å относящиеся к оксиду кальция.

Активность обожженных пород определяли методом поглощения извести из известкового раствора. В результате проведенных исследований установлено, что породы, обожженные в интервале 950 – 1050⁰С, характеризуются высокой пуццолановой активностью и их можно отнести к высокоактивным минеральным добавкам.

Таким образом, термическая активация глинистой и известковой пород производилась при установленных в лаборатории и проверенных в условиях

заводов оптимальных режимах, при которых породы теряют химически связанную воду и разлагаются на высокоактивные новообразования.

Следует отметить, что оптимальные режимы термической активации (температура и время обжига) разных по химическому составу пород существенно различаются.

Средний химический состав термоактивированной глинистой породы следующий в %: SiO_2 51,8 – 54,5; Al_2O_3 18 – 19,1; Fe_2O_3 7 – 10; CaO 2,37 – 2,50; MgO 0,82 – 1,8; Na_2O 0,1 – 0,4; K_2O 2,5 – 3,2; SO_3 0,3 – 0,7; п.п.п. 6 – 7.

Средний химический состав термоактивированной известковой породы следующий в %: SiO_2 7,7 – 8,0; Al_2O_3 1,1 – 2,6; Fe_2O_3 0,7 – 1,7; CaO 39,3 – 45,7; MgO 0,7 – 1,0; Na_2O 0,08 – 0,2; K_2O 0,06 – 0,1; SO_3 0,2 – 0,6; п.п.п. 39,7 – 40,10.

В условиях лаборатории осуществляли помол смеси термоактивированных пород в разных соотношениях до удельной поверхности от 150 до 350 $\text{м}^2/\text{кг}$ для определения оптимальных режимов, при которых получают гидрофобные порошки, образующие в процессе гидратации растворы с растекаемостью в пределах 190 – 245 мм. Установлено, что оптимальным соотношением является 80 – 20 %, при котором раствор обладает требуемой растекаемостью.

Таким образом, механохимическая активация термоактивированных пород с использованием шаровых и иных мельниц производится в режимах, при которых получают достаточно низкие удельные поверхности (150 – 230 $\text{м}^2/\text{кг}$) медленно гидратирующих гидрофобных порошков, т.е. реализуется грубый и тонкий помол.

Определение гранулометрического состава гидрофобного порошка смеси термоактивированных глинистой и известковой пород в соотношении 80 – 20 % проводилось с использованием лазерного микроанализатора Mastersizer при давлении 0,1 МПа и температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$. (рисунок 1).

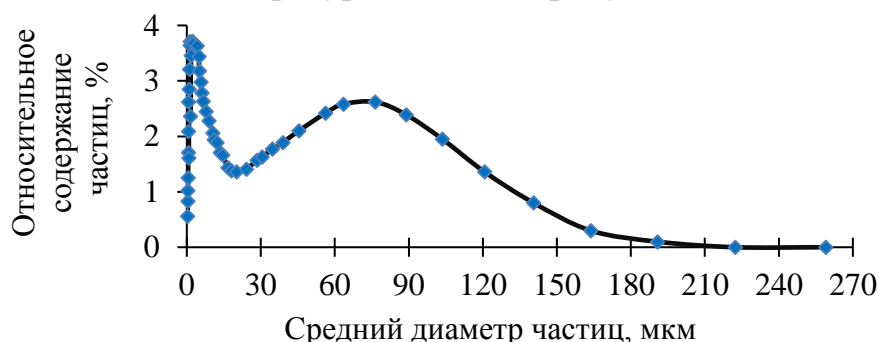


Рисунок 1– Гранулометрический состав гидрофобного порошка.

Методом лазерной дифракции установлено, что в гидрофобном порошке термоактивированных пород присутствует значительное количество мелких фракций до 10 мкм и средних частиц, диаметр которых колеблется в пределах 10 – 30 мкм. Наличие в гидрофобном порошке 61,67 % мелкой фракции при

гидратации приводит к формированию седиментационно – устойчивой гидрогелевой структуры буферного раствора, а 15,42 % средней и 22,91 % крупной фракции – к проявлению эрозионного свойства последнего.

Ситовой анализ гидрофобного порошка смеси термоактивированных пород, производимый с использованием сит разного размера, показывает следующий состав частиц: № 1,25 – 0,1 %; № 0,9 – 0,4 %; № 0,63 – 5,5 %; № 0,5 – 9,1 %; № 0,315 – 12,5 %; № 0,14 – 19,7 %; № 0,08 – 21,1 %; № 0,045 – 18,3 %; меньше – 12,3 %.

В процессе измельчения термоактивированных глинистой и известковой пород существенную роль играют пластические деформации. Пластические остаточные деформации, аморфизируя поверхности разнозернистых термоактивированных частиц, изменяют их физико – химические свойства, повышая реакционную способность. При измельчении реализуются два параллельных процесса – увеличение реакционных поверхностей термоактивированных частиц и изменение их поверхностных слоев, приводящее к повышению реакционных способностей. При гидратации порошка термоактивированных пород высокоактивные Na_2O , K_2O , CaO , MgO образуют щёлочи, а в щелочной среде химически устойчивые гидроксиды металлов $\text{Al}(\text{OH})_3$, $\text{Fe}(\text{OH})_2$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$ и др., а также соли кремниевой кислоты ($n \text{SiO}_2 \times m \text{H}_2\text{O}$), выпадающие в осадок в виде гидрогелей, создают гидрогелевую структуру эрозионного буферного раствора.

Введение в компонентный состав эрозионной буферной смеси порошкообразного воздухововлекающего компонента в количестве 0,01 – 0,04 % позволяет получать при приготовлении гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой в широких диапазонах плотностью при разной интенсивности перемешивания. Воздухововлекающий компонент предназначен для вовлечения из атмосферы значительного количества воздуха, который, равномерно распределяясь, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, заключенных между тонкими слоями жидкости. Молекулы воздухововлекающего компонента адсорбируются на межфазовых границах воздух – вода или твердое тело – вода, что обусловлено особенностями их строения. Такое действие воздухововлекающего компонента не только облегчает диспергирование крупных воздушных включений, обеспечивающих сохранность поризованной структуры гидрогелевого эрозионного буферного раствора, но и повышает прочность мельчайших пузырьков воздуха против механических воздействий и давлений. Объемы вовлекаемого в гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные

растворы воздуха зависят от количества вводимого воздухововлекающего компонента и тонкости помола гидрофобного порошка.

Результаты исследований технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов, при использовании в качестве жидкости затворения пресной, слабосоленой и высокоминерализованной жидкости затворения, представлены в таблице 1.

Таблица 1– Свойства эрозионных буферных растворов

Показатели раствора	Жидкость затворения			
	вода пресная	вода 1030 кг/м ³	вода 1050 кг/м ³	вода 1200 кг/м ³
Водосмесевое отношение	0,65	0,7	0,7	0,7
Плотности растворов базовые (при ручном перемешивании), кг/м ³	1520	1550	1570	1690
Плотности растворов (при перемешивании мешалкой с 1500 об/мин), кг/м ³	1380	1450	1460	1690
Плотности растворов (при перемешивании мешалкой с 4000 об/мин), кг/м ³	1260	1360	1380	-
Плотности растворов (при перемешивании миксером с 12000 об/мин), кг/м ³	1150	1180	1200	-
Плотность раствора после 10 мин нахождения в покое, кг/м ³	1390	1460	1480	1690
Растекаемость, мм	250 →225	245→225	240→225	240
Водоотделение, мл	Отсутствует			

Примечание: стрелкой показаны понижения растекаемости растворов в результате перемешивания.

Результаты испытаний показывают, что поризация растворов сохраняется при использовании в качестве жидкости затворения пресных и слабосоленых вод, а при использовании высокоминерализованной жидкости затворения поризация устраняется.

Плотности гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов после 10 мин нахождения в покое изменились незначительно, что указывает на удержание мельчайших пузырьков воздуха в гидрогелевых растворах. Плотности мелкопоризованных эрозионных буферных растворов изменяются за счет интенсивности перемешивания, образуя седиментационно – устойчивые гидрогелевые структуры с высокой растекаемостью.

Гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы по сути занимают промежуточное положение между растворами – пенами и растворами неизменной плотности при приготовлении.

Проведены исследования по определению сжимаемости мелкопоризованных эрозионных буферных растворов от давления при разных температурах. При В/С = 0,70 и ручном перемешивании приготавливались эрозионные буферные растворы базовой плотности 1450 кг/м³. При перемешивании растворов мешалкой с частотой вращения вала 1500 об/мин плотности понижались до 1210 – 1220 кг/м³. Буферные растворы заливались в рабочий цилиндр, и на них поршнем создавались разные давления при температурах 22, 55 и 75 °С (рисунок 2).

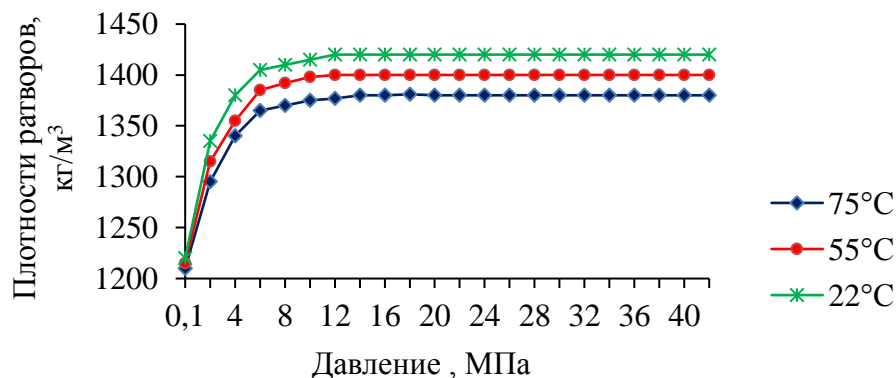


Рисунок 2 – Зависимости плотности гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов от давления при разных температурах.

Из рис. 2 следует, что интенсивное сжатие гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов осуществлялось при давлении до 2 МПа. При давлениях 2 – 6 МПа интенсивность сжатия значительно понизилась, а при давлении более 6 МПа – сжатие практически прекратилось. Важно отметить, что при давлении до 42 МПа и температурах 22, 55 и 75 °С плотности сжатых гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов оказались ниже базовой плотности 1450 кг/м³.

Объяснить полученные результаты можно тем, что при высокой степени поризации мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в объеме гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора, но являющиеся при этом самостоятельной фазой, не схлопываются при действии давления, а частично деформируются и отталкиваются друг от друга, что препятствует их агрегации и образованию воздушных пузырей. При температурах выше 30 °С мелкопоризованный эрозионный буферный раствор расширяется, что обеспечивается возникновением на границах раздела фаз,

жидкость затворения – пузырьки воздуха, капиллярного давления. С повышением температуры величина капиллярного давления повышается, а поэтому расширившиеся пузырьки воздуха могут выдерживать высокие давления, обеспечивая тем самым пониженную плотность эрозионного буферного раствора в заколонных и межколонных пространствах скважин. Мельчайшие пузырьки воздуха скапливаются (расклиниваются) в порах и трещинах проницаемой горной породы, предотвращая тем самым возможное их поглощение.

Проведены сравнительные исследования моющей способности разных буферных жидкостей с использованием ротационного вискозиметра. Определено, что моющая способность гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора составляет 99,93 %, в отличие от 58 % для технической воды.

Исследования на реологическую совместимость гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора с полимерглинистым буровым и мелкопоризованным расширяющимся тампонажным растворами проводились при соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и температуре 20 ± 2 °С. Совместимость определялась с помощью R – индекса совместимости. На основании реологических параметров индекс совместимости эрозионного буферного и бурового растворов интерпретируется как несущественно несовместимые. Поэтому во избежание вероятных осложнений – образования загущенных пачек при цементировании в данном конкретном случае рекомендуется использовать до 1 м³ воды технической между этими растворами. Разработанные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный и расширяющийся тампонажный растворы полностью совместимы.

В рамках опытно – промышленных работ разработанные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный и расширяющийся тампонажный растворы последовательно применены при первичном цементировании эксплуатационной колонны диаметром 168 мм в скв. № 5153 Харьягинского месторождения. На изливе воронки гидравлической низкого давления базовая плотность эрозионного буферного раствора составила 1500 – 1520 кг/м³, а при перемешивании в емкости осреднительной плотность раствора понизилась до 1350 – 1370 кг/м³. На изливе воронки гидравлической низкого давления базовая плотность тампонажного раствора составила 1600 – 1610 кг/м³, а при перемешивании в емкости осреднительной плотность раствора понизилась до 1420 – 1450 кг/м³. В процессе продавки составного столба измеряли плотности растворов на устье. По данным измерений построена зависимость плотностей бурового, буферного и тампонажного растворов от времени начала продавки. На графике видно, что явно прослеживаются зоны смешения эрозионного буферного раствора с буровым и тампонажным растворами, характеризующиеся как понижением в зоне контакта плотности с буровым, так и повышением плотности

в зоне контакта с тампонажными растворами. При этом неуклонное повышение плотности эрозионного буферного раствора между зонами смешения свидетельствует о его высокой удерживающей и выносной способностях. Эрозионный буферный раствор имеет светло – коричневую окраску, поэтому зоны смешения растворов визуальным образом легко распознавались.

Таким образом, гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор обладает упругостью, повышенной седиментационной устойчивостью, моющей, удерживающей и выносной способностями. Обладает регулируемой в широких диапазонах плотностью, за счет изменения интенсивности гидродинамической активации, способностью повышать скорость движения в заколонном пространстве при снижении давления сверху столба растворов и осуществлять приствольную кольматацию проницаемых, в том числе продуктивных, пластов пород в скважинах. Эффективно подготавливает заколонное и межколонное пространства скважин к замещению тампонажным раствором, предотвращая значительное разбавление последнего в зоне контакта.

Вторая глава посвящена обзору, анализу и обобщению применяемых тампонажных материалов и разработке новых расширяющихся тампонажных смесей.

В настоящее время для первичного цементирования обсадных колонн в условиях низких, нормальных и умеренных температур широко применяются химически обработанные портландцементы разных цементных заводов и приготовленные на их основе тампонажные смеси, содержащие в своем составе утяжеляющие (барит, песок, мраморную крошку и др.) или облегчающие добавки (микросферы, поризованные стекла, глинопорошки и др.). Все химически обработанные портландцементы и смеси на их основе образуют в процессе твердения усадочные тампонажные камни вследствие контракционных процессов в растворах – камнях, что приводит к возникновению разнообразных осложнений процесса цементирования как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации скважин.

Значительная роль контракции портландцементных растворов и последующей усадки камней в возникновении разных осложнений в скважинах подтверждена рядом исследователей. На основании проведенных исследований установлено, что объемная усадка портландцементных растворов – камней, неуклонно возрастающая с течением времени при повышении давлений и температур, достигает 5 – 7 % и более. При непосредственном контакте с водой объемная усадка камней имеет меньшую величину, нежели при отсутствии контакта с водой. При этом прочность камней на сжатие от величины всестороннего давления неуклонно повышается, а при давлении 40 МПа возрастает в 2 – 3 раза, по сравнению с прочностью при атмосферном давлении.

Практическое применение химически обработанных портландцементов и тампонажных смесей, образующих при гидратации и твердении усадочные тампонажные растворы – камни, приводит к тому, что при опрессовках заколонных и межколонных пространств возникают негерметичности. В случае появления в заколонных пространствах цементируемых колонн межпластовых перетоков флюидов, особенно газов, они мигрируют вверх из проявляющих либо продуктивных пластов, а при достижении башмаков предыдущих колонн продавливают обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на колоннах, образуя микрозазоры, являющиеся каналами для возникновения межпластовых перетоков, межколонных давлений и заколонных проявлений. Большие по величинам пластовые давления, появляющиеся при межпластовых перетоках флюидов, приводят к дополнительной объемной усадке камней, а соответственно к увеличению раскрытости микрозазоров в заколонных и межколонных пространствах, к повышению величин межколонных давлений и сокращению времени на их восстановление после сбросов.

Для устранения объемной усадки химически обработанных тампонажных камней в компонентные составы тампонажных смесей вводятся разнообразные расширяющие добавки в основном на оксидной и сульфатоалюминатной основах. Однако обработка расширяющихся тампонажных растворов химическими реагентами – электролитами, структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими реагентами – полимерами с повышенными дозировками, при высоких давлениях и температурах приводит к образованию в заколонных и межколонных пространствах скважин усадочных либо с малой (до 2 %) величиной объемного расширения тампонажных камней, не решающих проблему повышения качества первичного цементирования скважин.

Для повышения качества первичного цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях необходимо разработать, исследовать и внедрить в производство новые расширяющиеся тампонажные смеси, исключаящие недостатки широко применяемых на практике расширяющихся тампонажных смесей.

Разработанные расширяющиеся тампонажные смеси образуются при смешивании бездобавочных портландцементов, необходимых химических реагентов и разработанной термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки (ТПРД), компонентный состав которой включает гидрофобный порошок – продукт термической и механохимической активации глинистой – известковой пород в соотношении 60 – 40 % – и воздухововлекающий компонент.

Для определения оптимальной дозировки ТПРД в компонентном составе расширяющейся тампонажной смеси проведены исследования влияния количества последней на объемное расширение и прочность при изгибе

образованных камней. Результаты исследования показывают, что оптимальными дозировками ТПРД при разных температурах твердения являются 20 – 25 %.

При вышеуказанных дозировках расширяющиеся тампонажные смеси в процессе гидратации образуют седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы, а в процессе твердения камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

Химический состав расширяющейся тампонажной смеси следующий (в %): SiO₂ 29,37; Al₂O₃ 4,8; Fe₂O₃ 4,14; CaO 48,38; MgO 0,8; Na₂O 0,51; K₂O 1,75; SO₃ 4,03; п.п.п. общ. 4,77; п.п.п 500 °С – 2,12; 900 °С – 2,63.

Важно отметить, что при разных дозировках ТПРД в составах расширяющихся тампонажных смесей удачно решена проблема предотвращения деструкции камней в периоды их образования и последующего гидратационного твердения. При этом гидрофобный продукт термической и механохимической активации глинистой и известковой пород является природным структурообразователем, центром кристаллизации и термостойким пластификатором.

При гидратации базовых компонентов – бездобавочных портландцементов, образуются кристаллогидраты разных форм и выделяются гидрогели Ca(OH)₂ и Mg(OH)₂. Аморфные гидрогели металлов и гелевидные соли кремниевой кислоты, образующиеся при медленной гидратации гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой – известковой пород в соотношении 60 – 40 %, взаимодействуя между собой и с продуктами гидратации бездобавочных портландцементов в щелочной среде, образуют те же самые кристаллогидраты, что и при гидратации бездобавочных портландцементов, но значительно более активные, а их ускоренная кристаллизация приводит к повышению величин объемного расширения тампонажных камней.

По данным рентгенофазового анализа, при гидратации расширяющейся тампонажной смеси образование этtringита (C₃A(C \hat{S})₃·H₃₁) происходит в течение первых суток твердения, к 28 суткам количество его увеличивается, в камне также присутствует и гидромносульфоалюминат кальция.

Учитывая результаты РФА, рассчитан фазовый состав твердеющего тампонажного камня в процентах %: C₃AC \check{S} ₃H₃₁ – 37,8; C₂AH₈ – 6,5; C₃AH₁₃ – 16; Al(OH)₃ – 2,8; CH – 10,5; C \check{S} H₂ – отсутствует.

Среди продуктов гидратации обнаруживается большое количество Ca(OH)₂, гидроалюминатов кальция разного состава и Al(OH)₃. В качестве расширяющих компонентов принимались гидросульфалюминат кальция трехсульфатной формы (этtringит), Ca(OH)₂ и гипс, а в качестве упрочняющих – гидроалюминаты кальция и Al(OH)₃. Полученные данные свидетельствуют, что в пробе содержится

49,3 % расширяющих и 24,5 % упрочняющих фаз, способных обеспечить формирование прочной и расширяющейся структуры тампонажного камня. Увеличение количества этtringита, $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и рост их кристаллов способствует расширению, но одновременно и некоторому снижению прочности, наблюдаемому при испытании тампонажных камней на изгиб и сжатие, по сравнению с прочностью камней из бездобавочных портландцементов.

Гидрофобный порошок термоактивированных пород при нормальной температуре твердения интенсивно связывает гидроксид кальция в устойчивые кристаллогидраты, что объясняет его модифицирующее влияние на фазовый состав и морфологию гидратных новообразований.

На рентгенограмме образцов после 28 суток твердения отсутствуют дифракционные максимумы, относящиеся к портландиту, идентифицируемому по отражению 4,93; 2,63; 1,93 Å, но появляются линии интенсивности, свойственные низкоосновным гидросиликатам кальция (3,04 Å) и гидрогранатам состава C_3ASH_4 (2,80; 2,72 Å). Образование большого количества данных устойчивых соединений повышает термостойкость, коррозионную устойчивость и долговечность камней.

Введение в компонентные составы расширяющихся тампонажных смесей воздухововлекающего компонента приводит к некоторому замедлению процесса твердения гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных камней, т.е. данные камни твердеют медленнее, чем камни, образованные при твердении бездобавочных цементов, а поэтому в ранние сроки твердения (1 – 2 сут) они обладают меньшей прочностью.

Однако в дальнейшем прочности мелкопоризованных тампонажных камней возрастают и достаточно интенсивно. Объясняется это тем, что общее количество новообразований (гидрогранатов и гидросиликатов кальция, в том числе низкоосновных) при гидратации расширяющихся тампонажных смесей, в конечном счете больше, чем при гидратации бездобавочных цементов.

При повышении температуры гидратации количество возникших аморфных гидрогелей и новообразований с большими размерами молекул существенно возрастает, а их ускоренная кристаллизация приводит к сокращению сроков загустевания – схватывания растворов и к значительному повышению прочности камней и величин их объемного расширения.

С появлением дополнительного количества высокоактивных кристаллогидратов с разным размером молекул химически связывается большое количество жидкости затворения, снижается водоотделение раствора, а также возникает объёмное расширение тампонажных камней в ранние сроки твердения (до 1 сут) за счет превышения на 30 – 120 % объема новообразований над объемом исходных фаз.

Разработанные ТПРД с воздухововлекающим компонентом в смеси с бездобавочным портландцементом образуют гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы с регулируемой плотностью при перемешивании.

На рисунке 3 представлены зависимости плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора от водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания.

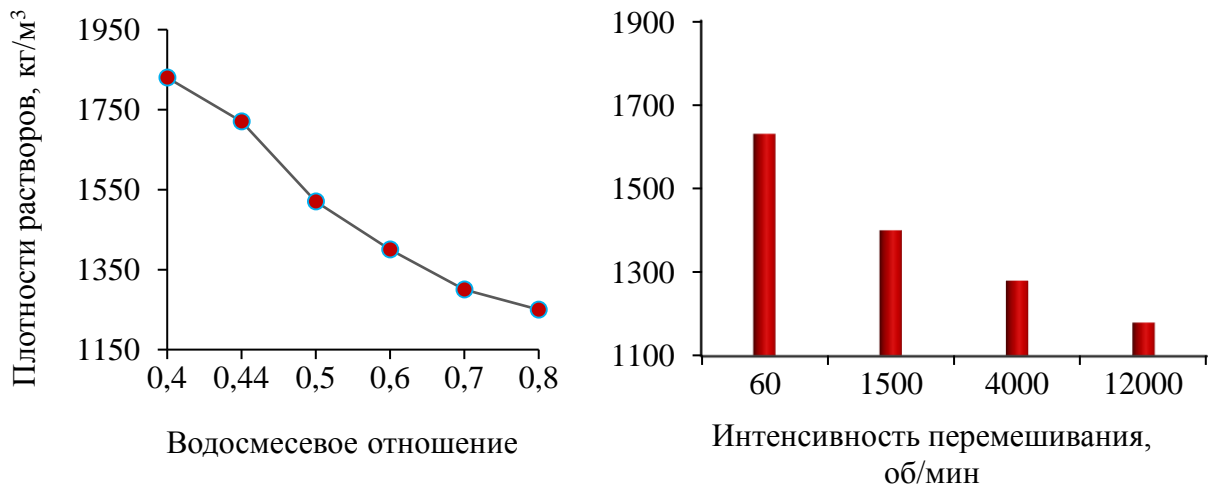


Рисунок 3 – Зависимости плотности тампонажного раствора от водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания.

Видно, что плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора неуклонно понижаются при повышении водосмесевого отношения и интенсивности гидродинамической активации.

С целью изучения поровой структуры мелкопоризованного тампонажного раствора – камня проводились исследования с помощью оптического микроскопа МИМ – 7 в проходящем свете, при увеличении в 400 раз и поромера Porotech 3.1. (рисунок 4).

Как показало микроскопическое исследование, агрегации пузырьков воздуха препятствует слой из гидрофобизированных частиц цемента и термоактивированных пород.

Вовлечение в мелкопоризованные тампонажные растворы при их перемешивании большого количества воздуха создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, которые увеличивают объемы растворов и повышают их седиментационную устойчивость.

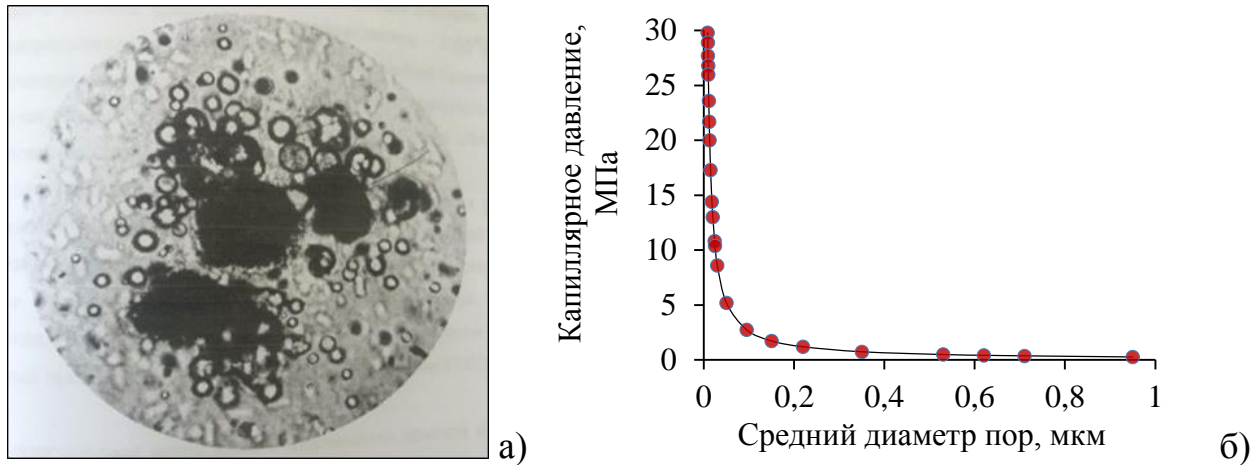


Рисунок 4 – Микроснимок мелкопоризованного тампонажного раствора (а) и зависимость капиллярного давления пузырьков воздуха от диаметра пор (б).

Анализ значений численного распределения пор по размерам показывает, что пузырьков воздуха крупнее 1 мкм не обнаружилось, в основном присутствуют пузырьки диаметром до 0,2 мкм, способные создавать капиллярное давление до 30 МПа.

Гидрофобный порошок термоактивированных пород, медленно набухает, причем его набухание может продолжаться и после того, как камни уже образовались. Процесс набухания приводит к тому, что камни расширяются.

По данным исследований Данюшевского В.С. и Кузнецовой Т.В., эффект расширения цементных камней обеспечивается расклинивающим действием воды в глинистых минералах, а величина расклинивающегося давления на порядок превышает давление, развиваемое цементами при использовании оксидного и сульфоалюминатного расширения.

Таким образом, большое (5 % и более) объемное расширение гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных камней обеспечивается за счет образования гидроксидов металлов, гидрогелей солей кремниевой кислоты и капиллярного давления в начальный период структурообразования, а в последующие сроки (1 – 2 сут) – в результате возникновения разнообразных кристаллогидратов с разными, в том числе большими, размерами молекул и расклинивающего давления при набухании термоактивированных пород, которое на порядок превышает давления при оксидном и сульфоалюминатном объемном расширении.

На рисунке 5 представлены зависимости пористости и газопроницаемости мелкопоризованных тампонажных камней в зависимости от количества ТПРД в расширяющейся тампонажной смеси.

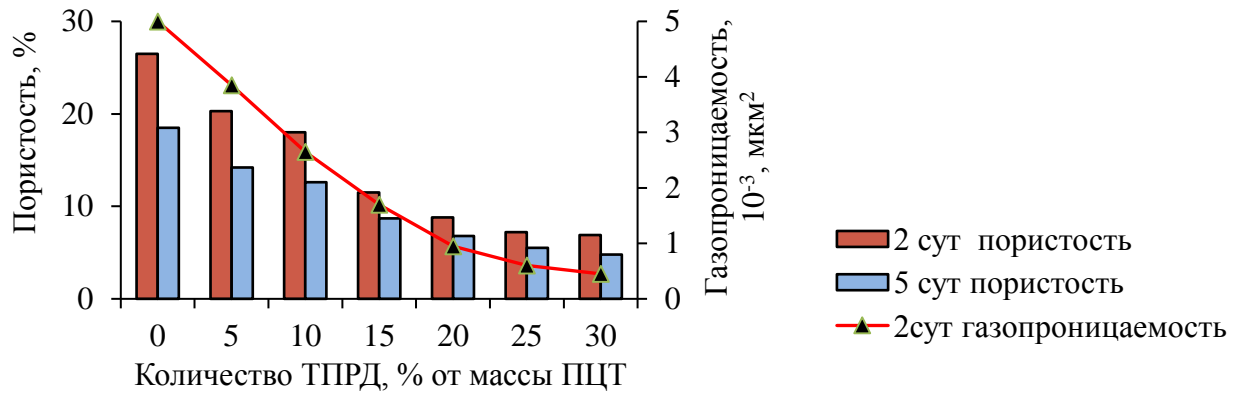
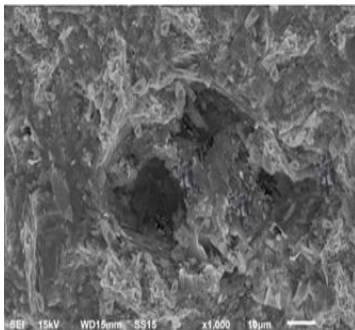


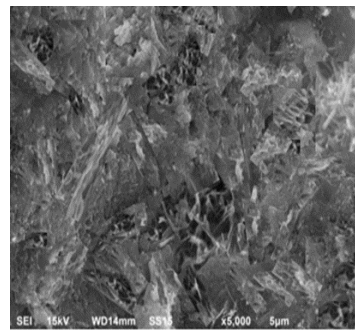
Рисунок 5 – Зависимости пористости и газопроницаемости тампонажных камней от количества ТПРД.

Показано, что открытая пористость и газопроницаемость мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней значительно уменьшается при дозировке ТПРД в интервале 5 – 30 % по сравнению с портландцементным камнем.

Результаты изучения микроструктуры мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня подтверждают результаты исследований пористости и газопроницаемости (рисунок 6).



ПЦТ I – 50, 2 сут, x 1000



Расширяющаяся тампонажная смесь, 2 сут, x 5000

Рисунок 6 – Микроструктура тампонажных камней.

Электронно – микроскопические исследования показывают, что при введении ТПРД в состав бездобавочного портландцемента значительно увеличивается скорость формирования кристаллов этtringита. На фотографии отчетливо видно, что игольчатые кристаллы этtringита равномерно распределяются по структуре камня, заполняя его поры, что способствует их коагуляции. В результате за счет уплотнения структуры и увеличения числа

контактов между отдельными гидратами повышается прочность и газонефтеводонепроницаемость мелкопоризованных расширяющихся камней.

Результаты исследования технологических свойств мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов и физико – механических параметров камней при разных температурах представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Технологические свойства облегченных тампонажных растворов и физико – механические параметры камней.

Показатели растворов - камней	Значения показателей тампонажных растворов - камней				
	вода 4 % NaCl	вода 2 % NaCl	вода пресная		
Дозировка ПЦТ + ТПРД, %	75 + 25			80 + 20	
Водосмесевое отношение	0,65		0,63		
Дозировка замедлителя, %	-	-	-	0,1	0,12
Плотности растворов, кг/м ³	1660 → 1440	1650 → 1430	1640 → 1370	1640 → 1380	1650 → 1420
Водоотделение, мл	Отсутствует				
Растекаемость, мм	230	230	225	240	250
Температуры твердения, °С	20 ± 2			50	75
Сроки загустевания растворов при P = 0,1 МПа, ч-мин,	>7-00	>8-00		2-55	7-30
Плотности камней за 1/2/5 сут твердения, при P = 0,1 МПа, кг/м ³	-/ 1430/ 1460	-/ 1440/ 1460	-/ 1370/ 1380	1320/ 1320/ 1320	1350/ 1380/ 1380
Прочности камней на изгиб за 1/2/5 сут твердения, при P = 0,1 МПа, МПа	-/ 1,14/ 1,65	-/ 0,90/ 1,37	-/ 0,80/ 1,23	1,04/ 1,47/ 1,81	1,3/ 1,71/ 1,8
Расширение камней за 1/2/5 сут твердения, при P = 0,1 МПа, %	-/ 2,0/ 2,0	-/ 3,1/ 3,1	-/ 10,3/ 10,3	7,9/ 8,3/ 8,3	5,8/ 5,8/ 5,8

Примечание: стрелкой показаны понижения плотностей растворов в результате перемешивания.

Исследованиями установлено, что поризация мелкопоризованных тампонажных растворов сохраняется при использовании в качестве жидкости затворения пресных и слабосоленых вод, при этом образуются седиментационно – устойчивые облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы, а в процессе твердения камни с большой величиной объемного расширения.

Повышенные (4 и 2 %) дозировки электролита NaCl и замедлителя сроков загустевания – схватывания (0,3 %) в жидкости затворения приводят к существенному понижению объемных расширений образованных камней, являющихся весьма важным физико – механическим параметром.

Таблица 3 – Технологические свойства тампонажных растворов нормальной плотности и физико – механические параметры камней.

Показатели растворов - камней	Значения показателей тампонажных растворов - камней				
	вода 4 % NaCl	вода пресная			
Дозировка ПЦТ + ТПРД, %	75 + 25			80 + 20	
Водосмесевое отношение	0,50	0,40	0,44	0,50	
Дозировка замедлителя, %	-	-	0,10	0,23	0,30
Плотности растворов, кг/м ³	1800→ 1710	1900→ 1830	1850→ 1740	1800→ 1700	1810→ 1720
Водоотделение, мл	0	0	0	0	0
Растекаемость, мм	235	250	230	250	250
Температура твердения, °С	20 - 22		40	60	75
Сроки загустевания растворов при P = 0,1МПа, ч-мин	>7-20	>7-00	4-50	5-30	>7-00
Плотности камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1МПа, кг/м ³	1710/ 1720/ 1830	1810/ 1830/ 1830	1730/ 1740/ 1750	1700/ 1700/ 1710	1730/ 1730/ 1740
Прочности камней на изгиб за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1МПа, МПа	1,7/ 2,7/ 3,4	1,87/ 3,8/ 5,40	2,65/ 3,7/ 5,8	3,0/ 4,60/ 5,50	3,45/ 4,80/ 6,1
Объемное расширение камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1МПа, %	4,1/ 4,0/ 4,0	8,2/ 8,2/ 8,2	10,3/ 10,5/ 10,5	11,0/ 11,3/ 11,3	9,0/ 9,1/ 9,1

Исследовано влияние химических реагентов на технологические свойства мелкопоризованных тампонажных растворов и физико – механические параметры камней (таблица 4).

Определено, что объемное расширение мелкопоризованных тампонажных камней зависит от дозировок электролита CaCl₂, а применение высокомолекулярных реагентов – полимеров с повышенными дозировками существенно понижает поризацию растворов и приводит к возникновению объемной усадки тампонажных камней.

При использовании пресной жидкости затворения повышение температуры твердения гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов до 40 – 50 °С приводит к значительному сокращению времени начала загустевания – схватывания, повышению прочности мелкопоризованных тампонажных камней и их объемного расширения. Данные сведения позволяют существенно сокращать времена ОЗЦ при первичном цементировании всех обсадных колонн, а тем самым повышать эффективность строительства скважин при наличии ММП, поглощающих пород и низких температур.

Таблица 4 – Свойства мелкопоризованных тампонажных растворов – камней

Показатели растворов и камней		Расширяющаяся тампонажная смесь - 25 % ТПРД + 75 % ПЦТ I - 50				
Жидкость затворения		вода пресная с				
		4 % CaCl ₂	2 % CaCl ₂	0,2 % Натросола EXR - 250	0,5 % сульфатцелла	
Водосмесевое отношение		0,60		0,65		0,45
Плотности растворов, кг/м ³		1700 → 1480	1650 → 1430	1680 → 1650	1680 → 1660	1860
Водоотделение, мл		Отсутствует				
Растекаемость, мм		250	235	235	220	225
Температуры твердения, °С		6 - 8	14 - 16	20 - 22	40	
Сроки схватывания растворов, ч - мин	начало	3 - 55	5 - 45	> 7 - 00	6 - 05	5 - 30
	конец	5 - 50	8 - 10	>8 - 00	7 - 20	6 - 45
Плотности камней за 2/5 сут, при P = 0,1 МПа, кг/м ³		1480/ 1480	1450/ 1450	1650/ 1660	1660/ 1670	1870/ 1890
Прочности камней на изгиб за 2/5 сут, МПа		1,4/2,3	1,2/1,6	1,35/1,7	1,42/ 2,0	2,85/ 3,9
Прочности камней на сжатие за 2/5сут, МПа		2,7/3,9	2,35/ 3,1	2,7/ 3,4	2,65/ 4,1	4,8/ 6,2
Объемное расширение (+) усадка (-) камней за 2/5 сут, при P = 0,1 МПа, %		1,3/1,3	3,8/3,8	-1,3/-1,6	-1,8/ -1,9	-2,2/ -3,1

В связи с вышеизложенным, в интервалах распространения ММП рекомендуется применять гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы с повышенной степенью поризации и нагретые до 40 – 50 °С продавочные жидкости, которые рекомендуется дополнительно нагревать внутри зацементированных колонн. В результате теплопередачи через стенки обсадных колонн сроки схватывания тампонажных растворов сократятся, а прочностные свойства камней и величины их объемного расширения повысятся. Для нагревания продавочных жидкостей внутри зацементированных колонн могут быть использованы установки для прогрева скважин, ориентированные на интенсификацию добычи нефти, либо иные аналогичные установки.

Наличие больших по величинам заколонных и межколонных зазоров и образование в интервалах распространения ММП мелкопоризованных тампонажных камней с пониженной теплопроводности и низким коэффициентом модуля Юнга позволит повысить термическое сопротивление проектных конструкций скважин в целом и обеспечить тем самым «пассивную» защиту ММП от растепления в процессе эксплуатации скважин в разные периоды времени. При отсутствии возможности нагрева продавочных жидкостей рекомендуется использовать слабосоленую жидкость затворения с дозировкой

электролита CaCl_2 не более 4 % к массе применяемых расширяющихся тампонажных смесей.

В процессе цементирования обсадных колонн происходит смешивание буферных и тампонажных растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств. Исследовано влияния разных дозировок мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на расширяющийся тампонажный раствор – камень. Установлено, что при смешении данных растворов, совместимых между собой по гранулометрическому и минералогическому составам, образуются расширяющиеся тампонажные камни. Так, при смешивании эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов в соотношении 30/70, в процессе твердения при температуре 20 ± 2 °С образуется камень прочностью при изгибе 0,4 МПа и объемным расширением 0,9 %.

На рисунке 7 представлены результаты исследования влияния давлений и температур на величины объемного расширения и прочности на изгиб мелкопоризованных тампонажных камней.

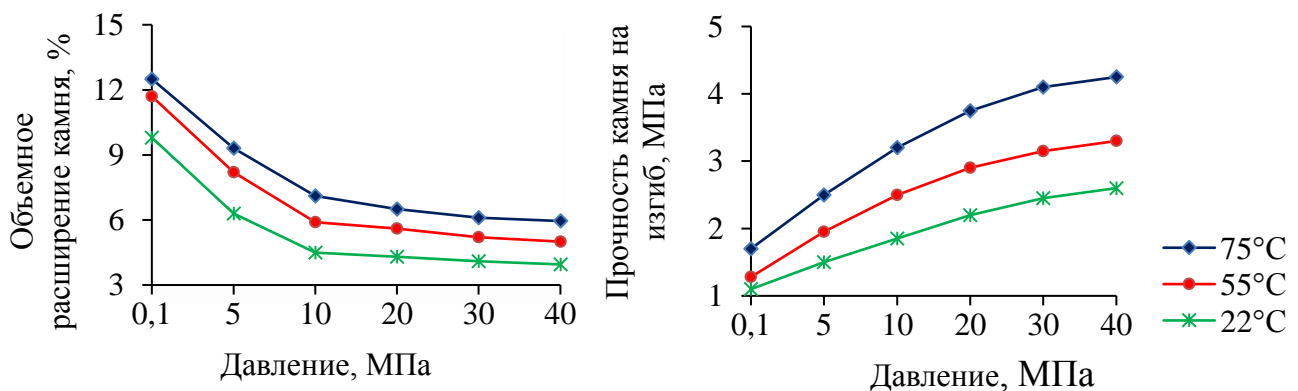
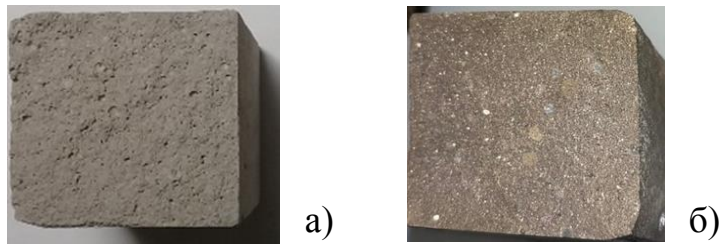


Рисунок 7 – Зависимости величин объемного расширения и прочности мелкопоризованных камней от давления и температур.

Показано, что объемные расширения мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней, образованных при температурах твердения 22, 55 и 75 °С, при повышении давления до 40 МПа понижаются в 2 – 3 раза, по сравнению с величинами при $P = 0,1$ МПа, а их прочности на изгиб неуклонно возрастают.

Таким образом, мелкопоризованные тампонажные камни с большими (5 % и более) величинами объемных расширений, образованными при атмосферном давлении, в ограниченных заколонных и межколонных пространствах, обеспечивая напряженные контакты с горными породами и колоннами, исключают смятия последних в сложных горно – геологических условиях первичного цементирования скважин.

Внешний вид мелкопоризованных расширяющихся облегченного и нормальной плотности тампонажных камней представлен на рисунке 8.



- а) Плотность раствора 1420 кг/м³, расширение камней 11,5 %
 б) Плотность раствора 1800 кг/м³, расширение камней 12 %

Рисунок 8 – Внешний вид мелкопоризованных тампонажных камней.

Для определения величины адгезии тампонажного камня к металлу, проведены сравнительные испытания ПЦТ I – 50 и расширяющихся тампонажных смесей, образованных с использованием бездобавочного портландцемента и разных расширяющих добавок с оптимальными дозировками. Установлено, что использование ТПРД с дозировкой 25 % в составе расширяющейся тампонажной смеси позволило получить камень с величиной объемного расширения 12,5 % и адгезию к металлу 8,7 МПа, что на порядок превышает адгезию камня к металлу с применением ПЦТ I – 50.

Проведены лабораторные исследования мелкопоризованного расширяющегося камня на коррозионную устойчивость в агрессивной среде. Хранение тампонажных камней осуществлялось в 10 % – ном растворе морской соли в течение 12 месяцев при температуре 20 ± 2 °С и давлении 0,1 МПа. Данная дозировка морской соли позволяет получить результаты коррозионной устойчивости тампонажных камней в более ранние сроки, создавая высокоагрессивную среду, интенсивно вызывающую сульфатную и магниальную коррозии камней. По истечении 3 месяцев на наружной поверхности камней возникла тонкая высокопрочная корка – экран из мелкодисперсных продуктов коррозии, по истечении 12 месяцев не изменившаяся по толщине, предотвращающая проникновение коррозионной среды вглубь камня. Увеличение прочности мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня в течение 12 месяцев твердения указывает на его водонепроницаемость и высокую устойчивость в коррозионной среде.

Проведены испытания тампонажных камней на термостойкость.

Тампонажные растворы (ПЦТ I – G – СС– 1 + ПАВ 0,02 %) при В/С = 0,60 имели плотность 1400 кг/м³. При давлении 0,1 МПа среднее значение объемного расширения тампонажных камней составило 0,1 %, а прочности их на изгиб и сжатие через 48 ч твердения при температуре 20 ± 2 °С составили соответственно

1,75 и 3,23 МПа. После второго цикла нагревания до 250 °С – охлаждения до температуры 20 ± 2 °С на поверхности балочек образовались трещины, после третьего цикла данные образцы разрушились.

Мелкопоризованные тампонажные растворы (ПЦТ I – G – СС – 1 + ТПРД 25 %) при В/С = 0,60 имели плотность 1420 кг/м³. При давлении 0,1 МПа среднее значение объемного расширения тампонажных камней составило 8,28 %, а прочности их на изгиб и сжатие через 48 ч твердения при температуре 20 ± 2 °С составили соответственно 1,55 и 2,5 МПа. После 5 циклов нагревания до 250 °С – охлаждения до 20 ± 2 °С прочности мелкопоризованных тампонажных камней при изгибе и сжатии составили 2,05 и 3,97 МПа соответственно, а среднее значение объемного расширения – 4,58 %.

Повышение прочности мелкопоризованных тампонажных камней после 5 циклов термических испытаний, отсутствие трещин и разрушения свидетельствует о повышенной их термостойкости, что позволяет рекомендовать разработанные расширяющиеся тампонажные смеси для первичного цементирования обсадных колонн в паронагнетательных скважинах.

При гидратации расширяющихся тампонажных смесей аморфные гидрогели металлов и гелевидные соли кремниевой кислоты образуют химические связи с кристаллогидратами и гидрогелями, а прежде всего с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и $\text{Mg}(\text{OH})_2$, возникающими при гидратации бездобавочных цементов, т.е. входят в структуры камней.

Уплотнение структуры камня происходит за счет связывания гидроксида кальция аморфным кремнеземом в гидросиликатную массу. За счет уплотнения тампонажного камня, вызванного высокой дисперсностью ТПРД и её пуццолановой активностью, не только обеспечивается улучшение физико – механических параметров, но и значительно повышается термическая и коррозионная стойкость камня.

Установлено, что мелкопоризованные тампонажные растворы поризуются при использовании в качестве жидкостей затворения пресных и слабосоленых вод, образуя седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы, а при применении высокоминерализованных вод – седиментационно – устойчивые растворы неизменной нормальной плотности.

Результаты сравнительных лабораторных испытаний бездобавочного портландцемента и расширяющейся тампонажной смеси при давлениях и температурах с использованием высокоминерализованной жидкости затворения плотностью 1200 кг/м³ представлены в таблице 5 и рисунке 9.

Таблица 5 – Технологические свойства тампонажных растворов и физико – механические параметры камней

Параметры растворов - камней	Показатели свойств растворов - камней			
	20 % ТПРД + 80 % ПЦТ I-G-CC 1		ПЦТ I-G-CC-1	
Жидкость затворения	вода высокоминерализованная 1200 кг/м ³			
Водосмесевое отношение	0,45			
Плотности растворов, кг/м ³	1910	1910	1900	1910
Водоотделение, мл	0	0	1,5	1,5
Растекаемость, мм	225	230	240	240
Температуры твердения, °С	50	60	50	60
Прочности камней на изгиб, за 48 ч., при P = 0,1 МПа, МПа	4,82	5,02	4,07	3,6

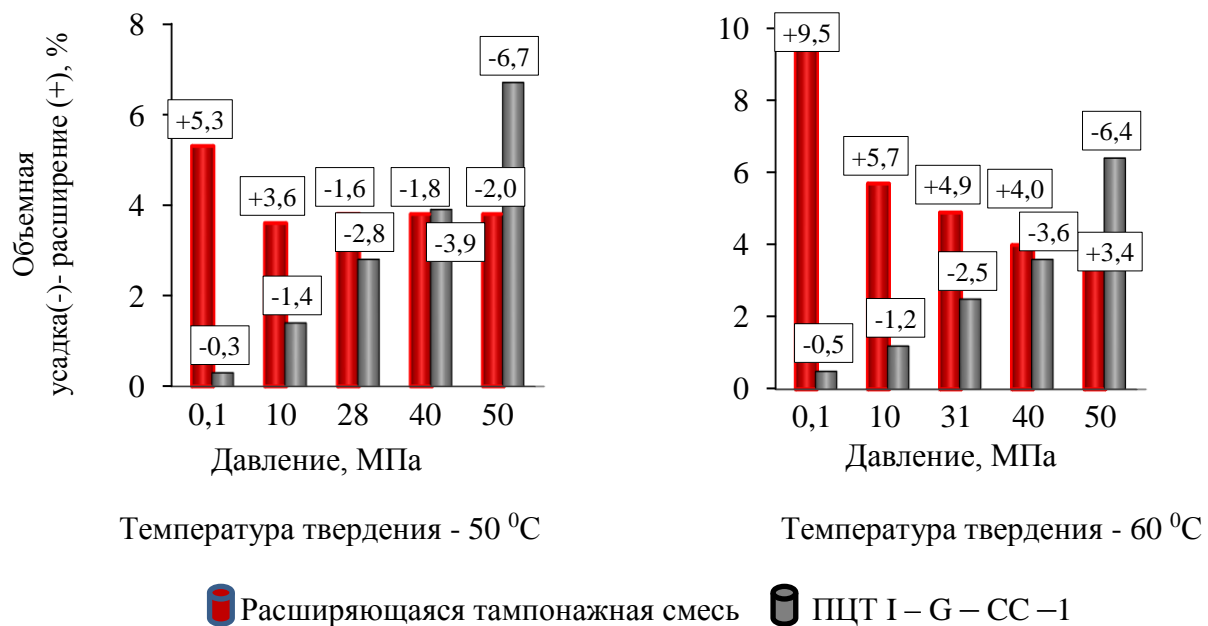


Рисунок 9 – Зависимости объемной усадки и расширения тампонажных камней от давлений и температур.

При температуре 50 °С и давлении 0,1 МПа расширяющийся тампонажный камень имеет объемное расширение 5,3 %, а при давлении свыше 28 МПа – объемную усадку. На величину объемной усадки расширяющегося тампонажного камня при температуре 50 °С и давлении 50 МПа существенное влияние оказала величина его объемного расширения, которая составила 5,3 %. При температуре 60 °С и давлении 0,1 МПа расширяющийся тампонажный камень имеет объемное расширение 9,5 %, а при повышении давления объемное расширение фактически уменьшилось в 2 – 2,5 раза.

Поэтому при использовании высокоминерализованных жидкостей затворения в условиях соленосных отложений рекомендуется применять

тампонажные растворы, образующие при твердении камни с большой (5 % более) величиной объемного расширения.

Важно отметить, что большая величина объемного расширения мелкопоризованных тампонажных камней возникает в периоды 1 – 2 суток, т.е. в периоды, когда камни достаточно эластичны. В последующие сроки твердения объемное расширение тампонажных камней должно быть предотвращено.

Мелкопоризованные тампонажные камни с большим объемным расширением в ограниченных заколонных и межколонных пространствах создают напряженные контакты с колоннами и стенками скважин, образуя монолиты. Образование монолитов приводит к устранению газонефтеводорапопроницаемости контактных зон с колоннами и со всеми горными породами на стенках скважин, а тем самым к предотвращению негерметичностей заколонных и межколонных пространств при опрессовках, и, как следствие, заколонных перетоков, межколонных давлений и заколонных проявлений флюидов.

Третья глава посвящена разработке и внедрению новой технологии первичного цементирования обсадных колонн с использованием эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной смесей в условиях АНПД, низких и высоких температур.

Сущность разработанной технологии состоит в следующем:

1. Базовые (на изливе из воронки гидравлической в цементную емкость) плотности гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного (не выше 1540 кг/м^3), облегченного (не выше 1650 кг/м^3) и нормальной плотности (не ниже 1760 кг/м^3) тампонажных растворов, приготавливаемых с использованием пресной и слабосоленой жидкостей затворения, последовательно нагнетаются в ёмкости осреднительные, где непрерывно перемешиваются с разной интенсивностью в течение всего времени приготовления.

2. В зависимости от изменения водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания в емкости осреднительной образуются седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный, облегченный и нормальной плотности тампонажные растворы, плотности которых понижаются до $1600 - 1320 \text{ кг/м}^3$ и ниже, без применения дополнительного оборудования – компрессоров высокого давления либо азотных установок.

3. Последовательно нагнетаемые в цементируемые колонны, приготовленные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный, облегченный и нормальной плотности тампонажные растворы сжимаются практически до базовых плотностей, а при продавке в заколонные пространства

распределяются естественным путем в соответствии с давлением сверху составного столба растворов.

4. В нижней части заколонных пространств плотности гидрогелевых мелкопоризованных растворов будут повышаться и приближаться к базовым, а в верхней части – понижаться и приближаться к плотностям в емкости осреднительной.

5. Гидродинамические и гидростатические давления составных столбов гидрогелевых мелкопоризованных растворов разной плотности на пористые и трещиноватые породы значительно понижаются, что предотвращает их гидроразрыв даже при больших расходах в заколонных пространствах при продавках.

При практической реализации новой технологии регулирование плотностей гидрогелевых мелкопоризованных растворов в широких диапазонах может быть осуществлено с использованием следующих технологических устройств:

- воронок гидравлических низкого либо высокого давлений нагнетания жидкостей затворения;
- быстроходных вращателей – перемешивателей в емкостях осреднительных;
- рециркуляционных центробежных насосов в емкостях осреднительных.

Для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств всех колонн рекомендуется от 4 до 10 т эрозионной буферной смеси, образующей при гидратации пресные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы. Главной задачей применения больших объемов гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов является предотвращение поглощений их при продавках, максимально достижимое удаление в заколонных пространствах зацементированного бурового раствора, разнообразного шлама, рыхлой части фильтрационных корок и пленок буровых растворов на колоннах и замена их корками и пленками гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов.

Таким образом, предлагаемая новая технология первичного цементирования всех обсадных колонн позволит исключить гидроразрывы пород при продавках с большими расходами, обеспечить подъем гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажных растворов до устья либо на требуемую высоту и существенно повысить термическое сопротивление мелкопоризованных камней с высокой степенью поризации в заколонных и межколонных пространствах.

Новая технология апробирована на ряде месторождений РФ.

При проведении опытно – промышленных работ эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси использовались при первичном цементировании эксплуатационной колонны диаметром 168 мм на площади

Новомихайловской Оренбургской области. В связи с возникновением поглощений, а нередко катастрофических, в верхних интервалах площадей Оренбургской области промежуточные и эксплуатационные колонны по базовой технологии цементируются в две ступени с разрывом во времени.

По новой технологии эксплуатационная колонна была зацементирована в один прием при статической температуре 52°C последовательным использованием составного столба гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора плотностью 1420 кг/м^3 и гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии базовой плотности 1650 кг/м^3 .

При низкой интенсивности перемешивания в емкости осреднительной плотность гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора понизилась до 1510 кг/м^3 .

Результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны диаметром 168 мм представлены на рисунке 10.

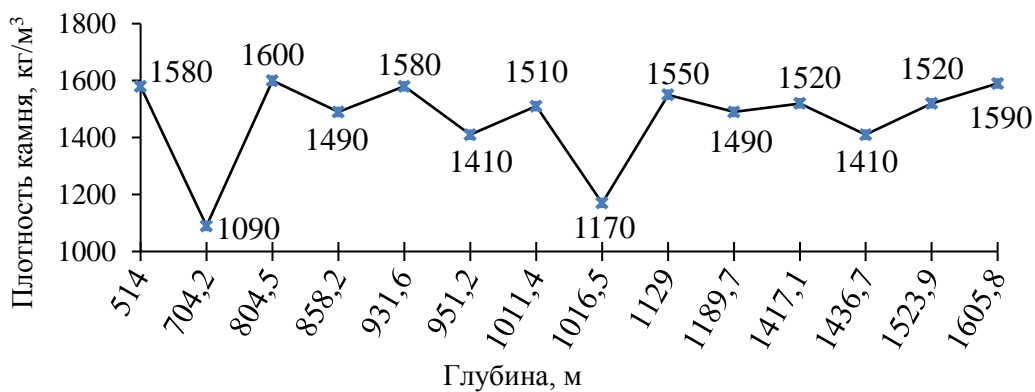


Рисунок 10 – Плотности мелкопоризованного тампонажного камня в заколонном пространстве скважины

Анализ данных СГДТ показал, что плотности мелкопоризованных камней варьируют по интервалам глубины, но повсеместно не достигают базовой плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора. Можно предположить, что аномально низкие плотности тампонажных камней приурочены к водопроявляющим пластам пород. Выше и ниже водопроявляющих пластов расположены камни повышенной плотности и с большой величиной объемного расширения, что исключает возникновение заколонных перетоков.

Новые эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси последовательно использованы при первичном цементировании шести эксплуатационных колонн на Харьягинском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ – Коми», одной эксплуатационной и двух промежуточных колонн на площадях «ЛУКОЙЛ – Пермь».

При проведении опытно – промышленных работ на всех вышеуказанных площадях обеспечен подъём гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов до устья.

В таблице 6 приведены результаты акустической цементометрии эксплуатационной колонны диаметром 168 мм в скв. № 5153 Харьягинского месторождения.

Таблица 6 – Результаты АКЦ

интервалы глубины пласта, м			контакт тампонажного камня с	
кровля	подошва	мощность	колонной	породой
750,0	759,4	9,4	сплошной	сплошной
759,4	767,1	7,7	сплошной	сплошной
767,1	842,4	75,3	частичный	частичный
842,4	854,4	12,0	сплошной	сплошной
854,4	889,1	34,7	частичный	частичный
889,1	1020,9	131,8	сплошной	сплошной
1020,9	1027,7	6,8	частичный	частичный
1027,7	1727,1	699,4	сплошной	сплошной
1727,1	1740,2	13,1	ЧАСТИЧНЫЙ	ЧАСТИЧНЫЙ
1740,2	1743,2	3,0	ОТСУТСТВУЕТ	НЕОПРЕДЕЛЕННЫЙ
1743,2	1748,9	5,7	сплошной	сплошной
1748,9	1753,5	4,6	частичный	частичный

Результаты акустической цементометрии свидетельствуют, что контакт мелкопоризованного расширяющегося камня с эксплуатационной колонной и горной породой распределился следующим образом: сплошной – 86,3 %; частичный – 13,4 %; отсутствие контакта с эксплуатационной колонной и неопределенный контакт с горной породой – 0,3 %.

В интервале 1727,1 – 1743,2 м (16,1 м) расположен продуктивный пласт с высоким пластовым давлением, который, при гидростатическом давлении столба мелкопоризованного тампонажного раствора, осуществил внедрение пластового флюида – нефти в заколонное пространство.

Высокое давление в продуктивном пласте мощностью 16,1 м привело к уплотнению мелкопоризованного расширяющегося тампонажного раствора - камня в интервалах, расположенных выше 1027,7 – 1727,1 м (699,4 м) и ниже 1743,2 – 1748,9 м (5,7 м), что обеспечило повышение их плотностей, прочностей и возникновение напряженного сплошного контакта с эксплуатационной колонной и горной породой.

В этой связи, продуктивный пласт с высоким давлением оказался надежно изолирован сверху и снизу газоводонефтепроницаемыми камнями с большой величиной объемного расширения, обеспечившими напряженный сплошной

контакт как с эксплуатационной колонной, так и со всеми горными породами в заколонном пространстве.

В настоящее время считается, чем большее процентное содержание сплошного и частичного контактов камней разной плотности с цементируемыми колоннами, тем выше качество первичного цементирования. Однако данное утверждение является заблуждением, поскольку качество первичного цементирования зависит прежде всего от контактов составного столба тампонажных камней разной плотности с колоннами (цементируемой и предыдущей) в межколонном пространстве и породами в заколонном пространстве. Только при наличии напряженных контактов составного столба тампонажных камней разной плотности с колоннами и породами можно с высокой вероятностью утверждать, что качество первичного цементирования хорошее.

Новые смеси последовательно применены при первичном цементировании промежуточной колонны диаметром 245 мм на площади Забродовской ООО «ЛУКОЙЛ – Пермь».

Данные акустической цементометрии свидетельствуют, что в интервале 10,1 – 107 м межколонного пространства частичный контакт с промежуточной колонной перемежается со сплошным, а контакт с кондуктором сплошной. В интервале 107 – 356,2 м заколонного пространства сплошной контакт с промежуточной колонной перемежается с частичным, а контакт с породой 100 % сплошной.

Разработанные смеси последовательно использованы при первичном цементировании хвостовиков диаметром 102 мм с горизонтальным окончанием в скв. № 570 Тайлаковской площади при статической температуре до 75 °С и в скв. № 25568 – 2 Самотлорского месторождения при статической температуре до 50 °С.

Данные акустической цементометрии в заколонном пространстве скв. № 570 Тайлаковской площади следующие: сплошной контакт с колонной – 94 %; частичный контакт с колонной – 6 %; сплошной контакт с породой – 95 %; частичный контакт с породой – 5 %.

Данные акустической цементометрии в заколонном пространстве скв. № 25568 - 2 Самотлорского месторождения следующие: сплошной контакт с колонной – 52,4 %; частичный контакт с колонной – 47,6 %; сплошной контакт с породой – 100 %.

Результаты акустической цементометрии вышеуказанных хвостовиков показывают, что последовательное использование гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов, образующих в процессе твердения камни с большой величиной объемного

расширения, позволяет успешно цементировать горизонтальные скважины с высоким качеством.

Таким образом, повышение качества первичного цементирования обсадных колонн в условиях АНПД, низких и высоких температур может быть обеспечено за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств с использованием гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора к последующему замещению гидрогелевыми мелкопоризованными облегченным и нормальной плотности расширяющимися тампонажными растворами и создания напряженного контакта камней с большой (5 % и более) величиной объёмного расширения со всеми колоннами и породами.

Четвертая глава посвящена разработке рекомендаций по совершенствованию технологий первичного цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях с использованием новых эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей.

В данной главе даны практические рекомендации по применению новых эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей на примере месторождений: Баяндыское, Бованенковское НГКМ, Астраханское ГКМ, Чаяндинское НГКМ. Показано, что последовательное применение новых смесей, позволяющих исключить возникновение разнообразных осложнений, представит реальную возможность существенного повышения качества первичного цементирования всех обсадных колонн на площадях, в разрезе которых присутствуют толщи различных по химическому составу солей, пласты с аномальными давлениями, склонные к гидроразрыву и поглощениям, ММП, а также породы, содержащие агрессивные флюиды и газы.

Пятая глава посвящена разработке нормативно – технической документации, выпуску, испытанию и внедрению опытно – промышленных партий эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей и технологий первичного цементирования обсадных колонн при строительстве скважин на месторождениях ТЭК России.

Составлены технические условия на смеси и организовано их заводское производство согласно утвержденному ТУ 5739 – 002 – 14142287 – 2011, выпущены опытно – промышленные партии. Для выпуска опытных партий использовались керамзитовые заводы и цеха сухих смесей. В качестве основных сырьевых компонентов использовались глинистая и известковая породы Тверской, Оренбургской и Калужской областей. По результатам исследований эрозионные буферные и расширяющиеся тампонажные смеси рекомендованы для первичного цементирования скважин и осуществлено их практическое применение при цементировании 34 обсадных колонн на разных площадях нефтяных месторождений РФ.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Разработаны и внедрены в производство новые эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси, применение которых позволяет реализовать на практике новую технологию, обеспечивающую повышение качества первичного цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях. Новизна ряда технических решений подтверждается патентами РФ №№ 2192539, 2204694, 2380392, 2369722, 2324721, 2401292, 2550116, 113299, 134851.

2. Показано, что основными компонентами новых эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей являются гидрофобные порошки – продукты термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в разных соотношениях – и воздухововлекающие компоненты.

3. Установлено, что эрозионная буферная смесь, получаемая при смешивании гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 80 – 20 %, воздухововлекающего компонента и необходимых химических реагентов, образует, с использованием пресных и слабосоленых жидкостей затворения, гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой плотностью при перемешивании, обладающий высокой моющей и выносной способностями.

4. Показано, что при смешивании гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 60 – 40 % – и воздухововлекающего компонента образуется термостойкая пластифицирующе – расширяющая добавка (ТПРД). При смешивании ТПРД с дозировками 20 – 25 %, бездобавочных портландцементов и необходимых химических реагентов, образуются расширяющиеся тампонажные смеси, при гидратации которых возникают гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы разной плотности, а при твердении – камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

5. Показано, что плотности гидрогелевых мелкопоризованных расширяющихся тампонажных растворов регулируются путем изменения водосмесового отношения и интенсивности перемешивания в емкости осреднительной.

6. Экспериментально доказано, что объемное расширение гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней возникает в период их схватывания и полностью завершается за 1 – 2 суток. В последующие сроки твердения образовавшиеся камни с большой величиной объемного расширения уплотняются и создают напряженные контакты со всеми породами и колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

7. Теоретически обосновано и экспериментально доказано, что электролиты NaCl, CaCl₂ и реагенты – полимеры при повышенных дозировках в гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворах разной плотности понижают степень поризации последних и понижают либо устраняют объемное расширение камней.

8. Экспериментально доказано, что на понижение величины объемного расширения мелкопоризованных тампонажных камней большое влияние оказывают жидкости затворения, давления и температуры.

9. Разработана и апробирована на практике технология первичного цементирования скважин с применением эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной смесей, которые при изменении интенсивности перемешивания, степени минерализации жидкостей затворения и водосмесевого отношения образуют гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный, облегченный и нормальной плотности тампонажные растворы, а в процессе твердения термо – коррозионно – стойкие камни с большой величиной объемного расширения. Данная технология внедрена на нефтяных месторождениях РФ при первичном цементировании 34 обсадных колонн.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

Статьи в ведущих журналах, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий, утвержденный ВАК Минобрнауки России и входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования:

1. Самсоненко, А.В. Новый порошкообразный буферный материал для повышения качества подготовки стволов скважин к цементированию / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 3. – С. 30 – 34.

2. Самсоненко, А.В. Требования к качеству тампонажных материалов для разных условий применения/ А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 37 – 39.

3. Самсоненко, А.В. Новые тампонажные материалы для использования в условиях нормальных и умеренных температур / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 42 – 47.

4. Самсоненко, А.В. Результаты применения новой технологии цементирования эксплуатационной колонны в условиях низкопроницаемых пород призабойной зоны и продуктивного пласта / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 32 – 36.

5. Перейма, А.А. Применение безусадочных тампонажных материалов для повышения качества крепления скважин / А.А. Перейма, Н.М. Дубов, С.А. Бражников, Н.В. Самсоненко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 5. – С. 41 – 46.

6. Самсоненко, А.В. Результаты применения седиментационно-устойчивых тампонажных материалов в практике цементирования / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 29 – 32.

7. Самсоненко, А.В. О повышении качества цементирования нефтяных и газовых скважин / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 36 – 39.

8. Самсоненко, А.В. Результаты исследования коррозионной устойчивости тампонажного камня в агрессивных средах / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 1. – С. 41 – 43.

9. Самсоненко, И.В. Новые порошкообразные материалы для приготовления буровых растворов / И.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 1. – С. 24 – 27.

10. Самсоненко, А.В. Пути повышения качества заканчивания скважин в условиях сложно построенных залежей с низкопроницаемыми коллекторами / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко, [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 1. – С. 27 – 32.

11. Самсоненко, Н.В. Влияние водоотдачи буферного и тампонажного растворов на качество цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, А.В. Самсоненко, [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 2. – С. 26 – 30.

12. Самсоненко, А.В. Новый порошкообразный расширяющийся тампонажный материал для низких температур / А.В. Самсоненко, С.Л.Симонянц, Н.В. Самсоненко, [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 2. – С. 35 – 38.

13. Самсоненко, А.В. Опыт применения новых материалов и инновационной технологии цементирования эксплуатационной колонны 168 мм на Харьягинском месторождении / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко, [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 5. – С. 31 – 34.

14. Самсоненко, А.В. Новые материалы и инновационная технология крепления скважин на Астраханском ГКМ / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 4. – С. 31 – 36.

15. Самсоненко, А.В. Мероприятия по предупреждению осложнений при цементировании обсадных колонн / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 1. – С. 15 – 20.

16. Самсоненко, А.В. Пути повышения качества крепления обсадных колонн в районах распространения многолетнемерзлых пород / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 2. – С. 36 – 43.

17. Самсоненко, А.В. Причины возникновения и пути предотвращения заколонных перетоков и межколонных давлений при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 15 – 19.

18. Самсоненко, А.В. Материалы и технологии для предотвращения и ликвидации поглощений при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 4. – С. 9 – 15.

19. Самсоненко, А.В. Материалы и технология цементирования обсадных колонн в соленосных отложениях / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 8. – С. 42 – 46.

20. Самсоненко, А.В. Новые материалы и инновационная технология крепления скважин в условиях Крайнего Севера / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 40 – 47.

21. Самсоненко, А.В. Результаты цементирования эксплуатационных обсадных колонн в условиях низких пластовых давлений и разных температур / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 1. – С. 3 – 7.

22. Самсоненко, А.В. Инновационные технологии для повышения качества цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 42 – 47.

23. Самсоненко, Н.В. Инновационные порошкообразные смеси и технологии их применения для качественного цементирования обсадных колонн при наличии многолетнемерзлых пород и низких температур / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, А.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 4. – С. 41 – 46.

24. Самсоненко, А.В. Механизмы возникновения и технологии устранения осложнений процесса цементирования обсадных колонн / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 35 – 42.

25. Самсоненко, Н.В. Комплекс высокотехнологичного высокопроизводительного оборудования для цементирования обсадных колонн /

Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, А.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2017. – № 1. – С. 14 – 20.

26. Самсоненко, Н.В. О влиянии объемных изменений тампонажных растворов – камней на качество первичного цементирования обсадных колонн в скважинах / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, А.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 4. – С. 19 – 24.

27. Самсоненко, Н.В. Повышение качества цементирования обсадных колонн в добывающих скважинах Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка / Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 10. – С. 18 – 25.

28. Самсоненко, Н.В. Инновационные порошкообразные смеси и технологии цементирования обсадных колонн в скважинах Тевлинско – Русскинского месторождения / Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2018. – № 1. – С. 42 – 48.

29. Самсоненко, Н.В. Современные известные и новые тампонажные смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах разного назначения / Н.В. Самсоненко // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 3. – С. 24 – 29.

30. Самсоненко, Н.В. Известные и новые тампонажные смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах подземных гелиехранилищ / Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 11. – С. 34 – 39.

31. Самсоненко, Н.В. Результаты сравнения известных и новых тампонажных смесей и технологий первичного цементирования обсадных колонн / Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2018. – № 4. – С. 20 – 26.

32. Самсоненко, Н.В. Разработка и внедрение в производство порошкообразных смесей и технологий первичного цементирования скважин / Н.В. Самсоненко // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 2. – С. 24 – 29.

33. Самсоненко, Н.В. Рекомендации по применению новых смесей и технологий для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах Астраханского ГКМ / Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 4. – С. 49 – 55.

34. Самсоненко, Н.В. Новый высокотехнологичный комплекс оборудования для цементирования скважин / Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 7. – С. 36 – 42.

35. Самсоненко, Н.В. Новые смеси и технологии для цементирования нефтегазовых скважин / Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 1. – С. 42 – 48.

36. Самсоненко, Н.В. Проблемы цементирования обсадных колонн при строительстве нефтегазовых скважин / Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 2. – С. 20 – 25.

37. Самсоненко, Н.В. Рекомендуемые к применению новые смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах

Баяндыского месторождения / Н.В. Самсоненко // Инженер – нефтяник. – 2020. – № 1. – С. 30 – 36.

38. Самсоненко, Н.В. Анализ и предложения по повышению качества цементирования скважин на Штокмановском ГКМ на примере разведочной скважины № 7 / Н.В. Самсоненко // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2020. – № 3(45).– С. 40 – 46.

Патенты на изобретения:

39. Патент 2192539 РФ, МПК С09К 8/473, Е21В33/138. Расширяющийся тампонажный материал пониженной плотности: № 2001115563/03: заявл. 08.06.2001: опубл. 10.11.2002 / Кривобородов Ю.Р., Самсоненко Н.В., [и др.]. – Бюл. № 31.

40. Патент 2204694 РФ, МПК С09К 8/467, Е21В 33/138. Тампонажный состав: № 2001123961/03: заявл. 30.08.2001: опубл. 20.05.2003. / Кривобородов Ю.Р., Самсоненко Н.В., [и др.]. – Бюл. № 14.

41. Патент 2324721 РФ, МПК С09К 8/40. Сухая смесь для буферного раствора: № 2006125984/03: заявл. 19.07.2006: опубл. 20.05.2008 / Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Самсоненко В.И., [и др.]. – Бюл. № 14.

42. Патент 2369722 РФ, МПК Е21В 33/138, С09К 8/467, С09К 8/40. Способ цементирования скважин: № 2007139991/03: заявл. 30.10.2007: опубл. 10.10.2009 / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В., Самсоненко И.В., [и др.]. – Бюл. № 28.

43. Патент 2380392 РФ, МПК С09К 8/467. Расширяющийся тампонажный материал: № 2007140579/03: заявл. 02.11.2007: опубл. 27.01.2010 / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В. Самсоненко И.В., [и др.]. – Бюл. № 3.

44. Патент 2401292 РФ, МПК С09К 8/467. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора: № 2006125985/03: заявл. 19.07.2006: опубл. 10.10.2010 / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В., Самсоненко И.В., [и др.]. – Бюл. № 28.

45. Патент 134851 РФ, МПК В28С 5/38, Е21В 33/00. Комплекс оборудования для цементирования скважин: № 2013117177/03: заявл. 16.04.2013: опубл. 27.11.2013 / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В. Самсоненко И.В., [и др.]. – Бюл. № 33.

46. Патент 2550116 РФ, МПК Е21В 33/138, С09К 8/467. Способ устранения заколонных перетоков и межколонных давлений в нефтяных и газовых скважинах: № 2014120857/03: заявл. 23.05.2014: опубл. 10.05.2015 / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В., Самсоненко И.В., [и др.]. – Бюл. № 13.

47. Патент 113299 РФ, МПК Е21В 33/138, С09К 8/467. Комплекс оборудования для цементирования скважин: № 2014120857/03: заявл. 23.05.2014: опубл. 10.05.2015 / Самсоненко Н.В., Самсоненко А.В., Самсоненко И.В., [и др.]. – Бюл. № 4.

Прочие публикации:

48. Самсоненко, Н.В. Тампонажный цемент с применением сульфоалюминатной добавки / Н.В. Самсоненко, Ю.Р. Кривобородов // Развитие теории и технологии в области силикатных и гипсовых материалов. Сборник материалов академических чтений и третьей традиционной научно – практической

конференции молодых ученых, аспирантов и докторантов // Строительство-формирование среды жизнедеятельности, – М. – 2000. – С. 76 – 77.

49. Самсоненко, Н.В. Специальные тампонажные цементы / Н.В. Самсоненко, Ю.Р. Кривобородов // Успехи в химии и химической технологии, – М. – 2000. – выпуск XIV. –4.2. – С. 77.

50. Самсоненко, Н.В. Состав и свойства тампонажного цемента с регулируемой плотностью / Н.В. Самсоненко // Сборник докладов ВНТК РГУНГ им. И.М. Губкина, М. – 2000. – С. 31 – 33.

51. Кривобородов, Ю.Р. Влияние воздухововлекающих добавок на свойства тампонажных цементов / Ю.Р. Кривобородов, Н.В. Самсоненко // Техника и технология силикатов. Международный журнал по вяжущим, керамике, стеклу и эмалям, – М. – 2002. – № 3 – 4. – С. 21 – 28.

52. Кривобородов, Ю.Р. Облегченные тампонажные цементы/ Ю.Р. Кривобородов, Н.В. Самсоненко, А.Н. Долгополов // НЦ Газпром. – 2005. – № 1. – С.18 – 27.

53. Эльдарханов, А.С. Разработка комплексной инновационной технологии заканчивания нефтегазовых скважин / А.С. Эльдарханов, Н.В. Самсоненко, В.О. Абрамов // Материалы Международной научно – практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. – 2016. Том. – С. 117 – 120.

54. Самсоненко, Н.В. Инновационные порошкообразные смеси и технологии цементирования обсадных колонн в скважинах Восточно – Мессояхского месторождения / Н.В. С.Л. Самсоненко, Симонянц // Булатовские чтения: материалы I Международной научно – практической конференции. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3. – 2017. – С. 244 – 251.

55. Самсоненко, Н.В. Инновационные порошкообразные смеси заводского изготовления и технологии их применения для цементирования обсадных колонн в скважинах разного назначения / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 8 – 13.

56. Самсоненко, Н.В. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц // Монография – М: МАКС Пресс, – 2018, – С. 296.

57. Самсоненко, Н.В. Проблемы крепления скважин и пути их решения/ Н.В. Самсоненко, А.С. Эльдарханов // Материалы Международной научно – практической конференции в рамках Татарстанского Нефтегазохимического Форума. – 2020, – С. 481 – 484.

58. Самсоненко, Н.В. Пути повышения качества крепления скважин/ Н.В. Самсоненко // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно – практической конференции. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3. – 2020, – С. 331 – 335.

Подписано к печати «28» марта 2022 г.

Заказ № 4967

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд. л, ф – т 60 х 84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский район,
пос. Развилка, пр – д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»