

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НАУЧНО –
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ – ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»

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

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант
д. т. н., проф. С.Л.Симонянц

Москва – 2022

Оглавление

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И РАЗРАБОТКА ЭРОЗИОННОЙ БУФЕРНОЙ СМЕСИ С ВОЗДУХОВОВЛЕКАЮЩИМ КОМПОНЕНТОМ	13
1.1. Обзор, анализ и обобщение применяемых буферных жидкостей.....	14
1.2. Разработка и исследование компонентного состава эрозионной новой буферной смеси	21
1.3. Выводы по главе 1	45
2.ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ	48
2.1 Обзор и анализ применяемых тампонажных портландцементов.....	48
2.2 Обзор и анализ применяемых тампонажных смесей.....	61
2.3 Обзор и анализ применяемых технологий первичного цементирования обсадных колонн.....	68
2.4. Смесей и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах на месторождениях ПАО "Татнефть" и ОАО «ГНК–ВР».....	76
2.5 Разработка и исследование компонентных составов расширяющихся тампонажных смесей.....	94
2.6 Выводы по главе 2.....	130
3. РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В УСЛОВИЯХ АНПД, НИЗКИХ И ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР.....	133
3.1 Смесей и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах на площадях ПАО «ЛУКОЙЛ».....	135

3.2 Смеси и технология первичного цементирования эксплуатационной колонны в скважине Узунской площади ОАО "Славнефть – Мегионнефтегаз"	142
3.3 Смеси и технология первичного цементирования хвостовиков диаметром 102 мм на площадях ООО «Мегион – Сервис».....	146
3.4 Выводы по главе 3.....	149
4. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В РАЗНЫХ ГОРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ ЭРОЗИОННОЙ БУФЕРНОЙ И РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ.....	151
4.1 Смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах Баяндыского месторождения.....	152
4.2 Смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в условиях Крайнего Севера при наличии ММП и низких температур.....	174
4.3 Усовершенствование технологий первичного цементирования всех обсадных колонн при наличии соленосных отложений, АВПД и высоких температур.....	182
4.4 Смеси технологии первичного цементирования обсадных колонн при наличии поглощающих пород и низких температур в скважинах Чайядинского НГКМ	215
4.5 Выводы по главе 4.....	231
5. РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО – ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ВЫПУСК, ИСПЫТАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННЫХ ПАРТИЙ СМЕСЕЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЭК РОССИИ.....	235
ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.....	251
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	254

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	256
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	283
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Технические условия (титульный лист)	284
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Санитарно – эпидемиологическое заключение	285
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Технический акт о проведении работ по цементированию эксплуатационной колонны 168 мм в скважине № 5153 Харьягинского месторождения	287
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Технический акт о проведении работ по цементированию эксплуатационной колонны 168 мм в скважине № 5148 Харьягинского месторождения	288
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Заключение о цементировании эксплуатационной колонны 168 мм в скважине № 129 Маговской площади	289
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 Заключение о цементировании колонны в скважине № 570 Тайлаковской площади.....	291
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 Акт на цементирование эксплуатационной колонны на скважине № 2847 Мельниковского месторождения.....	292
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 Акт на цементирование эксплуатационной колонны 168 мм в скважине № 5619 Черемуховского месторождения	293

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АВПД – аномально высокие пластовые давления

АГКМ – Астраханское газоконденсатное месторождение

АНПД – аномально низкие пластовые давления

В/С – водосмесевое отношение

ВПК - полимерное вещество, используется в роли флокулянта и коагулянта

КМК – карбосиметилированный крахмал

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза

МБП – механическая смесь суперпластификатора С-3, ускорителя твердения поливинилхлорида (ПВХ) и базальтового концентрата;

ММП – многолетнемерзлые породы

МСЦ – муфта ступенчатого цементирования

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ОЭЦ – добавка на основе модифицированных эфиров целлюлозы

ПАВ – поверхностно – активное вещество

ПВС – поливиниловый спирт

п. п. п. – потери при прокаливании

ПЦ – портландцемент

ПЦТ-I-G-CC-1 – портландцемент тампонажный бездобавочный высокой сульфатостойкости

РИР – ремонтно – изоляционные работы

СУБМ – седиментационно – устойчивый буферный материал

СУТМ – седиментационно – устойчивый тампонажный материал

ТПРД – термостойкая пластифицирующе – расширяющая добавка

ТПФН – технический триполифосфат натрия

УСЦ – устройство ступенчатого цементирования

ЦБС – цементно – бентонитовая смесь

ЦТРО АРМ – цемент тампонажный расширяющийся облегченный с армирующими добавками

ЦТРС АРМ – цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный с армирующими добавками

ВВЕДЕНИЕ

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, X.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 новой эрозионной буферной и расширяющейся 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 портландцементом 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 коррозионностойкие 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 коррозионностойкой 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 газоводопроницаемости 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 водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания, гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности растворы, а в процессе твердения тампонажные камни с большим объемным расширением, рекомендуются 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 применения.

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 портландцементом, позволяющий 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 – коррозионностойких 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 промышленных 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.

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.

1. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И РАЗРАБОТКА ЭРОЗИОННОЙ БУФЕРНОЙ СМЕСИ С ВОЗДУХОВОВЛЕКАЮЩИМ КОМПОНЕНТОМ

В настоящее время, как показывает анализ литературных источников [23,35,52,53,72,149,150,213,214,216,222] по основным нефтегазодобывающим регионам России, количество скважин, особенно газовых, в которых после первичного цементирования обсадных колонн возникают разнообразные осложнения весьма велико. Например, на Заполярном НГКМ [149,150,214], при испытании межколонных пространств на герметичность, согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, на 10,6 МПа, давления испытаний за 30 мин снижаются до 4 – 5 МПа и даже до 1 МПа на всех испытанных скважинах.

На газовых месторождениях Севера Тюменской области выявлены межпластовые перетоки, межколонные давления и газопроявления на устье более чем в 50 % введенных в эксплуатацию скважин. Обнаружены пропуски газа по заколонному пространству направлений, кондукторов и других обсадных колонн. Газ проникает в заколонные пространства обсадных колонн, зацементированных с подъемом тампонажных растворов до устья, и мигрирует вверх из продуктивных пластов в проницаемые пропластки верхней части разреза скважин, образуя техногенные скопления, а при достижении устья – заколонные и межколонные газопроявления.

Большое число скважин после первичного цементирования эксплуатационных колонн осложняется, а после относительно краткосрочной эксплуатации обводняется и требует проведения весьма сложных, трудоемких и дорогостоящих РИР [1, 2, 214].

По данным [2], стоимость РИР одной скважины с применением подъемной установки для извлечения подземного оборудования, восстановления забоя и проведения водоизоляционных работ составляет в среднем от 12 до 17 млн рублей,

а общие затраты на их проведение, только по газовым скважинам, составляют более 2,5 % от общей себестоимости добычи газа.

Разнообразные осложнения процесса первичного цементирования, в т.ч. обводнение скважин как в ранние, так и в более поздние сроки эксплуатации, в значительной мере зависят от качества применяемых буферных и тампонажных материалов.

1.1 Обзор, анализ и обобщение применяемых буферных жидкостей

В практике первичного цементирования всех обсадных колонн, для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, применяются разнообразные по компонентному составу буферные жидкости, которые можно классифицировать следующим образом:

1. Легкоподвижные жидкости, а именно: техническая вода; безглинистый солевой раствор; нефть и нефтепродукты; техническая вода с добавкой различных химических реагентов; соляная кислота 5 – 15 % – ой концентрации; водные растворы сернокислого алюминия и пирофосфата натрия; растворы щелочей NaOH, Ca(OH)₂, электролитов NaCl, KCl, CaCl₂ и различных ПАВ.

2. Жидкости с вязко – упругими свойствами.

3. Материалы порошкообразные моющего типа.

4. Эрозионные жидкости.

5. Аэрированные эрозионные жидкости.

6. Комбинации водных растворов ПАВ, жидкостей с вязкоупругими свойствами и ПЦ растворов плотностью 1300 кг/м³.

Целесообразность использования в качестве буферной жидкости воды технической на практике подтверждена в работах [5–7,20–22,25,27,31,34,68,76].

Использование безглинистого солевого раствора в качестве буферной жидкости, для обеспечения понижения гидравлических сопротивлений в заколонных пространствах, считается рациональным [125,126].

В работах [5,226] предложено, в качестве буферной жидкости, использовать нефть. Однако использование нефти и нефтепродуктов значительно ухудшает

контакт тампонажного камня с обсадными колоннами и породами на стенках скважин.

В практике первичного цементирования достаточно широко применяются буферные жидкости физико – химического действия – водные растворы с добавками различных химических реагентов (Diacel FL, ССБ, ТПФН, NaCl, НТФ, НИКА – 4, ФХЛС, СМС, Детергент, CleanPow и др.) [41,76,85,124,213]. Данные буферные жидкости вступая во взаимодействие с фильтрационными корками на стенках скважин и разрушают их.

Буферными жидкостями являются HCl 5 – 15 % – ной концентрации, водные растворы $Al_2(SO_4)_3$ с дозировкой 6 – 10 %, являющиеся реагентами эффективно удаляющими фильтрационные корки буровых растворов на породах и пленки на стенках обсадных колонн, растворы щелочей NaOH, KOH, $Ca(OH)_2$, пирофосфатов натрия, электролитов NaCl, KCl, Na_2CO_3 и др., растворы с разными ПАВ (сульфанол, сульфонат, дисольван, мылонафт, изолят – А и др.) [5, 8,20,21,25,27,84,85,124–126,131,204,213].

Буферные жидкости физико – химического действия отличаются от легкоподвижных буферных жидкостей только тем, что хорошо смывают пленку буровых растворов с обсадных колонн, но менее эффективно отмывают глинистую корку со стенок скважин. Анализируемые жидкости не образуют структуру, а, следовательно, не могут эффективно выносить шлам на дневную поверхность. Кроме того, данные буферные жидкости коррозионноактивны к металлам, а, вероятно, и к образующим тампонажных камням.

В качестве буферных жидкостей рекомендуется применять вязкоупругие жидкости на водной основе с добавками высокомолекулярных водорастворимых полимеров (КМЦ, Тулоза. ОЭЦ, КМК, Натросол 250 EXP, МЦ, сульфацилл, гипан, и др.), которые значительно повышают степень вытеснения буровых растворов, за счет создания упругой поверхности раздела на контакте с тампонажными растворами [5-8,20-22,25,27,29,35,76,140,145,210,233]. Недостатками вязкоупругих буферных жидкостей являются сложность компонентных составов при их

приготовлении в условиях буровой и большие затраты времени на проведение процессов цементирования при низких скоростях восходящих потоков.

Эффективность подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами существенно повышается при последовательной продавке комбинированных буферных жидкостей.

Исследования с применением комбинированных буферных жидкостей, содержащих в своих составах ПАВ (катионат – 10 и др.) и полимеры (КМЦ, НЭСЦ и др.), также показали высокую эффективность [5,8,84,85,126,147,222,225–228]. Механизм такой комбинированной обработки сводится к тому, что существенно повышается устойчивость образованной пены. У существенному недостатку комбинированных буферных жидкостей следует отнести возможное образование устойчивой пены с неконтролируемой плотностью внутри цементируемых кондукторов и в заколонных пространствах. Кроме того, химически обработанные комбинированные буферные жидкости при смешивании с тампонажными растворами в зонах контактов ухудшают их технологические свойства и приводят к образованию камней с большой величиной объемной усадки.

Известны материалы буферные порошкообразные моющего типа (МБП - М) и структурированные (МБП – С), которые, за счет своей высокой моющей способности и повышенной глиноемкости, повышают моющую способность технической воды и водных растворов ПАВ [137,139]. Буферная смесь МБП – С позволяет приготавливать буферные растворы различной плотности. Исследования показывают, что наиболее эффективно использовать МБП – С для получения буферных растворов плотностью более 1600 кг/м^3 , поскольку при меньших значениях плотности (в случае утяжеления) вероятно седиментационное расслоение раствора.

Усовершенствованные порошкообразные буферные материалы МБП – МВ и универсальная МБП – СМ моющего типа, наиболее эффективны, т.к. не образуют загущенных пачек при смешивании буровых растворов с тампонажными.

Для приготовления буферных растворов плотностью до 1600 кг/м^3 считается целесообразным применять вытесняющие буферные растворы,

характеризующиеся изначально высокими структурно – реологическими показателями, например, растворы на основе СБП. В зависимости от плотности смеси буферные порошкообразные бывают СБП – 2, СБП – 3, СБП – 4. Все СБП представляют собой комбинацию биополимерного структурообразователя, утяжеляющей добавки и корректирующих реагентов, а приготавливаемые буферные растворы характеризуются наличием лишь тиксотропных свойств, свойственным буровым растворам. К недостаткам буферных растворов на основе СБП, можно отнести невысокую стойкость к коагулирующему действию тампонажных растворов, что требовало применения корректирующих реагентов.

Известна [59,61,62,65,68,72] аэрированная эрозионная буферная жидкость состава: 70 % ПЦ, 27 % кварцевого песка, 3 % бентонитового порошка и 0,005 % от массы трех компонентов бутоксиаэросила плотностью до аэрации 1200 – 1300 кг/м³ со степенью аэрации 20 – 40 при скорости восходящего потока 1,2 м/с. 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.

Стабилизация кварцевого песка в эрозионных буферных жидкостях достигается добавками водорастворимых реагентов – полимеров (КМЦ, сульфатцелла и др.), и портландцемента, дозировки которых подбираются с учетом скорости оседания кварцевого песка. Водопесчаная суспензия компонентного состава: 6 м³ воды технической, 2100 кг песка размером до 1 мм и 1,5 кг бутоксиаэросила позволяла вытеснить до 90 % буровых растворов из заколонных и межколонных пространств скважин.

По свидетельству автора [65,67,72,73] вышеуказанный компонентный состав водопесчаной буферной суспензии применялся при подготовке заколонных и межколонных пространств скважин к замещению тампонажными растворами на ряде месторождений Мангышлака и Западной Сибири.

Исследования автора [65,72,73], проведенные при первичном цементировании эксплуатационных колонн в скважинах ряда месторождений Западной и Восточной Сибири, показали, что при последовательной продавке в

заколонные и межколонные пространства аэрированных эрозионных буферных жидкостей и тампонажных растворов вытеснение буровых растворов приближается к 100 %.

Аэрированные эрозионные буферные жидкости [67,72,73] представляют собой коллоидно – суспензионную смесь, состоящую из воды технической, кварцевого песка, портландцемента, ПАВ и воздуха (газа). На 1 м³ воды технической вводится 500 кг кварцевого песка, 300 кг портландцемента и 5 кг анионноактивного ПАВ (сульфанола, изолята А, мылонафта и др.). Объем воздуха (газа) рассчитывается из условий забойных температур, давлений и требуемой плотности аэрированной эрозионной буферной жидкости.

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;
- использование водорастворимых реагентов – полимеров (КМЦ, сульфакелла и др.), подверженных деструкции при повышенных и высоких температурах, что может приводить к выпадению кварцевого песка в осадок;
- сложность компонентных составов буферных жидкостей при высокой вероятности удлинения сроков загустевания – схватывания тампонажных растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств;
- потребность в применении дополнительного оборудования – компрессоров высокого давления либо азотных установок при нагнетании в

цементируемые обсадные колонны и продавке составных столбов в заколонные и межколонные пространства;

- образование устойчивых пен с неконтролируемой плотностью внутри цементируемых обсадных колонн и при продавках в заколонные пространства.

В последнее время в практике цементировании обсадных колонн широкое распространение получили комбинированные буферные агенты следующего компонентного состава [5-8,85,85,93,118,124,126,133,148,151,208]:

- вода техническая и ПАВ (химическая промывка) для удаления фильтрационных корок и пленок на обсадных трубах с целью улучшения контакта с камнями – 3 м³;

- высоковязкий химбуфер (2 % – й раствор КМЦ) для вытеснения буровых растворов из заколонных и межколонных пространств – 3 м³;

- отмывочный ПЦ раствор плотностью 1300 кг/м³ для удаления из заколонных и межколонных пространств высоковязкого химбуфера – 3 м³.

В работах [5 – 8] показано, что высокое качество очистки заколонных и межколонных пространств можно достигнуть лишь при использовании больших объемов буферных жидкостей [8].

Исследования показали, что минимально необходимое время контакта любой буферной жидкости с колоннами и породами в заколонных и межколонных пространствах составляет около 10 мин, если буферные жидкости продавливаются со скоростями не менее 1 м/с [5 – 8].

Авторами [5,22,24,27,29,35,225,216] проведены исследования эффективности вытеснения буровых растворов при разных режимах движения буферных жидкостей в заколонных и межколонных пространствах скважин.

Показано, что при турбулентных режимах движения буферных жидкостей при цементировании обсадных колонн за счет увеличения времени контакта повышается степень вытеснения буровых растворов.

При ламинарном (структурном) режиме движения буферных жидкостей в заколонных и межколонных пространствах время контакта незначительно влияет

на полноту вытеснения буровых растворов. Существенное увеличение времени контакта мало сказывается на эффективности замещения буровых растворов в заколонных и межколонных пространствах.

Все известные и широко применяемые на практике буферные жидкости, наряду с достоинствами, имеют существенные недостатки, исключающие возможность качественной подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами.

Легкоподвижные буферные жидкости просты и удобны при применении, способны вытеснять до 80 % буровых растворов из заколонных и межколонных пространств, но при нагнетаниях в цементируемые обсадные колонны и продавках в заколонные пространства достаточно больших (4 – 10 м³ и более) объемов значительно разбавляют в зонах контактов как вытесняемые буровые, так и тампонажные растворы. Указанные растворы становятся седиментационно – неустойчивыми растворами с низкой плотностью и большой водоотдачей.

Особую опасность представляет значительное разбавление относительно небольших объемов утяжеленных и нормальной плотности тампонажных растворов при двухступенчатом цементировании первых ступеней обсадных колонн с разрывом во времени в условиях АВПД.

Существенное понижение плотностей разбавленных седиментационно – неустойчивых тампонажных растворов в призабойных интервалах может приводить к возникновению опасных осложнений процесса первичного цементирования.

Несомненно, известные и широко применяемые в ряде регионов РФ аэрированные эрозионные буферные жидкости наиболее эффективны, но технология их применения достаточно сложна. Использование в составах аэрированных эрозионных буферных жидкостей крупнозернистого песка может приводить к выпадению его в призабойных интервалах цементируемых обсадных колонн, а портландцементов – к образованию в зонах контактов с буровыми растворами загущенных пробок. Образование загущенных пробок в заколонных пространствах может приводить к росту гидродинамических давлений при

продавках, поглощению растворов и к возникновению других осложнений процесса первичного цементирования.

Аналогичные выводы можно сделать относительно практического применения комбинаций водных растворов ПАВ, жидкостей с вязкоупругими свойствами и портландцементных растворов плотностью 1300 кг/м³.

Известные буферные жидкости не обеспечивают совместимость с тампонажными растворами по минералогическому составу, используют в своем составе большое количество химических реагентов, негативно влияющих на свойства тампонажных растворов и параметры образующихся камней в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств.

Большой объем проведенных исследований по установлению эффективных компонентных составов буферных жидкостей свидетельствует, что проблема качественной подготовки стволов скважин окончательно не решена.

1.2 Разработка и исследование компонентного состава новой эрозионной буферной смеси

Существенное повышение качества подготовки заколонных и межколонных пространств скважин к замещению тампонажными растворами в сложных горно – геологических условиях может быть обеспечено в результате применения высокоэффективных компонентных составов эрозионных буферных смесей заводского изготовления.

Высокоэффективная эрозионная буферная смесь должна удовлетворять ряду специфических требований [158]:

- исключать значительное разбавление тампонажных растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространствах;
- обеспечивать совместимость с применяемыми буровыми и тампонажными растворами для исключения образования загущенных пачек в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств;

- обеспечивать совместимость с расширяющимися тампонажными растворами по минералогическому и гранулометрическому составам;
- использовать минимальное содержание в компонентном составе буферной смеси химических реагентов, влияющих на технологические свойства тампонажных растворов и физико – механические параметры камней;
- обладать высокой подвижностью (растекаемостью) растворов при различных динамических температурах в заколонных и межколонных пространствах;
- образовывать седиментационно – устойчивые растворы при различных водосмесевых отношениях (В/С);
- осуществлять эрозионное разрушение рыхлых частей фильтрационных корок на стенках скважин и пленок буровых растворов на поверхностях обсадных колоннах;
- иметь высокую моющую и вытесняющую способности при разных скоростях движения растворов в процессе цементирования обсадных колонн;
- физически и химически вовлекать в растворы воздух, исключать агрегирование и удаление его при интенсивных гидродинамических активациях (перемешиваниях);
- обладать относительно низкой, а эффективней регулируемой в широких диапазонах плотностью растворов при продавках с большими расходами в заколонные и межколонные пространства скважин;
- производить приствольную кольматацию пористых и трещиноватых пород в заколонных пространствах для исключения поглощений растворов при продавках с большими расходами;
- обеспечивать требуемые свойства растворов при длительном хранении буферной смеси в неблагоприятных атмосферных условиях.

Вышеуказанным важнейшим требованиям удовлетворяет разработанная и запатентованная [158] буферная смесь с воздухововлекающим компонентом, образующая при гидратации седиментационно – устойчивый гидрогелевый

мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешиваниях [169].

Для исследования использованы глинистая и известковая породы Тверской, Оренбургской и Калужской областей.

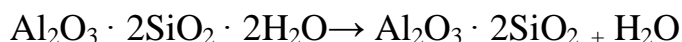
Исследуемые глинистые породы по минералогическому составу, главным образом, представлена каолинитом, а в качестве других минералов присутствуют гидрослюда, монтмориллонит, микроклин, плагиоклаз, слюда обломочная, кварц и др. Каолин вторичного типа (переотложенный) получается в итоге размыва и последующего отложения горных пород. Толщина таких залежей составляет до 20 метров.

Известковые породы по минералогическому составу, в основном, представлены карбонатом кальция, 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 1100 °С с выдержкой при заданной температуре в течение 15 минут. Время прокаливанию пород было выбрано с учетом технологических особенностей промышленных печей.

Обожженные породы подвергали рентгенофазовому анализу.

Как показал РФА в глинистой породе, обожженной при 500 °С резко уменьшается количество каолинита, который дегидратируется и переходит в метакhaoлинит по реакции:



По мере повышения температуры глинистое вещество аморфизуется, образуя новые фазы.

На рисунках 1.1 – 1.4 представлены рентгенограммы глинистой и известковой пород, обожженных при 500, 800 и 1000 °С.

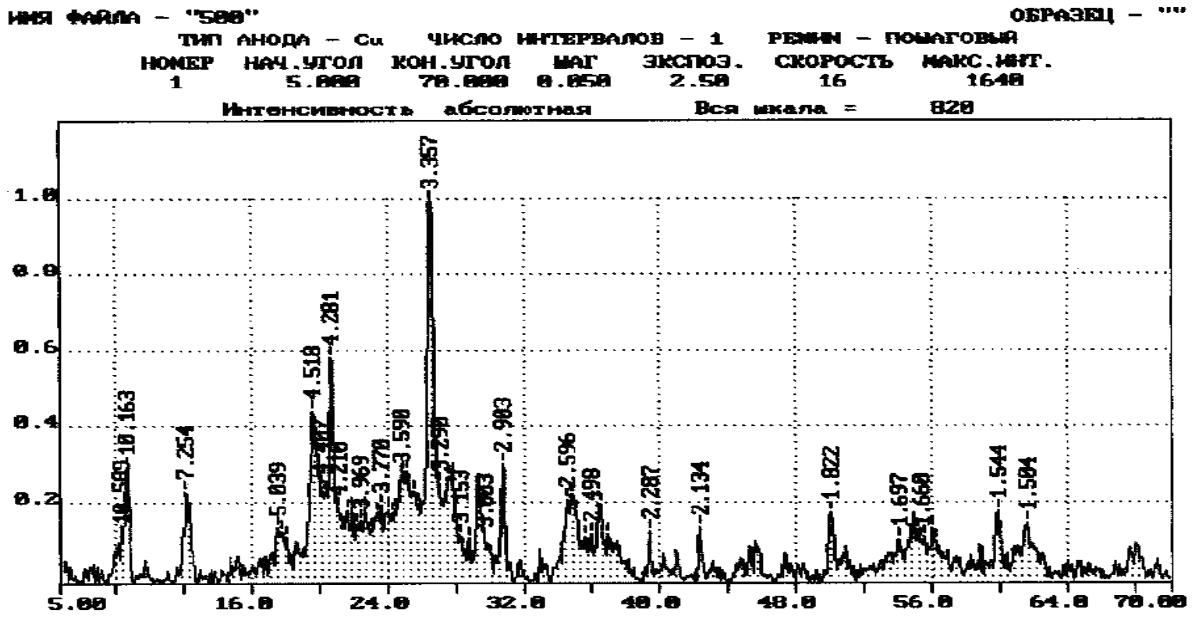


Рисунок 1.1 – Рентгенограмма глинистой породы, обожженной при 500⁰С.

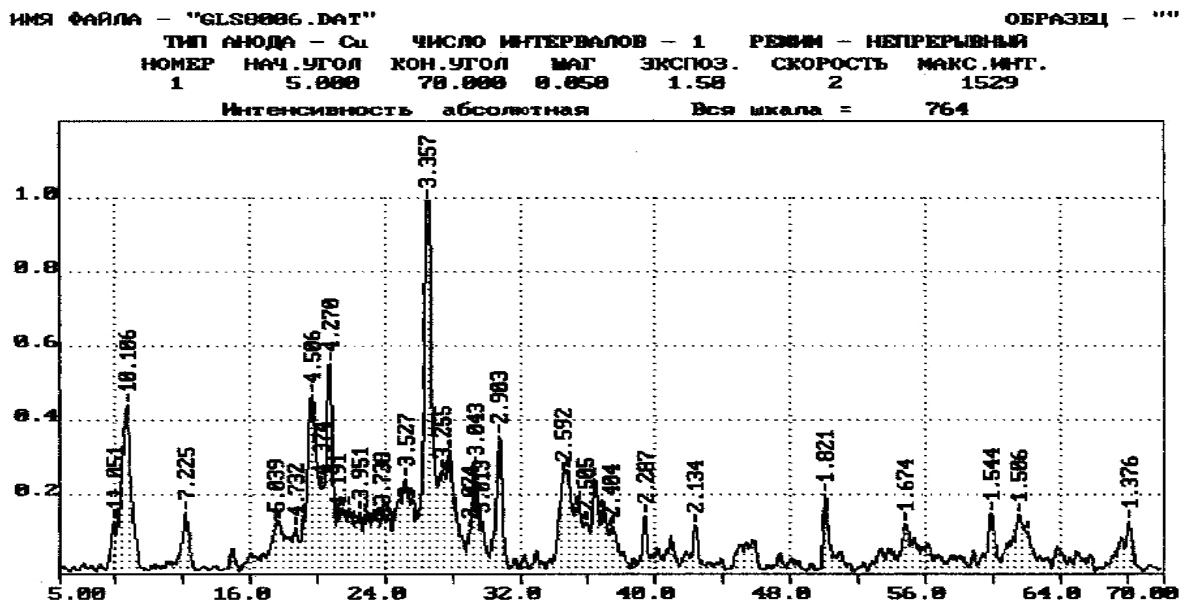


Рисунок 1.2 – Рентгенограмма глинистой породы, обожженной при 800⁰С.

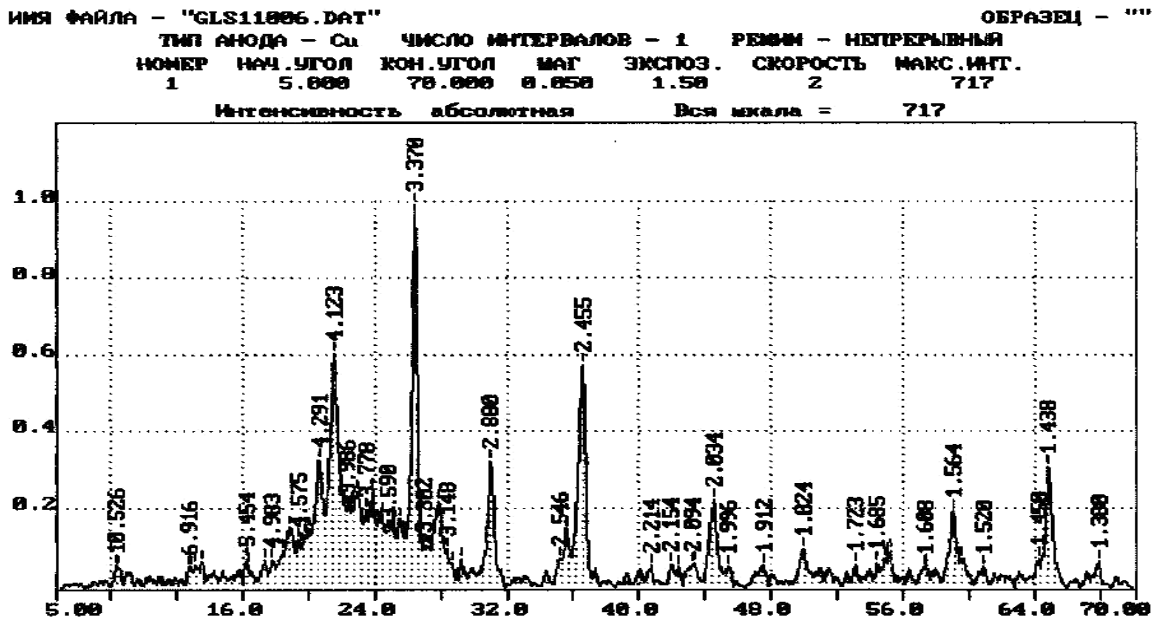


Рисунок 1.3 – Рентгенограмма глинистой породы, обожженной при 1000 °С.

При обжиге свыше 800 °С глинистые минералы теряют всю воду и быстро перекристаллизуются с образованием муллита, а аморфизированный SiO₂ в кварц. Образовавшийся CaO вступает во взаимодействие с оксидом алюминия с образованием моноалюмината кальция идентифицируемого по отражению ($d = 2,91 - 2,98 \text{ \AA}$). В обожженной при 1000 °С породе происходит взаимодействие оксидов железа с глиноземом, что приводит к образованию новых соединений, окрашивающих обожженную массу в бурый цвет.

Средний химический состав термоактивированной глинистой породы следующий (в %): SiO₂ 51,8 – 54,5; Al₂O₃ 18 – 19,1; Fe₂O₃ 7 – 10; CaO 2,37 – 2,50; MgO 0,82 – 1,8; Na₂O 0,1 – 0,4; K₂O 2,5 – 3,2; SO₃ 0,3 – 0,7; п.п.п. 6 – 7.

Аналогично термоактивации глинистой породы осуществили термоактивацию при температуре от 500 до 1100 °С известковой породы.

На рентгенограмме известковой породы, обожженной при 1000 °С, видны дифракционные линии с межплоскостным расстоянием $d = 2,40; 1,70; 2,76; 1,45 \text{ \AA}$ относящиеся к оксиду кальция рисунке 1.4.

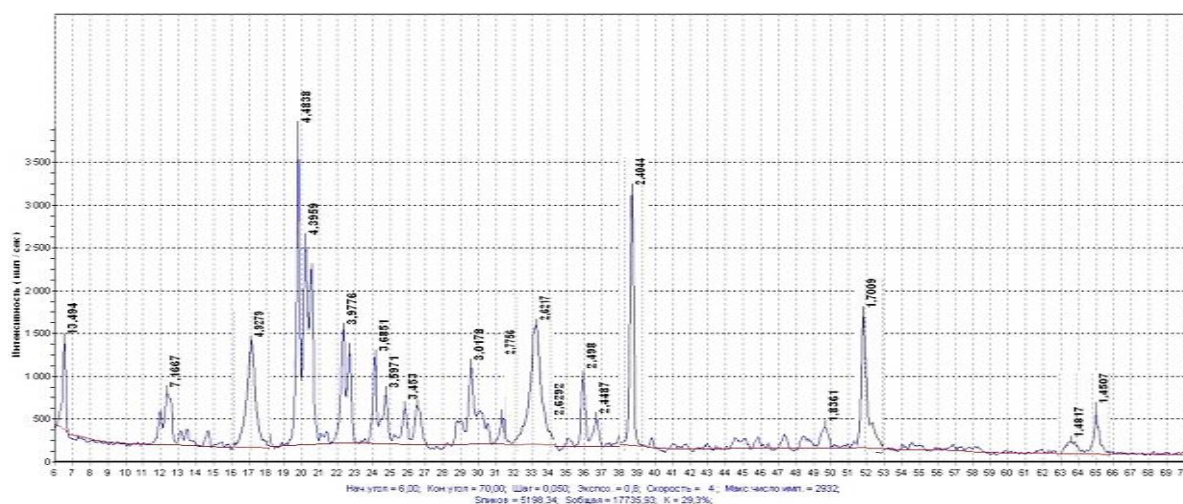


Рисунок 1.4 – Рентгенограмма известковой породы, обожженной при 1000 °С.

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.

Таким образом, в процессе обжига пород протекают сложные физико – химические процессы, способствующие формированию структуры эрозионного буферного раствора и в значительной мере определяющие его свойства.

Активность обожженных пород определяли методом поглощения извести из известкового раствора, в соответствии с ТУ 21 – 26 – 11 – 90 «Добавки активные для цементов» и ГОСТ 25094 – 82.

Взаимодействие извести с активными минеральными добавками основано на связывании кремнезема известью в присутствии воды с образованием гидросиликата кальция группы С–S–Н (I), в результате чего концентрация $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в растворе снижается.

С целью повышения гидравлической активности породы обжигали в муфельной печи при температурах 500, 800, 1000 и 1100 °С глинистые породы и при температуре 1000 °С известковую породу, а в качестве сравнения использовали минеральные добавки – трепел, зола – унос и микрокремнезем (МК).

Порядок проведения эксперимента заключается в следующем: в 2 г добавки добавляли 100 мл насыщенного раствора извести с концентрацией 1,05 – 1,15 г CaO на 1 л, содержимое взбалтывали по 2 – 3 раза в сутки. Через 2 сут отбирали 50 мл

раствора и титровали 0,05 Н раствором HCl, а в дальнейшем через каждые 10 дней в течение 100 дней. После каждого титрования в цилиндр добавляли 50 мл раствора извести. Эксперименты продолжали до тех пор, пока количество гидроксида кальция, поглощенное добавкой, не перестало меняться. Количество CaO, поглощенное 1 г добавки от начала опыта, рассчитывали по суммарному количеству CaO, поглощенного за все время испытаний.

Результаты исследований представлены на рисунке 1.5.

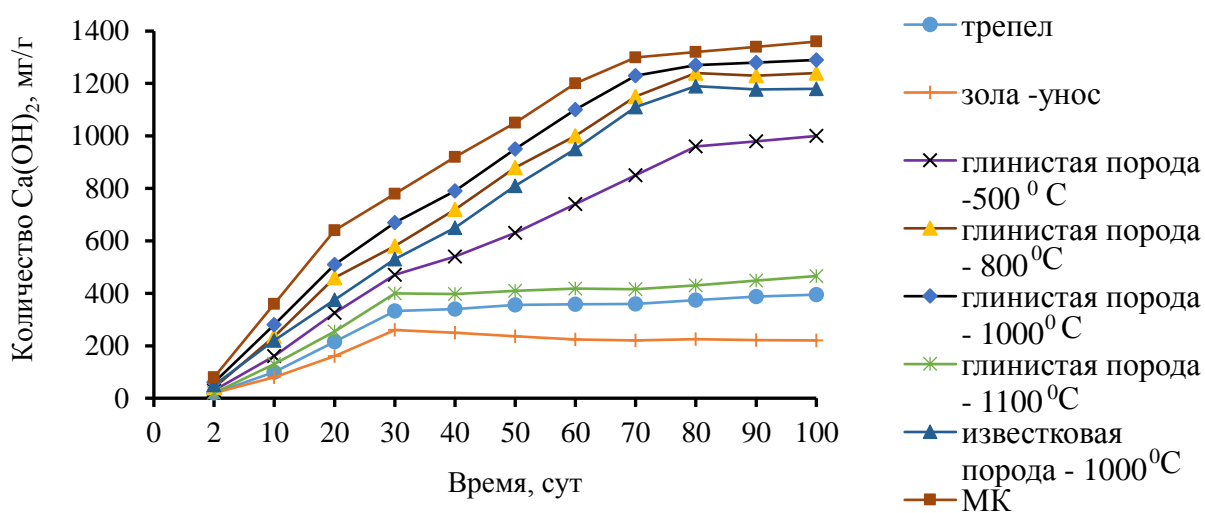


Рисунок 1.5 – Активность минеральных добавок по поглощению Ca(OH)_2 .

В ходе эксперимента глинистая порода при температуре обжига 1000 °C показала высокую активность, поэтому, чтобы не нарушать производственный процесс, принято решение термоактивировать известковую породу также при температуре 1000 °C.

В результате проведенных исследований установлено, что термоактивированные глинистая и известковая породы характеризуются высокой пуццолановой активностью и их можно отнести к высокоактивным минеральным добавкам.

Для проведения лабораторных исследований термоактивированные глинистую и известковую породы подвергали механохимической активации с использованием лабораторной дробилки и шаровой мельницы. В результате

механохимической активации получали аморфные гидрофобные порошки грубого и тонкого помола.

В условиях лаборатории проводили помол смесей термоактивированных при температуре 1000 °С глинистой – известковой пород в соотношениях (%) 90/10; 80/20; 70/30; 60/40 и 50/50 соответственно, для определения оптимальных режимов, при которых получают порошки, образующие в процессе гидратации растворы с растекаемостью в пределах 190 – 245 мм. Помол осуществляли для получения удельной поверхности термоактивированных смесей пород в диапазоне от 150 до 350 м²/кг. Далее тонкоизмельченные смеси пород в разных соотношениях затворяли водой пресной при водосмесевом отношении 0,70 для определения растекаемости растворов.

Результаты определения растекаемости растворов в зависимости от удельной поверхности смеси глинистой и известковой пород представлены на рисунке 1.6.

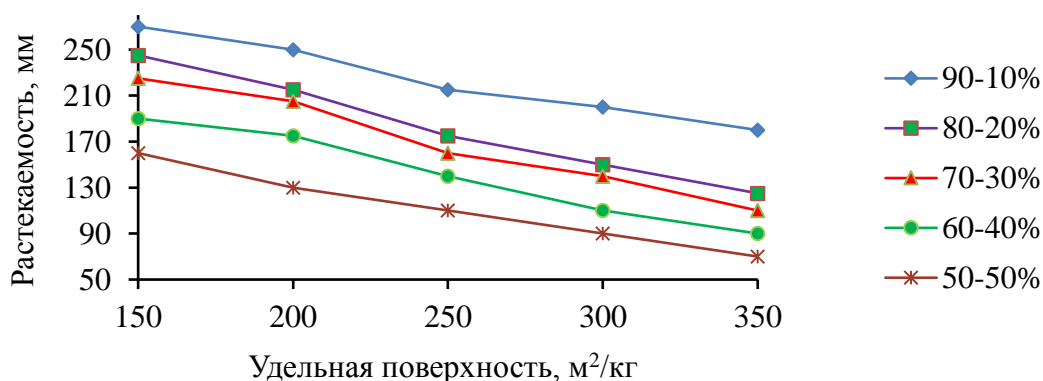


Рисунок 1.6 – Зависимость растекаемости растворов от удельной поверхности смеси термоактивированных глинистой – известковой пород.

Результаты исследования показывают, что оптимальным соотношением смеси термоактивированных глинистой и известковой пород является 80 – 20 %, при котором раствор обладает требуемой (190 – 245 мм) растекаемостью.

Таким образом, механохимическую активацию смеси термоактивированных глинистой – известковой пород, в соотношении 80 – 20 %, необходимо производить в режимах, при которых получают достаточно низкие удельные поверхности (150

– 230 м²/кг) медленно гидратирующих гидрофобных порошков, т.е. реализуется грубый и тонкий помол.

Определение гранулометрического состава гидрофобного порошка производилось с использованием лазерного микроанализатора MASTERSISER при давлении 0,1 МПа и температуре 20 ± 2 °С. (рисунок 1.7).

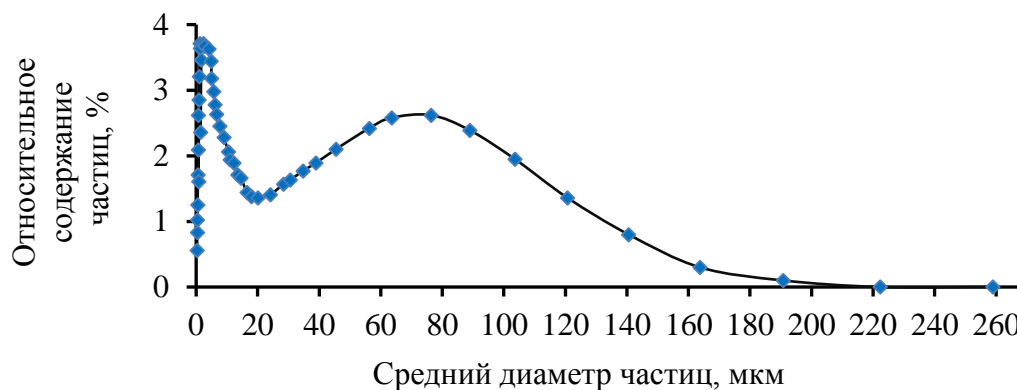


Рисунок 1.7 – Гранулометрический состав гидрофобного порошка.

Анализ полученных данных показывает, что в гидрофобном порошке смеси термоактивированных глинистой и известковой пород в соотношении 80 – 20 % присутствуют мелкие фракции 10 мкм и менее и средние частицы, 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 %.

Механохимическая активация термоактивированных глинистой и известковой пород обеспечивает дополнительную активацию оксидов металлов и минералов за счет повышения их удельных поверхностей, за счет перераспределения энергии упругих деформаций. При этом лишь часть энергии

упругих деформаций превращается в поверхностную энергию новых поверхностей, являющуюся полезной [124].

В процессе измельчения термоактивированных пород существенную роль играют пластические деформации, приводящие к тому, что поверхности разнозернистых частиц оказываются аморфизированными. Пластические остаточные деформации, аморфизируя поверхности частиц, изменяют их физико – химические свойства, повышая реакционную способность. При измельчении реализуются два процесса – увеличение реакционных поверхностей термоактивированных частиц и изменение их поверхностных слоев, приводящее к повышению реакционных способностей.

При гидратации гидрофобного порошка термоактивированных глинистой и известковой пород высокоактивные оксиды щелочных (Na_2O , K_2O) и щелочноземельных (CaO , MgO) металлов образуют щелочи NaOH , KOH , $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и $\text{Mg}(\text{OH})_2$, 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 и совместно создающие гидрогелевую структуру эрозионного буферного раствора.

Аморфные гидрогели металлов и гелевидные соли кремниевой кислоты, обладая высокой реакционной способностью, обеспечивают седиментационную устойчивость и пониженное водоотделение гидрогелевого эрозионного буферного раствора при перемешивании, а взаимодействуя с активными центрами глинистых пород на стенках скважин, образуют на их поверхности нерастворимые соединения, уменьшая тем самым степень гидратации и набухания, т.е. проявляют ингибирующую способность [40,131,132,219].

Дополнительное введение в компонентный состав новой эрозионной буферной смеси порошкообразного воздухововлекающего компонента в количестве 0,01 – 0,04 % позволяет получать при приготовлении гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой плотностью при перемешивании.

В настоящее время при строительстве нефтегазовых скважин в условиях катастрофических поглощений нередко используются аэрированные тампонажные растворы.

Применяются два способа аэрации тампонажных растворов: аэрация с помощью компрессоров высокого давления либо азотных установок и химическая аэрация.

Аэрация с помощью компрессоров высокого давления либо азотных установок осуществляется путем нагнетания в растворы воздуха, азота или выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания. Для повышения стабильности аэрированных растворов в их составы вводят ПАВ и порообразователи, при необходимости.

Введение в растворы ПАВ приводит к понижению поверхностного натяжения на границах раздела фаз «вода – твердая фаза» и способствует смачиванию твердых частиц в растворах. Кроме того, пленки ПАВ препятствуют агрегации частиц, а поэтому не позволяют им приближаться друг к другу.

Воздухововлекающие компоненты принадлежат к классу ПАВ.

Растворы – пены, плотностью ниже 1000 кг/м^3 , образующиеся при нагнетании воздуха либо азота под высоким давлением в обсадные колонны, традиционно называются аэрированными.

Применяемый в разработанном компонентном составе эрозионной буферной смеси воздухововлекающий компонент с дозировкой 0,01 – 0,04 % является порошкообразным негорючим, пожаро – и взрывобезопасным, согласно сертификату соответствия, химическим реагентом. Воздухововлекающий компонент водорастворимый и полностью вырабатывается в процессе приготовления растворов.

Важно отметить, что при вводе данного воздухововлекающего компонента в бездобавочный портландцемент или облегченные смеси на его основе в процессе гидратации образуются растворы – пены, использование которых в практике требует дополнительного ввода в компонентный состав реагентов пеногасителей.

Воздухововлекающий компонент предназначен для вовлечения из атмосферы значительного количества воздуха (химическая аэрация), который равномерно распределяясь, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, заключенных между тонкими слоями жидкости. Мельчайшие воздушные пузырьки увеличивают объемы гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных растворов, а тем самым повышают их седиментационную устойчивость и пластичность.

Мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в объеме гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов, но являющиеся при этом самостоятельной фазой, не схлопываются при действии давлений, что препятствует их слиянию (агрегации) и образованию воздушных пузырей. Молекулы воздухововлекающего компонента адсорбируются на межфазовых границах воздух – вода или твердое тело – вода, т.е. концентрируются на межфазовых границах, что обусловлено особенностями их строения, поскольку одна часть молекул полярна, а другая не полярна. Следовательно, молекулам присуща двойственность свойств, обусловленная наличием полярных и не полярных функциональных групп. Не полярная функциональная группа состоит из относительно длинного углеводородного радикала, содержащего более 8 – 10 углеродных атомов, что важно для поверхностной активности молекул. Такое действие воздухововлекающего компонента не только облегчает диспергирование крупных воздушных включений, обеспечивающих сохранность гидрогелевых мелкопоризованных структур эрозионных буферных растворов, но и повышает прочность мельчайших пузырьков воздуха против механических воздействий и давлений [19, 109,166].

Объемы вовлекаемого в гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы воздуха зависят от количества вводимого воздухововлекающего компонента и тонкости помола термо и механохимически активированного гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород.

В связи с вышеизложенным, гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы по сути не являются аэрированными, а занимают промежуточное положение между аэрированными растворами – пенами, и растворами неизменной плотности при приготовлении.

Гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы позволяют предотвращать значительное понижение плотностей буровых и тампонажных растворов в зонах контактов, эффективно удалять рыхлые фильтрационные корки со стенок скважин и пленки с поверхностей обсадных колонн, шлам из каверн и зацементированные буровые растворы [177].

Технологические свойства гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Технологические свойства гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов.

Показатели растворов	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
Базовая плотность раствора, (при низкой интенсивности перемешивания), кг/м ³	1520	1550	1570	1690
Плотность раствора, 1500 об/мин, кг/м ³	1380	1450	1460	1690
Плотность раствора, 4000 об/мин, кг/м ³	1260	1360	1380	-
Плотность раствора, 12000 об/мин, кг/м ³	1150	1180	1200	-
Плотность раствора после 10 мин нахождения в покое (1500 об/мин), кг/м ³	1390	1460	1480	1690
Растекаемость, мм	250→ 225	245→ 225	240→ 225	240
Водоотделение, мл	Отсутствует			

Примечание: базовая плотность - при низкой интенсивности перемешивания растворов.

Анализ данных показывает, что поризация растворов сохраняется при использовании в качестве жидкости затворения пресных и слабосоленых (1030 – 1050 кг/м³) вод, а при использовании высокоминерализованной жидкости

затворения (1200 кг/м^3) поризация устраняется. Плотности гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов после 10 мин нахождения в покое увеличились незначительно, что указывает на удержание мельчайших пузырьков воздуха в гидрогелевых растворах.

Таким образом, в результате выполненной разработки получен компонентный состав эрозионной буферной смеси, образованный при смешивании гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 80 – 20 %, воздухововлекающего компонента, суперпластификатора и регулятора сроков загустевания – схватывания, при необходимости.

Гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешивании предназначены для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами при сохранении природных коллекторских свойств продуктивных пластов с низким пластовым давлением.

Как отмечено в работах [5,11,20,21,25,35,41,69,84,124,133,145], при подготовке заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами полной очистки стенок скважин от толстых рыхлых фильтрационных корок и стенок обсадных колонн от пленок буровых растворов не достигается даже если создается весьма высокая скорость движения гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных растворов при продавках.

Тем не менее, зацементированные загустевшие буровые растворы, накопившиеся шламы в кавернах, рыхлые части фильтрационных корок и пленки буровых растворов на стенках обсадных колонн удаляются, что обеспечивает возможность получения напряженных контактов тампонажных камней с плотными эластичными фильтрационными корками, а соответственно с горными породами на стенках скважин и с обсадными колоннами.

Для достижения напряженных контактов тампонажных камней с горными породами на стенках скважин и с обсадными колоннами весьма важна продолжительность взаимодействия гидрогелевого мелкопоризованного

эрозионного буферного раствора с последними. При этом очевидно, чем продолжительней взаимодействие, тем выше вероятность более качественной подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами. Продолжительность взаимодействия может быть повышена в результате понижения скорости движения гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора в заколонных и межколонных пространствах либо путем повышения его объема. Поэтому можно однозначно утверждать, что если позволяют горно – геологические условия, то целесообразно применять большие объемы гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора.

Для исследования сжимаемости гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора от давления при разных температурах спроектирован и изготовлен специальный испытательный стенд, разрез которого приведен на рисунке 1.8. [169,177].

Аналогов данному испытательному стенду нет, т.к. в практике в основном применяются буферные смеси, образующие в процессе гидратации растворы неизменной плотности.

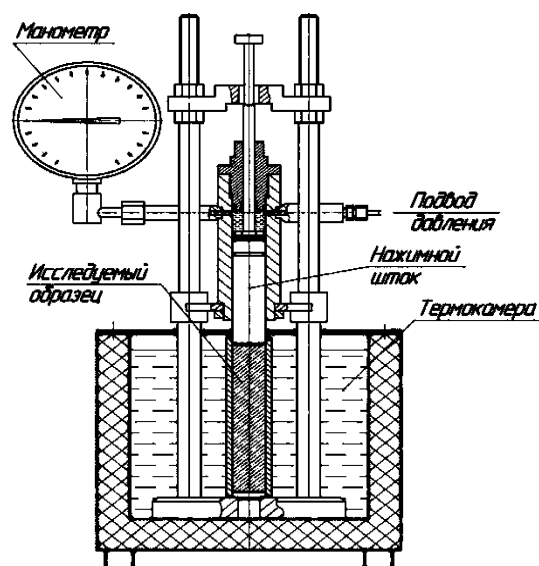


Рисунок 1.8 – Испытательный стенд.

Основным элементом разработанного стенда является термокамера, обеспечивающая нагревание исследуемого гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора до 100 °С. Установлен высокотемпературный

манометр на 60 МПа (класс точности: 1,0. Постоянная нагрузка: 3/4 шкалы, переменная нагрузка: 2/3 шкалы, кратковременная нагрузка: 100 % шкалы) позволяет фиксировать создаваемое давление в рабочем цилиндре, а электронный датчик температуры до 250 0С, связанный с термопарой и датчиком температуры, фиксирует температуру в рабочем цилиндре. Испытательный стенд включает две стойки, траверсу для центровки нажимного штока, на конце которого перемещение нажимного штока при и ручной гидравлический пресс.

Порядок проводимых исследований следующий.

В рабочий цилиндр заливается гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор, а затем производится взвешивание рабочего цилиндра на весах с целью установления массы исследуемого раствора. Рабочий цилиндр с исследуемым раствором устанавливается на посадочное место внутри термокамеры. До соприкосновения с исследуемым раствором в рабочий цилиндр вводится поршень с резиновыми герметизирующими кольцами и устанавливается его начальное положение (n_n) путем измерения металлической линейкой расстояния между траверсой и планкой, закрепленной на конце нажимного штока, связанного с поршнем. Далее осуществляется нагревание исследуемого раствора до требуемой статической температуры, а затем, с помощью ручного гидравлического пресса, ступенями создается гидравлическое давление на поршень, который перемещается внутри рабочего цилиндра с исследуемым буферным раствором.

На каждой ступени создаваемого давления металлической линейкой измеряется величина перемещения поршня (n_i) и связанного с ним нажимного штока, на конце которого закреплена планка.

Зная диаметр поршня и измеряя всякий раз величину его перемещения в рабочем цилиндре при разных ступенях создаваемого гидравлического давления, представляется возможность вычислять плотность сжимаемого гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора по известной формуле:

$$\rho_{a.p.} = \frac{M_{a.p.}}{\Delta V_{a.p.}},$$

где $\rho_{a.p.}$ – плотность сжимаемого эрозионного буферного раствора, кг/м³; $M_{a.p.}$ – известная предварительно масса эрозионного буферного раствора, кг;

$\Delta V_{a.p.} = 0,785 D^2 (n_n - n_i)$ – объем сжатого гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на каждой ступени создаваемого гидравлического давления, м³; где D – диаметр поршня, м; n_i – величина перемещения поршня и связанного с ним штока на каждой ступени создаваемого гидравлического давления, м. По окончании нагружения поршня до максимально достижимого гидравлического давления, при котором прекращалось перемещение поршня и связанного с ним нажимного штока, производилось ступенчатое понижение гидравлического давления на поршень по тем же самым его величинам, что и при повышении нагружения, с величина перемещения n_i .

Важно отметить, что при ступенчатом понижении гидравлического давления поршень и связанный с ним шток возвращались на те же самые величины перемещения n_i , что и при повышении гидравлического давления.

Последнее обстоятельство свидетельствует о том, что гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор обладает упругостью, т.е. при движении в закоронных и межкоронных пространствах плотность его понижается по мере понижения гидродинамического давления составного столба растворов сверху.

При подготовке к проведению стендовых исследований гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы базовых (при ручном перемешивании) плотностей 1450, 1540 и 1630 кг/м³ интенсивно перемешивались мешалкой с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин. При этом плотности вышеуказанных буферных растворов понижались до 1210 – 1220 кг/м³; 1310 – 1320 кг/м³; 1410 – 1430 кг/м³ соответственно. Буферные растворы заливались в рабочий цилиндр для последующей установки в термокамеру. Опыты проводились при температурах 22, 55 и 75 °С.

Результаты проведенных исследований сжимаемости гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов от давления при разных температурах представлены на рисунке 1.9.

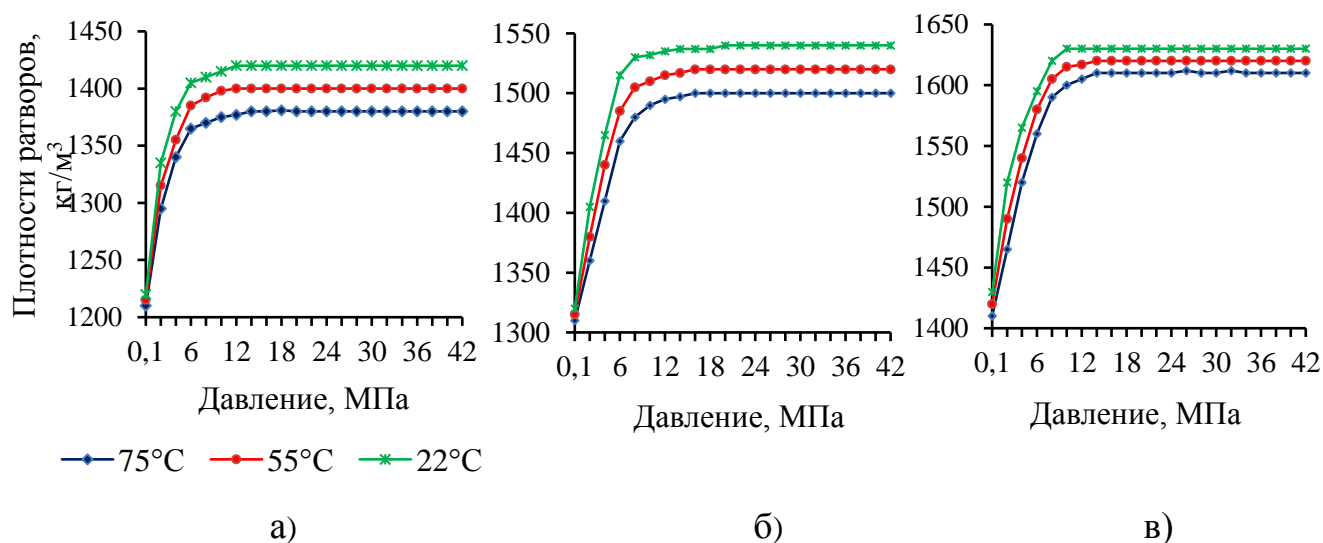


Рисунок 1.9 – Зависимости плотностей гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов от давления и разных температур.

а) Базовая плотность 1450 кг/м³; б) Базовая плотность 1540 кг/м³;

в) Базовая плотность 1630 кг/м³.

Видно, что интенсивное сжатие гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов осуществлялось при давлении до 2 МПа. При давлении 2 – 6 МПа интенсивность сжатия растворов значительно понизилась, а при давлении больше 6 МПа – 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 базовых плотностей 1450, 1540 и 1630 кг/м³ соответственно.

Объяснить полученные результаты исследований можно тем, что, как отмечено ранее, 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 слиянию (агрегации) и образованию воздушных пузырей.

При температурах выше 30 °С гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор расширяется, что обеспечивается возникновением на границах раздела фаз, жидкость затворения – пузырьки воздуха, капиллярного давления [61,71,72,117,167,169,177,207].

С повышением температуры величина капиллярного давления повышается, а поэтому расширившиеся пузырьки воздуха могут выдерживать высокие давления, обеспечивая тем самым пониженную плотность гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора в заколонных и межколонных пространствах скважин. Расширившиеся пузырьки воздуха, с повышенной величиной капиллярного давления, скапливаются в порах и трещинах проницаемых горных пород, продуктивных пластов в том числе, и могут выдерживать высокие гидродинамические давления при продавках в заколонные пространства гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора, предотвращая тем самым возможные его поглощения [72,177].

Важно отметить, что высокая степень поризации гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора при нормальных и умеренных температурах существенно повышает эффективность его применения на практике.

В условиях низких пластовых давлений и при давлениях в поглощающих и продуктивных пластах, близких к гидростатическим, гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор способен надежно защитить низкопроницаемые поровые, трещинно – поровые и трещинные коллекторы от загрязнения фильтрами тампонажных растворов, а также самими тампонажными растворами.

Регулирование плотностей гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора в широких диапазонах может быть осуществлено с использованием следующего технологического оборудования:

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

- рециркуляционных центробежных насосов в емкостях осреднительных и др.

Важным достоинством гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора является простота и удобство при применении.

Для определения моющей способности гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора проведены сравнительные исследования. В настоящее время нет гостированных методик для оценки моющей способности буферных жидкостей. Одним из самых распространенных методов является использование вискозиметра [[18,133].

Сравнительные исследования моющей способности и реологических параметров буферных растворов проведены с использованием ротационного вискозиметра OFITE 900 при температуре 20 ± 2 °С.

Результаты исследования моющей способности и реологических параметров буферных жидкостей и гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора представлены в таблице 1.2.

Эффективность очистки фильтрационной корки и пленки бурового раствора на обсадной колонне рассчитывается по формуле :
$$\frac{W_2 - W_3}{W_2 - W_1} \cdot 100\%$$

где W_1 – масса чистого цилиндрического ротора, гр; W_2 – масса цилиндрического ротора с глинистой коркой, гр; W_3 – масса цилиндрического ротора после вращения в ротационном вискозиметре, гр. Замеры проводили при вращении ротора со скоростью 200 об/мин в течении 2 минут. Для каждого буферного раствора замеры проводили 3 раза, средние значения представлены в таблице 1.2.

Анализ данных показывает, что моющая способность гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора составляет 99,93 % против 58 % для воды технической. Буферные жидкости, содержащие в своем составе ПАВ и абразивные частицы, обладают повышенной моющей способностью.

Разработанный гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор имеет в своем составе воздухововлекающий компонент и до 40 % средне и крупнодисперсных частиц, что создает седиментационно – устойчивую эрозионную

систему способную разрушать рыхлую часть фильтрационной корки на стенке скважины и пленки буровых растворов на обсадных колоннах.

Таблица 1.2 – Результаты исследования моющей способности и реологических параметров буферных жидкостей и гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора.

Буферные жидкости	Плотность, кг/м ³	Моющая способность, %	PV, мПа·с	ДНС, Па	СНС через 10с/10мин, Па
Техническая вода	1000	58,0	1	-	-
Водный раствор НТФ (0,5%)	1002	58,2	1	-	-
Гипан + вода (61,5), гематит (38), ПАВ (0,5)	1600	69,21	24	12,4	7,2/8,5
Гипан + вода (61,5), гематит (38), ПАВ (0,5), 5% кварцевого песка	1700	75,23	36	14,2	8,0/9,2
Гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор	1380	99,93	60,8	22,2	6,5/15,9

По результатам исследований можно сделать вывод, что буферная смесь с воздухововлекающим компонентом, образующая при гидратации гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с вязкоупругими свойствами, эффективна для качественной подготовки стволов скважин к замещению тампонажными растворами.

Исследования гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на реологическую совместимость с буровым и тампонажным растворами при температуре 20 ± 2 °С проводились по методике Татнефти [18].

Приготовление растворов проведены на основании требований международного стандарта ISO 10426. На основании данного стандарта поочередно готовили смеси бурового, буферного и тампонажного растворов в равных соотношениях 75/25, 50/50, 25/75. Для проведения испытаний

использовали полимерглинистый буровой раствор (с плотностью 1150 кг/м³, УВ 30 – 35 с, фильтрация 6 – 8 см³ за 30 мин.).

Совместимость определялась с помощью R- индекса совместимости.

$$R = R_{\max 100 \text{ чистого раствора}} - R_{\max 100 \text{ смеси}},$$

где R- индекс совместимости, $R_{\max 100 \text{ чистого раствора}}$, и $R_{\max 100 \text{ смеси}}$ – наибольшие показания шкалы вискозиметра при 100 об/мин для однородного раствора и смеси растворов. Критерии оценки: $R 0 \div 40$ – растворы совместимы; $41 \div 70$ – растворы несущественно несовместимы; $R > 70$ – растворы несовместимы.

Результаты исследования гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на реологическую совместимость с буровым и гидрогелевым мелкопоризованным тампонажным растворами при температуре 20 ± 2 °С (методика Татнефти) приведены в таблицах 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 – Результаты исследования гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на реологическую совместимость с буровым раствором.

Смеси растворов	Показания круговой шкалы вискозиметра
100 % буровой	9
75 % буферного + 25 % бурового	25
50 % буферного + 50 % бурового	19
25 % буферного + 75 % бурового	11
100 % буферного	67

$R = 42$, растворы несущественно несовместимы

На основании реологических параметров (наибольшее показание шкалы вискозиметра при 100 об/мин) индекс совместимости гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного и бурового растворов интерпретируется как несущественно несовместимые. Поэтому во избежание вероятных осложнений – образования загущенных пачек, при первичном цементировании рекомендуется использовать до 1 м³ воды технической между данными растворами.

Таблица 1.4 – Результаты исследования гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на реологическую совместимость с гидрогелевым мелкопоризованным тампонажным раствором.

Смеси растворов	Показания круговой шкалы вискозиметра
100 % буферный	67
75 % тампонажного + 25 % буферного	44
50 % тампонажного + 50 % буферного	39,5
25 % тампонажного + 75 % буферного	29
100 % тампонажного	21

$R = 38$, растворы совместимы

Анализ данных таблиц 1.3 и 1.4 показывает, что разработанные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный и расширяющийся тампонажный растворы полностью совместимы.

В рамках проведения 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 ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» при статической температуре 41 °С.

Результаты контроля с применением СКУПЦ – К процесса первичного цементирования эксплуатационной колонны представлены на рисунке 1.10 .



Рисунок 1.10 – Результаты контроля СКУПЦ-К

На изливе воронки гидравлической низкого давления базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии составила 1500 – 1520 кг/м³, при перемешивании в емкости осреднительной плотность эрозионного буферного раствора понизилась до 1350 – 1370 кг/м³, а при нагнетании в колонну с расходом 7,5 – 9 л/с повысилась до 1535 – 1560 кг/м³. На изливе воронки гидравлической низкого давления базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1600 – 1610 кг/м³, при перемешивании в емкости осреднительной произошло понижение плотности тампонажного раствора до 1420 – 1450 кг/м³, а при нагнетании в колонну с расходом 7,5 – 10 л/с – повышение до 1570 – 1580 кг/м³. Продавка составного столба гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов в заколонное и межколонное пространства производилась с переменным расходом от 28 до 3 – 4 л/с, который неуклонно понижался по мере повышения давления. Посадка продавочной пробки на упорное кольцо произведена при давлении 10,8 МПа, а проверка герметичности колонны – при давлении 14,8 МПа. В процессе продавки составного столба измеряли плотности растворов на устье.

По данным измерений построена зависимость плотностей бурового, гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов от времени начала продавки представленная на рисунке 1.11.

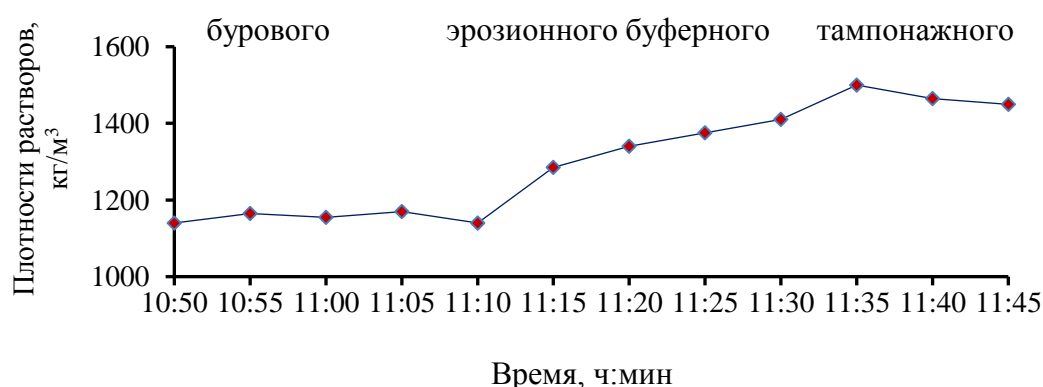


Рисунок 1.11 – Зависимость плотностей бурового, гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов от времени начала продавки.

Выявлено, 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 тампонажным растворами. При этом неуклонное повышение плотности эрозионного буферного раствора между зонами смешения свидетельствует о его высокой удерживающей и выносной способностями. Эрозионный буферный раствор имеет светло – коричневую окраску, поэтому зоны смешения растворов визуально легко распознавались.

Можно сделать вывод, что гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор обладает высокой удерживающей и выносной способностями, а поэтому эффективно подготавливает заколонное и межколонное пространства к замещению гидрогелевым мелкопоризованным тампонажным раствором, предотвращая значительное разбавление последнего в зоне контакта.

При гидратации буферной смеси с воздухововлекающим компонентом образуется гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор, занимающий промежуточное положение между пенами и растворами неизменной плотности при перемешивании, обладающий упругостью, повышенной седиментационной устойчивостью, удерживающей и выносной способностью. Обладает регулируемой в широких диапазонах плотностью, за счет изменения интенсивности и продолжительности гидродинамической активации (перемешивания), способностью повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давления сверху составного столба растворов и осуществлять приствольную кольматацию проницаемых, в том числе продуктивных, пластов пород в скважинах.

1.3 Выводы по главе 1

1. В практике первичного цементирования всех обсадных колонн применяются разнообразные по компонентному составу буферные жидкости, которые, наряду с достоинствами, имеют существенные недостатки, что исключает возможность

качественной подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами.

2. Легкоподвижные буферные жидкости удобны при применении, но при нагнетаниях в цементируемые обсадные колонны и продавках в заколонные и межколонные пространства больших ($6 - 10 \text{ м}^3$) объемов значительно разбавляют в зонах контактов как вытесняемые буровые, так и тампонажные растворы.

3. Существенное повышение качества подготовки заколонных и межколонных пространств скважин к замещению тампонажными растворами в разных горно – геологических условиях может быть осуществлено в результате использования эрозионной буферной смеси с воздухововлекающим компонентом, удовлетворяющей ряду специфических требований.

4. Основными сырьевыми компонентами при изготовлении новой эрозионной буферной смеси являются глинистая и известковая породы в соотношении 80 – 20 %, термическая активация которых, производится при температурах $950 - 1050 \text{ }^\circ\text{C}$, при которых породы теряют всю воду и разлагаются на высокоактивные оксиды металлов и минералов.

5. Механохимическая активация термоактивированных глинистой и известковой пород, с использованием шаровых мельниц, проводится в режимах, при которых получают достаточно низкие удельные поверхности ($150 - 230 \text{ м}^2/\text{кг}$) медленно гидратирующих порошков грубого и тонкого помола.

6. Наличие в гидрофобном порошке 61,67 % мелкой фракции (до 10 мкм) при гидратации приводит к формированию седиментационно – устойчивой структуры буферного раствора, а 15,42 % средней (10 – 30 мкм) и 22,91 % крупной фракции (более 30 мкм) – к проявлению эрозионного свойства последнего.

7. При гидратации новой эрозионной буферной смеси высокоактивные оксиды металлов образуют гидроксиды NaOH , KOH , $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, а в щелочной среде химически устойчивые аморфные гидрогели 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, создают совместно гидрогелевые структуры эрозионного буферного раствора.

8. Дополнительное введение в компонентный состав эрозионной буферной смеси воздухововлекающего компонента в количестве 0,01 – 0,04 % позволяет получать при приготовлении гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешивании, занимающий промежуточное положение между пенами и растворами неизменной плотности.
9. Установлено, что поризация растворов сохраняется при использовании в качестве жидкости затворения пресных и слабосоленых ($1030 - 1050 \text{ кг/м}^3$) вод, а при использовании высокоминерализованной жидкости затворения (1200 кг/м^3) поризация устраняется.
10. Установлено, что при температурах 22, 55 и 75 °С интенсивное сжатие гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных растворов наблюдалось при давлении до 2 МПа, при давлении 2 – 6 МПа интенсивность сжатия растворов значительно понизилась, а при давлении больше 6 МПа – практически прекратилось.
11. Разработанный гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор обладает упругостью, повышенной седиментационной устойчивостью, высокой удерживающей и выносной способностями, способностью повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давления сверху составных столбов растворов и осуществлять приствольную кольматацию проницаемых, в том числе продуктивных, пластов пород в скважинах.
12. Гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой в широких диапазонах плотностью и пониженным водоотделением предназначен для сохранения природных коллекторских свойств продуктивных пластов с АНПД при продавках составных столбов растворов в заколонные пространства с большими расходами.

2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

2.1 Обзор и анализ применяемых тампонажных портландцементов

Качество первичного цементирование разных обсадных колонн определяют технологические свойства тампонажных растворов и физико – механические параметры камней [27,28,31,33–35,70,74,77,117,122,128,211].

В настоящее время для первичного цементирование обсадных колонн в условиях низких, нормальных и умеренных температур по стволам скважин широко, а практически повсеместно, применяются химически обработанные бездобавочные портландцементы (ПЦ) разных цементных заводов и разнообразные тампонажные смеси на их основе [27–29,31,33–35, 70,74,77,117,122,128].

Компонентные составы всех портландцементов (ПЦ) включают тонкомолотые клинкер и добавку (до 5 %) двуводного гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

В таблице 2.1 представлен минералогический (фазовый) и гранулометрический составы портландцементов разных производителей.

Анализ данных показывает, что минералогический состав всех ПЦ - тампонажных и строительных, практически одинаковый. Некоторое отличие основных минералов, в процентном их содержании, очевидно вызвано вариабельностью компонентных составов от партии к партии.

ПЦ тампонажный бездобавочный - ПЦТ I – 50, предназначен для использования при низких и нормальных (15 – 50 °С) температурах.

С целью повышения активности при вышеуказанных температурах удельная поверхность ПЦТ I – 50 Сухоложского цементного завода повышенная (374 м²/кг). При этом остаток на сите № 008 составляет 1,2 %.

Таблица 2.1 – Минералогический (фазовый) и гранулометрический составы портландцементов разных производителей

Тип	Завод-производитель	Фазовый состав, %				Удельная поверхность, м ² /кг (остаток на сите, %)
		C ₃ S (3CaO·SiO ₂)	C ₂ S (2CaO·SiO ₂)	C ₃ A (3CaO·Al ₂ O ₃)	C ₄ AF (4CaO·Al ₂ O ₃ ·Fe ₂ O ₃)	
Тампоначные портландцементы						
ПЦТ I-50	Сухоложскцемент	62,2	14,5	5,5	12,5	374 (№ 008-1,2)
ПЦТ II-50 (Трепел – 4,8 %, известняк – 2,9 %)	Сухоложскцемент	62,2	14,5	5,5	12,5	(№ 008-1,2)
ПЦТ I-100	Сухоложскцемент	62,2	14,5	5,5	12,5	360 (№ 008-1,7)
ПЦТ I-G-CC-1	Сухоложскцемент	54,5	23,6	2,6	C ₄ AF+ 2C ₃ A = 19,3	-
Общестроительные портландцементы						
Цем I 42,5Н	Сухоложскцемент	63,0	14,6	6,1	10,4	390 (№ 009-0,6)
Цем I 42,5Н	Белгородский	62,0	16,0	6,0	14,0	315
ПЦ 500 Д0 - Н	Атакайцемент	62,0	19,0	6,0	14,0	-
Цем I 42,5 Н	Тулацемент	58,0	16,0	7,0	12,0	350 (№ 0032 - 11,2)
ПЦ 500 Д0 - Н	Азия Цемент	60,8	13,6	6,5	C ₄ AF+ C ₃ A = 15,4	406 (№ 008-2,0)
ПЦ 500 Д0 - Н	Вольский	60	13	3	16	310
ПЦ 500 Д0 - Н	Стерлитамакский	56	17	10	13	315

ПЦ тампонажный бездобавочный ПЦТ I – 100 Сухоложского цементного завода, предназначенный преимущественно для применения при умеренных (51 – 100 °С) температурах, по данным табл. 2.1, имеет абсолютно одинаковый с ПЦТ I – 50 минералогический состав.

Различие состоит лишь в величине удельной поверхности, которая на 14 м²/кг меньше удельной поверхности ПЦТ I – 50, а остаток на сите № 008 составляет 1,7 %. Маловероятно, что повышенная термостойкость камня, необходимая при умеренных температурах, может быть обеспечена за счет столь незначительного понижения удельной поверхности порошка.

ПЦТ I–G–CC–1 – ПЦ тампонажный бездобавочный высокой сульфатостойкости, предназначенный для применения при умеренных (51 – 100 °С) температурах, является, согласно паспорту качества, образующим при твердении камень повышенной коррозионной устойчивости в сульфатных пластовых водах, содержащих растворенные Na₂SO₄, K₂SO₄, CaSO₄, MgSO₄ и другие соли.

Данные табл. 2.1 свидетельствуют о том, что минералогический состав ПЦТ I–G–CC–1 отличается от минералогических составов других ПЦ пониженным содержанием минералов C₃S, C₃A и повышенным содержанием минерала C₂S. Основной целью понижения количества минералов C₃S и C₃A в компонентном составе ПЦТ I–G–CC–1 является уменьшение количества Ca(OH)₂, выделяющейся при гидратации ПЦ, а понижения удельной поверхности порошка – повышения термостойкости камня при умеренных температурах.

Следует особо отметить, что минералогический состав общестроительного ПЦ – Цем I 42,5 Н, Сухоложского цементного завода примерно соответствует минералогическим составам ПЦТ I – 50 и ПЦТ I – 100, а также мало чем отличается от минералогических составов всех остальных общестроительных ПЦ.

Компонентный состав ПЦТ II – 50, согласно паспорту качества, включает тонкомолотые минеральные (осадочного происхождения) добавки трепела 4,8 % и известняка 2,9 %. Данные тонкомолотые минеральные добавки позволили повысить процентное содержание C₃S в минералогическом составе ПЦТ II – 50 до 62,2 %. При этом остаток на сите № 008 составил 1,2 %, что свидетельствует о

высокой тонкости помола данного ПЦ. Обладая пониженной растворимостью при низких и нормальных температурах, вышеуказанные минеральные добавки практически не участвуют в процессе твердения ПЦ растворов, понижая прочность образующихся камней в ранние сроки.

При умеренных температурах растворимость минеральных добавок значительно возрастает и данные добавки, активно участвуя в процессе твердения ПЦ раствора, обеспечивают образование высокопрочного термостойкого и коррозионно – устойчивого камня.

В связи с вышеизложенным, повышение термостойкости ПЦТ I –100, термостойкости и сульфатостойкости ПЦТ I–G–СС–1 при умеренных температурах можно обеспечить только введением в их компонентные составы активных минеральных добавок, представленных тонкомолотыми известняками либо кристаллическими кремнеземами - опокой, трепелом и др.

Факты из практики свидетельствуют, что компонентные составы ПЦТ I–G–СС–1 от партии к партии не отличаются стабильностью.

Некоторые ПЦТ I–G–СС–1, в компонентных составах мелкопоризованных и неизменной плотности расширяющихся тампонажных смесей, при гидратации обеспечивают высокую степень поризации тампонажных растворов, а при твердении последних большое (5 % и более) объемное расширение как мелкопоризованных, так и неизменной плотности камней при использовании пресных жидкостей затворения. Иные партии ПЦТ I–G–СС–1, в компонентных составах мелкопоризованных и неизменной плотности расширяющихся тампонажных смесей, при гидратации полностью устраняют поризацию растворов, а при твердении – объемное расширение камней.

Следует отметить, что поризация растворов и объемное расширение камней практически полностью устраняется при применении ПЦТ II – 50 в компонентных составах расширяющихся тампонажных смесей при их гидратации и твердении с использованием пресной жидкости затворения.

Таким образом, модифицированные, с целью повышения термостойкости ПЦТ I – 100 и сульфатостойкости ПЦТ I–G–CC–1, ПЦ тампонажные, по сути, не являются бездобавочными.

Как следует из данных табл. 2.1, минералогический состав всех без исключения ПЦ представлен следующими фазами [36,53–55]:

- алит – трехкальциевый силикат C_3S ($3CaO \cdot SiO_2$) – 48 – 65 %;
- белит – двухкальциевый силикат C_2S ($2CaO \cdot SiO_2$) – 20 – 30 %;
- целит – трехкальциевый алюминат C_3A ($3CaO \cdot Al_2O_3$) – 2,5 – 5,5 %;
- четырехкальциевый алюмоферрит C_4AF ($4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$) – 16 – 18 %;
- свободные оксиды кальция (CaO) от 0,5 до 1% и магния (MgO) не более 5 %.

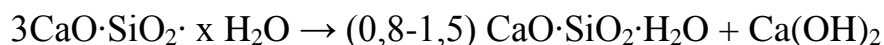
Алит в клинкере представляет собой твердый раствор трехкальциевого силиката и небольшого количества MgO, Al_2O_3 , P_2O_5 , Cr_2O_3 и других примесей, которые могут существенно влиять на структуру и свойства.

Белит в клинкере представляет собой твердый раствор β – двухкальциевого силиката ($\beta - C_2S$) и небольшого количества Al_2O_3 , Fe_2O_3 , MgO, Cr_2O_3 и других примесей.

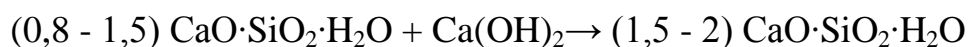
При гидратации частицы алита сразу вступают во взаимодействие с водой и реагируют весьма активно. На этой стадии активной гидратации частицы минералов покрываются тонкой пленкой (оболочкой) из гелей, которая затрудняет доступ молекул H_2O к негидратированным поверхностям частиц и выход продуктов реакции в межзерновое пространство. При этом реакция гидратации затормаживается и наступает ее вторая условная стадия – индукционный период. На протяжении индукционного периода, в результате взаимной встречной диффузии ионов в объеме пленок-оболочек, происходят процессы зарождения и довольно медленного роста кристаллов гидросиликатов кальция.

Таким образом, первичным продуктом гидратации алита являются гидросиликаты кальция $3CaO \cdot SiO_2 \cdot xH_2O$. По истечении 2 – 6 ч гидросиликаты $3CaO \cdot SiO_2 \cdot xH_2O$ распадаются с выделением гидрогеля $Ca(OH)_2$ и вторичных гидросиликатов кальция пониженной основности.

Указанная реакция осуществляется по схеме [36]:



Вторичные гидросиликаты кальция, взаимодействуя с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в водном растворе, образуют третичные гидросиликаты кальция по схеме:



Высокоосновные третичные гидросиликаты кальция кристаллизуются в виде волокнистых (нитевидных) кристаллов.

Степень гидратации минерала алита при температуре 25 °С изменяется следующим образом [36]:

- 1 сут твердения – 25 – 35 %;
- 10 сут твердения – 55 – 65 %;
- 28 сут твердения – 78 – 80 %.

Реакции гидратации белита протекают с образованием различных по составу гидросиликатов кальция и некоторого количества $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Скорость гидратации белита меньше, чем алита, и сильно изменяется в зависимости от строения кристаллов минералов, состава водных растворов и условий протекания реакций.

В зависимости от вышеуказанных факторов степень гидратации белита при температуре 25 °С изменяется следующим образом [36]:

- 1 сут твердения – 5 – 10 %;
- 10 сут твердения – 10 – 20 %;
- 28 сут твердения – 30 – 50 %;
- через 5 – 6 лет твердения – полная гидратация минералов.

Минералы алит и белит, в процессе гидратационного твердения растворов, обеспечивают высокую прочность камней при положительных температурах в ранние и поздние сроки.

Минералы C_3A и C_4AF являются регуляторами сроков загустевания – схватывания ПЦ растворов, вследствие их высокой гидратационной активности. Так реакции гидратации C_3A протекают быстро и завершаются на 70 – 80 % уже через сутки.

Скорости гидратации C_4AF в ранние сроки большие, а через 3 сут степень их составляет 50 – 70 %.

Для исключения "ложного" загустевания – схватывания ПЦ растворов, в процессе их приготовления, суммарное содержание минералов C_3A и C_4AF в фазовых составах всех ПЦ ограничено (до 24 %) [36].

Свободных оксидов кальция и магния в фазовых составах всех ПЦ всегда мало (до 1 %), поскольку при их гидратации образующиеся гидроокиси $Ca(OH)_2$ и $Mg(OH)_2$, занимающие в 2,2 раза больший объем, чем исходные оксиды, вызывают объемное расширение высокопрочных и хрупких камней, что может привести к их деструкции (растрескиванию) [36,118,208].

В связи с малым процентным содержанием минералов C_3A , C_4AF , CaO , MgO в фазовых составах ПЦ сроки загустевания-схватывания растворов при нормальных температурах твердения (20 – 50 °С) достаточно продолжительные.

При температурах твердения ниже 20 °С сроки загустевания – схватывания растворов закономерно удлиняются, а при отрицательных температурах твердения значительно замедляются либо практически прекращаются. Растворы замерзают, не схватившись.

При гидратации минералов C_3A и C_4AF в ПЦ возникают кристаллогидраты (новообразования) разной основности, а именно [36]:

- C_4AH_{19} ($4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 19H_2O$);
- C_2AH_{12} ($2CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 12H_2O$);
- C_2AH_8 ($2CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 8H_2O$);
- C_3AH_6 ($3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 6H_2O$);
- гель AH_3 ($Al_2O_3 \cdot 3H_2O$).

В присутствии достаточно большого количества ионов SO_4^{2-} , поставщиком которых является двухводный гипс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), образуются кристаллогидраты (новообразования) с большими размерами молекул $3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 3CaSO_4 \cdot 32H_2O$. Данные гидросульфоалюминаты кальция трехсульфатной формы получили наименование – эттрингит.

Пониженное содержание ионов SO_4^{2-} обеспечивает образование гидросульфоалюминатов кальция пониженной основности – $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{CaSO}_4\cdot 12-18\text{H}_2\text{O}$.

При наличии гидрогелей $\text{Fe}(\text{OH})_2$ и $\text{Fe}(\text{OH})_3$ образуются кристаллогидраты разной основности, а именно [36,208]:

- $\text{C}_4\text{AFH}_{13}$ ($4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3\cdot 13\text{H}_2\text{O}$)
- C_3AFH_6 ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- гель FH_3 ($\text{Fe}_2\text{O}_3\cdot 3\text{H}_2\text{O}$)

В присутствии ионов SO_4^{2-} возникают кристаллогидраты с большими размерами молекул $3\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3\cdot 3\text{CaSO}_4\cdot 32\text{H}_2\text{O}$ – высокоосновные гидросульфоферриты кальция трехсульфатной формы – аналоги этtringитов.

При пониженном содержании ионов SO_4^{2-} образуются низкоосновные гидросульфоферриты кальция – $3\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3\cdot\text{CaSO}_4\cdot 12\text{H}_2\text{O}$

Наличие в жидкости затворения электролитов CaCl_2 приводит к образованию гидрохлоралюминатов кальция разной основности, а именно [36]:

- $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 3\text{CaCl}_2\cdot 30\text{H}_2\text{O}$
- $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{CaCl}_2\cdot (10-12)\text{H}_2\text{O}$

Возникновение разнообразных высокоактивных новообразований – кристаллогидратов с разным размером молекул, больших в том числе, при гидратации ПЦ тампонажных химически связывается большое количество жидкости затворения, снижается водоотделение растворов, повышается их седиментационная устойчивость при пониженных $\text{В/С} = 0,40 - 0,45$, но при этом появляется большая объемная усадка образующихся камней (до 5 – 7 % и более) [36,118]. Продолжительные сроки загустевания-схватывания ПЦ растворов при низких положительных и отрицательных температурах приводят к необходимости использования ускорителей твердения, в качестве которых применяются электролиты NaCl , CaCl_2 и др. с разными, в том числе большими (до 10 %), дозировками.

Вместе с тем имеет место утверждение [36], что использование CaCl_2 , а особенно с повышенными дозировками, вызывает разрушение кристаллогидратов переменного и сложного составов, химически связывающих от 6 – 12 до 30 – 32 молекул воды. Разрушение вышеуказанных кристаллогидратов приводит к дополнительному повышению объемной усадки ПЦ камней. При нормальных и умеренных температурах сроки загустевания – схватывания ПЦ растворов сокращаются, поскольку возрастает скорость гидратации всех минералов. Поэтому при указанных температурах возникает необходимость вводить в жидкость затвердения химические реагенты – замедлители сроков загустевания – схватывания, пластификаторы, газоблокаторы и другие водорастворимые высокомолекулярные полимеры, что осуществляется, как правило, перед проведением работ по первичному цементированию обсадных колонн. Сложная химическая обработка ПЦ растворов, наряду с улучшением технологических свойств последних, приводит к повышению объемной усадки образующихся камней.

Авторы статей [149,160], при изучении влияния применяемых замедлителей схватывания тампонажных растворов (СДБ, хромпика, ФХЛС, КМЦ, гипана, декстрина, ВКК) на кинетику контракции тампонажного раствора-камня, установили, что вышеуказанные химические реагенты, за исключением ВКК, на 10-15% повышают контракцию на ранней стадии твердения (до 1 сут). В последующие сроки гидратационного твердения темп роста контракции не отличается от кинетики контракции тампонажного раствора – камня без добавок [33].

Авторами работ [149,160,223,238,242,243,245] показано отрицательное влияние реагентов – электролитов и полимеров на контракцию твердеющего тампонажного раствора, приводящую к увеличению объемной усадки камня. Наиболее значительным оказывается влияние КМЦ, при содержании которой 0,5 % от массы ПЦ контракция составляет почти 0,1 %, что в 2,5 раза больше, чем у необработанного раствора.

Л.Г. Гурджиевым [54] проведены исследования объемных изменений цементно – алунитовых композиций, в которых, в качестве добавки расширяющей, использована термообработанная при 180 °С алунитовая руда. При 10 % – м содержании алунита в компонентном составе тампонажной смеси ее расширение в процессе гидратационного твердения составило 0,015 %, а при обработке вышеуказанной смеси 0,2 % КМЦ – снизилось до 0,001 %. Обработка компонентного состава тампонажной смеси с 30 % – ми алунита декстрином с дозировкой 0,2 % понизила эффект расширения с 0,015 % до 0,007 %.

В работах [120,129] показано, что введение в тампонажный раствор добавки расширяющей марки НРС, на основе оксида кальция, привело к существенному понижению ее эффективности.

Приведенные в [245] результаты исследований Луизианского университета свидетельствуют, что эффективность действия расширяющих добавок значительно понижается при наличии в компонентных составах тампонажных растворов – камней электролитов, пластификаторов, понизителей водоотдачи, газоблокаторов – латексов и ряда других водорастворимых полимеров.

Ряд исследователей [27,28,32,33–35,44,117,214,238,242] высказали предположение о значительной роли контракции в возникновении объемной усадки ПЦ растворов – камней. Контракция ПЦ растворов возникает когда жидкость затворения проявляется в результате уменьшения суммарного объема смешиваемых веществ за счет перехода свободной жидкости в химически связанную при гидратации. [27,28,32,33,35,117,214,238,242].

Таким образом, существенным недостатком применяемых для первичного цементирования обсадных колонн ПЦ является седиментационная неустойчивость растворов при разных, в том числе повышенных В/С, усадочные деформации камней при гидратационном твердении и деструкция их при температурах выше 75 – 100 °С [23,26-29,32,33,35,117,214,238,242].

В работах [8,10,16,23,26-28,33,35,73,77,117,214,238,242] отмечено, что объемная усадка камней, неуклонно возрастающая с течением времени, с повышением давления и температуры, достигает 5 – 7 % и более, а это способствует

возникновению осложнений, приводящих, в ряде случаев, к выбросам и открытым фонтанам.

Для детального изучения объемной усадки ПЦ растворов – камней от давления, исследователи [214,238] сконструировали и изготовили лабораторную установку, основным узлом которой был автоклав, рассчитанный на давление до 25 МПа. Приготовленные при В/С = 0,45 ПЦ растворы в цилиндрических формах диаметром 170 мм и высотой 20 мм помещались в автоклав, заполненный водой, и выдерживались в нем в течение 72 ч под заданным давлением.

Результаты проведенных опытов представлены в таблице 2.2 и рисунке 2.1.

Таблица 2.2 – Результаты лабораторного исследования влияния давления на величины объемной усадки растворов-камней.

Завод-изготовитель портландцементов (ПЦ)	Давление, МПа	Изменения объема растворов - камней, %		
		24 ч	48 ч	72 ч
Стерлитамакский	3	1,45	1,80	2,22
	8	1,76	2,96	3,47
	18	2,29	4,02	4,61
	24	2,55	4,76	5,53
Вольский	4	1,20	1,82	2,35
	8	1,24	2,95	3,45
	18	2,16	3,47	4,18
	24	2,19	4,04	4,97
Здолбуновский	4	1,10	1,72	1,90
	18	1,34	2,02	2,36
	24	1,55	2,70	3,02

В результате объемной усадки при твердении растворов – камней под давлением происходило падение давления в автоклаве, для сохранения которого установка снабжена дифференциальным плунжером и грузовым компенсатором, который предназначался для непрерывной подачи жидкости в пространство над плунжером.

Определение величины объемной усадки производилось по объему жидкости, вытесняемой из кольцевого пространства в измерительную бюретку при движении плунжера вниз. Опыты проводились при давлениях от 3 до 24 МПа с растворами, приготовленными при В/С = 0,45 – 0,50 из ПЦ Вольского, Здолбуновского и Стерлитамакского цементных заводов.

Представленные в табл. 2.2 результаты опытов получены при непосредственном контакте ПЦ растворов, залитых в открытые формы, с водой, а на рис. 2.1 – при помещении ПЦ растворов в герметичные формы из тонкой резины.

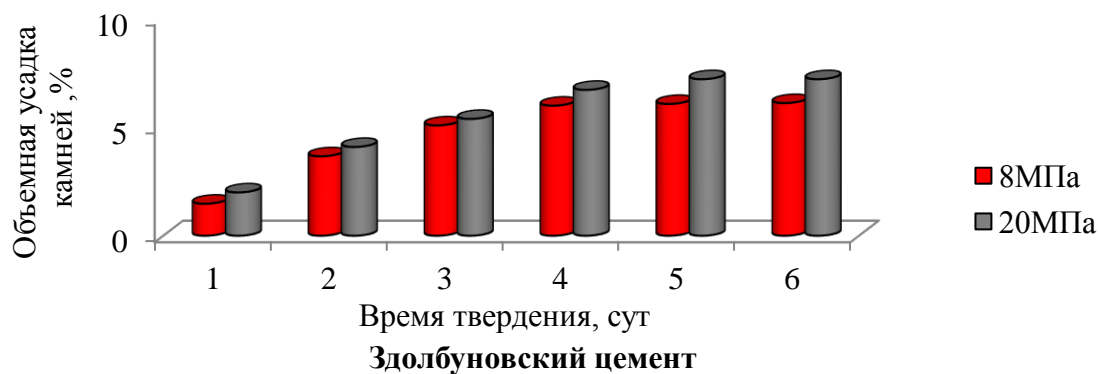


Рисунок 2.1 – Результаты лабораторного исследования влияния давления на величины объемной усадки растворов-камней во времени.

Совместный анализ данных табл. 2.2 и рис. 2.1 позволяет сделать следующие выводы:

- растворы, приготовленные из ПЦ разных заводов – изготовителей, примерно одинаково изменяют объем камней в зависимости от давления и времени твердения под давлением;
- изменение объема (объемная усадка) растворов – камней повышается в зависимости от величины давления и продолжительности твердения под давлением;
- изменение объема растворов – камней при непосредственном контакте с водой (см. табл. 2.2) имеет меньшую величину, нежели при отсутствии контакта с водой (см. рис.2.1);
- изменение объема растворов-камней, при отсутствии контакта с водой, постепенно уменьшается с течением времени и практически полностью прекращается при достижении камнями достаточной механической прочности;
- объемная усадка – уплотнение, растворов – камней при твердении под давлением приводит к повышению механической прочности последних.

Автор [214,238], проведя исследования на установке АП–700, показал, что при твердении растворов-камней в условиях всестороннего давления прочности последних на сжатие повышаются до 169 – 320 %, т.е. в 1,7 – 3,2 раза.

Результаты проведенных исследований на установке АП–700 представлены на рисунке 2.2.

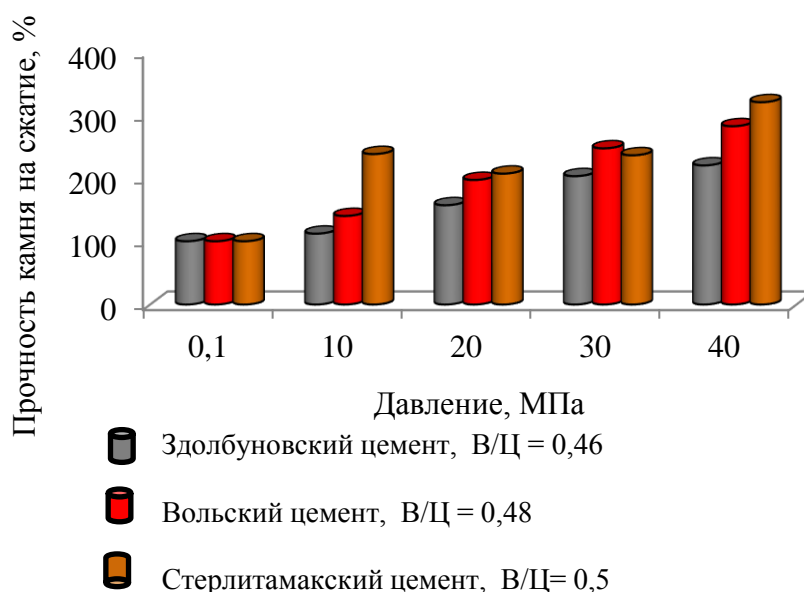


Рисунок 2.2 – Результаты исследования прочности камней на сжатие от величин всестороннего давления.

Данные рис. 2.2 позволяют сделать важный вывод, что объемная усадка растворов – камней при всестороннем давлении и повышение механической прочности камней во времени приводят к понижению напряженности их контакта с ограничивающими поверхностями – стенками скважин и обсадными колоннами.

На основании представленных выше результатов лабораторных исследований, применительно к первичному цементированию разных обсадных колонн в скважинах, можно заключить, что преимущественное применение, при первичном цементировании разных обсадных колонн, химически обработанных бездобавочных ПЦ приводит к возникновению разнообразных осложнений как в ранние, так и в поздние сроки гидратационного твердения камней.

2.2 Обзор и анализ применяемых тампонажных смесей

Для устранения существенных недостатков бездобавочных ПЦ разработаны и широко применяются разные тампонажные смеси на их основе.

По плотности образованных растворов тампонажные смеси разделяются на:

- облегченные тампонажные смеси;
- тампонажные смеси нормальной плотности;
- утяжеленные тампонажные смеси.

Приготовление облегченных смесей тампонажных, как в России, так и за рубежом, осуществляется путем смешивания ПЦ с добавками, имеющими значительно меньшую плотность чем ПЦ, либо с добавками или реагентами повышающими подвижность (растекаемость) растворов и их водосодержание.

Круг этих добавок и реагентов весьма широк и разнообразен [4,37,39,40,94,95,97,111,162,217,218,225,218]. В качестве облегчающих добавок предложено применять глинопорошки, палыгорскитовые глины, мелкогранулированные глиноматериалы, мел, асбест, отходы хризотиласбеста, отходы полиэтилена, саморассыпающиеся шлаки, асбестоцементную пыль, перлит, лигнин и его модификации, трепел, молотый тростник, кожевенную пыль, пенопластовую крошку, резиновую крошку, вермикулит, разные микросферы и др.

Основной фактор, приводящий к существенному понижению плотности тампонажных растворов – повышенное их водосодержание, являющееся основной причиной интенсификации седиментационных явлений и понижения ранней прочности образующихся камней. Для повышения ранней прочности камней и улучшения реологии тампонажных растворов в составы облегченных смесей вводится 20 – 40 % саморассыпающегося шлака производства феррохрома, в котором содержится до 50 % оксида кальция. Для повышения трещиностойкости тампонажного камня, адгезионных свойств и устранения усадочных деформаций используется асбестовое волокно в количестве 1,75 – 3,5 %. Вместо асбеста, способного быть источником тяжелых заболеваний, предложено использовать хризотиласбест в количестве 8 – 18 %.

Отходы полиэтилена позволяют, при сравнительно небольшом В/С, существенно снизить плотность тампонажного раствора, сохраняя при этом прочность камня. Введение в жидкость затворения ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз и способствует смачиванию полиэтилена. Кроме того, пленка ПАВ препятствует агрегации частиц полиэтилена и чисто механически не позволяет им приближаться одна к другой. Поэтому пленки ПАВ распределяются между частицами ПЩ и полиэтилена, образуя стабильную систему. Молекулы ПАВ соединяются в мицеллы, в результате чего связывается и удерживается большое количество воды, понижая при этом водоотделение тампонажных растворов.

Для скважин с умеренными температурами многими исследователями разработаны и рекомендованы к внедрению облегченные тампонажные растворы, в которых, в качестве облегчающей добавки, используется перлит и его разновидности. Равномерно распределяясь в тампонажном растворе, зерна перлита образуют большую и развитую фильтрующую поверхность, которая задерживает частицы твердой фазы, предотвращая их седиментацию. При этом седиментационная устойчивость тампонажных растворов резко повышается, а величина контракционного эффекта понижается, что весьма сомнительно.

Широкое практическое применение при первичном цементировании обсадных колонн получили облегченные тампонажные растворы, в которых облегчающей добавкой являлся вермикулит – продукт вспучивания смешаннослойного природного материала – гидрослюд. Вермикулит, в отличие от перлита и его разновидностей, выдерживает любое давление за счет минимального расстояния между слоями гидрослюды, приближающемуся к радиусу действия вандерваальсовых сил. Кроме того, облегченный тампонажный раствор обеспечивает кольматацию проницаемых пластов, предотвращая поглощения и гидроразрывы пород. Однако при практическом применении облегченных вермикулитами ПЩ растворов нередко возникали осложнения, связанные с невозможностью проведения продавки после даже кратковременной остановки данного процесса. Экспериментальные исследования показали, что

основной причиной вышеуказанных осложнений является расслоение и образование вермикулитовых пробок, водяных поясов и нерегулируемое сокращение сроков загустевания – схватывания облепченных тампонажных растворов.

На основании вышеизложенного сделан вывод, что вермикулитовые облепченные растворы и технологии их применения не могут быть рекомендованы для первичного цементировании обсадных колонн.

Диатомит, являющийся природной гидравлической добавкой, применяется в качестве облегчающей добавки поскольку содержит в своем составе значительное количество аморфного кремнезема, который существенно повышает термостойкость и коррозионную стойкость камней в условиях сульфатных вод. Вследствие развитой удельной поверхности диатомит обладает высокой водопотребностью, что обеспечивает облегчение тампонажных растворов.

Предложено использовать, в качестве облегчающей добавки, породы глинистых терриконигов в количестве 10 – 70 % от массы композиции с ПЦ.

Терриконики – горелые породы, представляют собой отходы угледобычи. В глинистых терриконах содержание глинозема от 7 до 12 %, в карбонатных – высокое содержание карбонатов CaCO_3 и MgCO_3 , составляющие, в пересчете на CaO и MgO – от 20 до 45 %. Содержание глинозема в облегчающей добавке существенно зависит и от того, чем представлена в террикониках глинистая часть. Содержание глинозема предопределяет повышенную водопотребность, высокую седиментационную устойчивость и способствует улучшению реологических показателей облепченных тампонажных растворов.

А.И. Булатовым, в качестве облегчающей добавки, предложен кероген - порошкообразный концентрат органического вещества горючего сланца в количестве 5 – 70 % от массы композиции с ПЦ. Кероген обладает гидрофобными свойствами, его плотность 1350 кг/м^3 , он устойчив против действия различных химических реагентов: кислот, щелочей и др. Рекомендуется для применения в широком интервале температур – от минус 10 до $200 \text{ }^\circ\text{C}$ в сочетании с различными ПЦ.

Ограниченное практическое применение находят материалы, при взаимодействии которых с гидрогелями ПЦ возникают газовыделения. К таким материалам относится алюминиевая пудра. При ее взаимодействии с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ возникает выделение водорода, который способствует как понижению плотности тампонажного раствора, так и объемному расширению камня.

Из всех вышеперечисленных облегчающих добавок, с точки зрения облегчения тампонажных растворов и формирования структуры камней, наиболее эффективны тонкодисперсные кремнесодержащие добавки, в которых CaO находится в аморфном состоянии.

Из этой группы облегчающих добавок применяются:

- пылевидная топливная зола совместно с саморассыпающимся шлаком, являющимся отходом производства рафинированного флюсового феррохрома. Саморассыпающийся шлак характеризуется высоким содержанием (до 85 %) двухкальциевого силиката γ и β модификаций, которые, взаимодействуя с CaO , образуют гидросиликаты кальция, являющиеся важными структурными элементами камней;

- зола – унос – продукт сжигания каменного угля. Рекомендуемая дозировка ее 10 – 30 % от массы композиции с ПЦ ;

- запечная пыль электролитов низкотемпературного спекания, содержащая хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов, а также глинит. Содержание в глините активного кремнезема, способного связывать CaO в нерастворимые новообразования, повышает солестойкость и водостойкость камней;

- кремнегель - высокодисперсный порошок, на 80 % состоящий из двуокиси кремния, 9 – 15 % фторида и оксида алюминия и 0,8 – 1,5 % кремнефтористой кислоты. Так, например, кремнегель является самой активной добавкой в отношении связывания $\text{Ca}(\text{OH})_2$, затем располагаются опоки, диатомит, зола – унос и кварцевый песок;

- микрокремнезем (МК) – ультрадисперсный порошок, на более 90 % состоит из диоксида кремния SiO_2 . Ультратонкий размер частиц (0,01 – 0,1 мкм),

аморфная форма и высокое содержание окиси кремния определяют высокую пуццоланическую активность материала, достигающую 350 – 450 мг связываемой извести на 1 г МК. Микрокремнезем бывает следующих марок: микрокремнезем конденсированный – МК – 65, МК – 85; микрокремнезем конденсированный уплотненный – МКУ – 65, МКУ – 85.

- диабазовая мука (кислотоупорный порошок) представляет собой ультратонкий помол расплавленной шихты, которую получают из гранитного отсева. В химический состав диабаза входит 76 % оксида кремния (SiO_2), 12,3 % оксида алюминия (Al_2O_3), 4 % оксида кальция (CaO) и 3,7 % оксида железа ($\text{FeO} + \text{Fe}_2\text{O}_3$).

- метакаолин по химическому составу представляет аморфный силикат алюминия ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2 \cdot x\text{H}_2\text{O}$), полученный при термической обработке обогащенного каолина. Благодаря содержанию активной окиси алюминия, способной связывать значительно больше извести, чем кремнезем. Дозировка высокоактивного метакаолина составляет от 3 % до 15 % от массы цемента, точные дозировки подбираются опытным путём.

Таким образом, кремнеземсодержащие добавки, по химическому составу на 60 – 90 % представленные оксидом кремния, обеспечивают получение при температурах 30 °С и выше низкие плотности растворов и высокие прочности камней, в сравнении с добавками бентонита и диатомита. Низкий температурный диапазон активности кремнезема обусловлен в данном случае его аморфным состоянием.

Основным недостатком всех вышеперечисленных облегчающих добавок является адсорбирование жидкости затворения на поверхности кремнеземистых частиц. Поэтому при низких температурах, когда растворимость кремнезема низка, он не взаимодействует с минералами ПЦ, а повышенное водосодержание растворов приводит к понижению физико – механических параметров камней.

Проведенный выше анализ позволяет сделать вывод, что в условиях умеренных температур могут быть использованы тампонажные растворы содержащие в составе кремнезем в аморфном состоянии. Принимая во внимание

их повышенную растворимость, по сравнению с кристаллическим кремнеземом, они взаимодействуют с $\text{Ca}(\text{OH})_2$, выделяющейся при гидратации минералов ПЦ, что приводит к возникновению гидросиликатов кальция разной основности, в том числе низкоосновных. Последние обеспечивают высокую прочность тампонажных камней, но большую объемную усадку их в разные сроки твердения.

Для условий низких положительных температур (до 20 °С) рассмотренные выше облегчающие добавки малоэффективны, поскольку основной составляющей тампонажных растворов пониженной плотности является водосодержание.

Несмотря на очевидные и существенные недостатки облегченных тампонажных растворов с повышенным водосодержанием для первичного цементирования обсадных колонн в условиях низких температур (до 20 °С), в качестве облегчающих добавок к ПЦ, широко применяются микросферы [217 – 221]. Кремнезем в составе микросфер находится в аморфном состоянии, а поэтому растворимость его, в зависимости от температуры, выше в отличие от растворимости кристаллического кремнезема.

Если последний растворяется при температуре 105 °С, то аморфный – при 65-70 °С. Поэтому данная облегчающая добавка участвует в формировании структуры камня и способствует ее упрочнению. Кроме того, микросфера существенно понижает плотность тампонажного раствора – камня. К числу недостатков разных микросфер относятся их всплывание при приготовлении тампонажных растворов в емкостях осреднительных, а, вероятно, в заколонных и межколонных пространствах после завершения процесса цементирования, а также частичное разрушение при высоких гидродинамических давлениях в процессе продавки до устья скважин. Для устранения всплывания микросфер производится сложная химическая обработка облегченных тампонажных растворов с использованием структурообразователей, понизителей водоотдачи, газоблокаторов и других высокомолекулярных реагентов – полимеров, существенно повышающих объемную усадку образующихся камней. При этом молекула полимера покрывает пленкой цементные зерна, что затрудняет доступ воды к поверхности клинкерных

минералов, при этом замедляется процессе гидратации, и может наблюдаться расслаиваемость цементной суспензии [79,99,131].

Приготовление смесей тампонажных нормальной (1750 – 1900 кг/м³) плотности для разных температур применения осуществляется с использованием до 20 % тонкомолотых добавок осадочных пород, представленных карбонатами либо кристаллическим кремнеземом. В качестве указанных добавок широко используются тонкомолотые известняки, опоки, трепелы, диатомиты и другие осадочные породы.

При низких положительных (до 20 °С) и нормальных (до 50 °С) температурах вышеуказанные молотые осадочные породы являются инертными наполнителями, существенно "разбавляющие" компонентные составы смесей тампонажных, т.к. их растворимость и химическая активность значительно возрастают только при умеренных (50 – 100 °С) и высоких (выше 100 °С) температурах.

Пониженное содержание ПЦ, в компонентных составах данных смесей, приводит к понижению седиментационной устойчивости тампонажных растворов при повышенных водосодержаниях, снижению ранней прочности камней и повышению их объемной усадки. В этой связи, повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов, а особенно при повышенных водосодержаниях, обеспечивается сложной химической обработкой последних с использованием структурообразователей, понизителей водоотдачи, газоблокаторов и других высокомолекулярных реагентов – полимеров. В результате вышеуказанной сложной химической обработки седиментационная устойчивость тампонажных растворов существенно возрастает, ранняя прочность камней понижается, а их объемная усадка дополнительно повышается.

Приготовление утяжеленных смесей тампонажных, плотностью более 1900 кг/м³, для разных температур применения, аналогично приготовлению смесей нормальной плотности, осуществляется с использованием до 20 – 30 % добавок утяжеляющих, в качестве которых применяются тонкомолотые бариты, пески, известняки, гематиты, разнообразные металлургические шлаки и др. [58,83,88,92,101,102,113,127,226].

Только при умеренных температурах добавки утяжеляющие, "разбавляющие" компонентные составы утяжеленных тампонажных смесей, гидравлически активируются, поскольку их растворимость и химическая активность возрастает. Пониженное содержание ПЦ, в компонентных составах данных смесей, приводит к понижению седиментационной устойчивости тампонажных растворов даже при пониженных водосодержаниях, что сопровождается выпадением в осадок утяжеляющих добавок в емкостях осреднительных и в заколонных пространствах при продавках. Образующиеся в процессе твердения камни имеют пониженную прочность в ранние сроки и повышенную объемную усадку (до 5 – 7 % и более)[88,92,101].

Повышение седиментационной устойчивости утяжеленных тампонажных растворов достигается проведением сложной химической обработки последних с использованием структурообразователей, понизителей водоотдачи, газоблокаторов и других высокомолекулярных реагентов – полимеров. В итоге седиментационная устойчивость утяжеленных растворов повышается, ранняя прочность камней понижается, а их объемная усадка дополнительно возрастает [131,214].

В связи с вышеизложенным, применяемые для цементирования обсадных колонн, облегченные, нормальной плотности и утяжеленные смеси не обеспечивают высокое качество первичного цементирования обсадных колонн в условиях разных пластовых давлений и температур. При их практическом применении закономерно возникают разнообразные осложнения процесса цементирования – негерметичности обсадных колонн при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления. Для устранения вышеуказанных осложнений необходимо проведение сложных, трудоемких и дорогостоящих ремонтно – изоляционных работ при низкой вероятности получения гарантированного положительного результата.

2.3 Обзор и анализ применяемых технологий первичного цементирования обсадных колонн

В настоящее время первичное цементирование обсадных колонн осуществляется с применением составных столбов растворов, включающих буферные жидкости и облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные растворы. При этом буферные жидкости предназначены для подготовки заколонных и межколонных пространств скважин к замещению облегченными, утяжеленными и нормальной плотности тампонажными растворами, составной столб которых в значительной мере обеспечивает качество первичного цементирования всех обсадных колонн в скважинах разного назначения.

При последовательном нагнетании в цементируемые направления и последующей продавке в заколонные пространства легкоподвижных буферных жидкостей, утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов последние значительно разбавляются, образуя седиментационно – неустойчивые растворы с пониженной плотностью и большой водоотдачей, создающие относительно невысокие по величине гидростатические давления столбов на породы стенок скважин в период ОЗЦ.

После схватывания седиментационно – неустойчивых тампонажных растворов и образования камней в заколонных пространствах в период ОЗЦ гидростатические давления столбов понижаются до атмосферного либо создается вакуум [10,23,27,46]. В данный период объемная усадка тампонажных камней относительно невелика даже с учетом влияния химических реагентов на ее повышение.

В последующие сроки гидратационного твердения тампонажные камни могут получать воду путем обезвоживания толстых рыхлых фильтрационных корок и из горных пород на стенках скважин. Причем, если горные породы на стенках скважин водонасыщенные, то объемная усадка тампонажных камней повышается с низким темпом, если же горные породы на стенках скважин условно «сухие», то объемная усадка камней возрастает с повышенным темпом.

Очевидно, что значительно разбавленные седиментационно – неустойчивые тампонажные растворы, образующие низкопрочные камни с повышенной

величиной объемной усадки, не могут обеспечить напряженный контакт с горными породами на стенках скважин и с обсадными колоннами.

При последовательных нагнетаниях в кондукторы, промежуточные и эксплуатационные колонны, цементирование которых производится в одну ступень, и последующих продажах в заколонные и межколонные пространства легкоподвижных буферных жидкостей, облегченных (легких) тампонажных растворов и, вероятно, утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов возникают значительные разбавления облегченных (легких), а, вероятно, и утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов.

При этом плотности разбавленных облегченных (легких), а, вероятно, и утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов существенно понижаются, а водоотдача их значительно возрастает. Вышеуказанные химически обработанные растворы превращаются в седиментационно-неустойчивые суспензии с пониженной плотностью и большой водоотдачей.

Составные столбы значительно разбавленных облегченных (легких) тампонажных растворов с пониженной плотностью, а, вероятно, и разбавленных утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов создают большие, но разные по величине гидростатические давления в заколонных пространствах и повышенные, но разные по величине, в межколонных пространствах.

После схватывания разбавленных облегченных (легких), а, вероятно, и утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных суспензий и образования камней в заколонных пространствах в период ОЗЦ большие по величине гидростатические давления составных столбов понижаются до атмосферного (0,1 МПа) [10,23,46,89,132,149,150]. В данный период объемная усадка как утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных камней, так и облегченных (легких) камней большая, с учетом влияния химических реагентов на ее повышение. В последующие сроки гидратационного твердения утяжеленные либо нормальной плотности тампонажные камни будут иметь большую величину объемной усадки, нежели облегченные (легкие) камни даже при том, что все они

будут получать воду в результате обезвоживания толстых рыхлых фильтрационных корок и из горных пород на стенках скважин. После схватывания облегченных (легких) растворов и образования тампонажных камней в межколонных пространствах в период ОЗЦ повышенные по величине гидростатические давления понижаются до атмосферного либо образуется вакуум [46,89,149,150]. В данный период твердение тампонажных камней осуществляется без доступа воды, что приводит к увеличению объемной усадки, с учетом влияния химических реагентов на ее повышение. В последующие сроки гидратационного твердения облегченных (легких) тампонажных камней объемная усадка будет неуклонно повышаться даже при обезвоживании пленок на обсадных колоннах.

Очевидно, что составные столбы утяжеленных либо нормальной плотности и облегченных (легких) тампонажных камней, имеющих большую, но разную по величине, объемную усадку в заколонных и межколонных пространствах скважин не могут создать напряженный контакт с горными породами стенок скважин и с обсадными колоннами.

При последовательных нагнетаниях в промежуточные и эксплуатационные колонны, первичное цементирование которых осуществляется в две ступени с разрывом во времени, и последующих продавках в заколонные пространства первых ступеней легкоподвижных буферных жидкостей, утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов, до окон устройств ступенчатого цементирования и выше, возникают значительные разбавления химически обработанных утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов. При этом плотности вышеуказанных химически обработанных тампонажных растворов существенно понижаются, а растворы превращаются в седиментационно – неустойчивые растворы, на которые в течение 8 – 16 ч воздействуют большие по величине гидродинамические давления циркулирующих буровых растворов.

После схватывания значительно разбавленных утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов и образования камней, объемная усадка которых велика, в заколонных пространствах между устройствами ступенчатого цементирования и кровлями усадочных камней образуются

интервалы разной высоты, заполненные буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора.

Цементирование вторых ступеней осуществляется с последовательным использованием легкоподвижных буферных жидкостей, химически обработанных облегченных (легких), утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов, образующих составные столбы.

При продавках вышеуказанных составных столбов буферных жидкостей, облегченных (легких), утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов, через окна устройств ступенчатого цементирования, легкоподвижные буферные жидкости значительно разбавляют облегченные (легкие), а, вероятно, и утяжеленные либо нормальной плотности тампонажные растворы. Плотности всех вышеуказанных растворов существенно понижаются, а их водоотдачи возрастают. При этом растворы превращаются в седиментационно – неустойчивые растворы, на которые воздействуют гидродинамические давления при продавках, а по окончании продавок до устья – гидростатические давления.

Большие по величине гидродинамические и гидростатические давления составных столбов второй ступени воздействуют на утяжеленные либо нормальной плотности тампонажные камни первой ступени, повышая их объемную усадку, а соответственно высоту интервалов, заполненных смесями буферных жидкостей и буровых растворов в заколонных пространствах.

Следует отметить, что образование вышеуказанных интервалов большой высоты против проявляющих горных пород и склонных к пластическим течениям (соли, пластичные глины и др.), может приводить к смятию обсадных колонн и к газонефтеводорапопроявлениям при цементировании вторых ступеней, в процессах ОЗЦ и последующих углублений стволов скважин.

После схватывания утяжеленных либо нормальной плотности, облегченных (легких) тампонажных суспензий, образования камней в заколонных и межколонных пространствах второй ступени за 24 ч гидростатические давления составных столбов понижаются до атмосферного [10,23,46,125,149,150]. В данный период объемная усадка как утяжеленных либо нормальной плотности

тампонажных камней, так и облегченных (легких) камней велика, с учетом влияния химических реагентов на ее повышение.

В последующие сроки гидратационного твердения, утяжеленные либо нормальной плотности тампонажные камни будут иметь большую величину объемной усадки, нежели облегченные (легкие) камни даже при том, что все они будут получать воду в результате обезвоживания толстых рыхлых фильтрационных корок и из горных пород на стенках скважин.

После схватывания облегченных (легких) тампонажных растворов и образования камней в межколонных пространствах в период ОЗЦ повышенные по величине гидростатические давления понижаются до атмосферного либо создается вакуум. В данный период твердение тампонажных камней осуществляется без доступа воды, что приводит к увеличению их объемной усадки, с учетом влияния химических реагентов на ее повышение. В последующие сроки гидратационного твердения облегченных (легких) тампонажных камней их объемная усадка будет неуклонно повышаться даже при обезвоживании пленок буровых растворов на обсадных колоннах.

Очевидно, что составные столбы утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных камней первой и второй ступеней и облегченных (легких) тампонажных камней второй ступени, имеющих большую, но разную по величине, объемную усадку, не способны обеспечить напряженный контакт с горными породами стенок скважин и с обсадными колоннами.

В этой связи, при опрессовках заколонных пространств направлений, кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн после ОЗЦ возникают их негерметичности. В случае появления в заколонных пространствах промежуточных либо эксплуатационных колонн межпластовых перетоков флюидов, особенно газов, они мигрируют вверх из проявляющих либо продуктивных пластов, а при достижении башмаков кондукторов и направлений продавливают обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на обсадных колоннах и образуют микрозазоры разной, в том числе повышенной,

раскрытости, являющиеся каналами для возникновения межколонных давлений и заколонных проявлений.

Большие по величине пластовые (поровые) давления, появляющиеся при межпластовых перетоках флюидов, приводят к дополнительной объемной усадке тампонажных камней, а соответственно к увеличению микрозазоров в заколонных и межколонных пространствах, к повышению величин межколонных давлений и к сокращению затрат времени на их восстановление после сбросов.

Для устранения объемной усадки химически обработанных утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов – камней и облегченных (легких) тампонажных растворов – камней, а соответственно для предотвращения разнообразных осложнений процессов первичного цементирования разных обсадных колонн и обводнений скважин как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации, в бездобавочные ПЦ и в тампонажные смеси вводятся разнообразные добавки расширяющие на основе оксидов кальция, магния, алюминия, железа, сульфоалюминатов, сульфоферритов кальция и др. [16,36,38,54,56,76,79,90-94,104,107,108,117,134,148,177,208,217,238].

Использование данных расширяющих добавок обосновывается тем, что в процессе гидратации оксидов CaO , MgO , Al_2O_3 , Fe_2O_3 и др. возникают гидрогели $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Al}(\text{OH})_3$, $\text{Fe}(\text{OH})_2$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$ и др., объем которых в 2,2 раза превышает объем исходных оксидов.

При гидратации гидроалюминатов и гидроферритов кальция, в присутствии двухводного гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), возникают комплексные новообразования – моно и трехсульфатные формы гидросульфоалюминатов и гидросульфоферритов кальция. При этом объем гидросульфоалюминатов и гидросульфоферритов кальция трехсульфатных форм в 2,86 раза превышает объем исходных гидроалюминатов и гидроферритов кальция [36,118].

Рекомендуемая дозировка данных добавок расширяющих в бездобавочные ПЦ и в тампонажные смеси до 10 %. Указанные дозировки добавок расширяющих в компонентных составах химически обработанных бездобавочных ПЦ и смесей

тампонажных, при гидратации и твердении растворов – камней, должны обеспечивать требуемое (до 2 – 3 %) объемное расширение последних.

Однако обработка тампонажных растворов разными химическими реагентами – структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими высокомолекулярными реагентами – полимерами, приводит к весьма существенному понижению либо к полному устранению объемного расширения камней [33,51,54,101,112, 129,131,134,160,211].

В этой связи, введение любых добавок расширяющих в химически обработанные бездобавочные ПЦ и в тампонажные смеси, является бессмысленным и весьма затратным мероприятием, т.к. безусадочные либо с малой величиной объемного расширения камни не решают проблему устранения разнообразных осложнений процессов первичного цементирования разных обсадных колонн.

Для устранения негерметичностей заколонных и межколонных пространств обсадных колонн при опрессовках после ОЗЦ, межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений и заколонных проявлений, образующиеся в период ОЗЦ гидратационного твердения тампонажные камни, при давлении 0,1 МПа, должны иметь большую (5 % и более) величину объемного расширения. В последующие сроки твердения, при давлении 0,1 МПа, объемное расширение камней должно быть предотвращено.

В ограниченных заколонных и межколонных пространствах объемное расширение утяжеленных, нормальной плотности, а также облегченных (легких) тампонажных камней существенно, примерно вдвое, понижается, но остается при этом достаточно большим. Тампонажные камни уплотняются, а их прочности неуклонно возрастают.

Таким образом, для существенного повышения качества первичного цементирования разных обсадных колонн в сложных горно – геологических условиях необходимы смеси тампонажные, образующие в процессе гидратации седиментационно – устойчивые тампонажные растворы, без применения химических реагентов – структурообразователей, понизителей водоотдачи,

газоблокаторов и других высокомолекулярных реагентов- полимеров, а в процессе твердения – камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения при давлении 0,1 МПа. Возможность и целесообразность исключения структурообразователей, понизителей водоотдачи, газоблокаторов и других высокомолекулярных реагентов – полимеров, при обработках тампонажных растворов химическими реагентами, обосновывается тем, что при продавках в заколонные пространства седиментационно – устойчивые тампонажные растворы контактируют с горными породами стенок скважин, надежно защищенными малопроницаемыми фильтрационными корками, ограниченное время – до одного часа. При разных режимах движения в заколонных пространствах, а при турбулентных прежде всего, отфильтровывание их жидкостей в горные породы стенок скважин весьма маловероятно.

В связи с вышеизложенным, только образующиеся при твердении тампонажные камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения могут обеспечить напряженный контакт со всеми горными породами в заколонных пространствах и с обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах, исключая при этом негерметичности при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

2.4 Смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах на месторождениях ПАО "Татнефть" и ОАО «ТНК-ВР»

В практике первичного цементирования применяются разные смеси с облегчающими добавками в компонентном составе для получения облегченных тампонажных растворов, предназначенных для обеспечения подъема их до устья в условиях поглощений, а нередко катастрофических, в верхних интервалах скважин. Однако данные растворы имеют существенные недостатки, а именно расслоение растворов, образование усадочных тампонажных камней низкой прочности и др. Поэтому первоначально главной задачей являлось создание седиментационно – устойчивого тампонажного материала заводского

изготовления, образованного при смешивании бездобавочного ПЩ, порошка грубого и тонкого помола – продукта термической и механохимической активации каолиновой глины с дозировкой 35 – 40 % и необходимых химических реагентов – воздухововлекающего компонента и суперпластификатора – обеспечивающих при приготовлении мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешивании в емкостях осреднительных.

Заводское производство опытно – промышленных партий вышеуказанных тампонажных смесей осуществлено согласно разработанному и утвержденному ТУ5739 – 001 – 14142287 – 2007 под шифром СУТМ – седиментационно – устойчивый тампонажный материал, образующий в процессе гидратации мелкопоризованный облегченный тампонажный раствор, а в процессе твердения камень с малой (до 2 %) величиной объемного расширения.

Технологические свойства применяемых на практике облегченных тампонажных растворов и СУТМ представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты исследования технологических свойств облегченных тампонажных растворов и СУТМ.

Показатели (жидкость затворения- вода пресная)	ПЦТ III-О65-50	ЦБС (ПЦТ II-50 + глинопорошок)	ПЦТ I-50 + 15 % алюмосиликатных микросфер	СУТМ
Водосмесевое отношение	0,5	0,5	1,0	0,6
Плотности растворов, м ³ /кг	1550	1600	1420	1650→1380
Водоотделение, мл	5	3	4,0	0
Растекаемость, мм	220	220	215	235
Прочности камней на изгиб/ сжатие за 48 ч при Р = 0,1 МПа, Т = 20 ± 2°С, МПа	0,7/1,6	2,0/3,6	1,25/2,1	1,1/1,95

Результаты лабораторного исследования объемной усадки и объемного расширения тампонажных камней при давлении 0,1 МПа и температурах (20 ± 2 и 75 °С) представлены на рисунке 2.3.

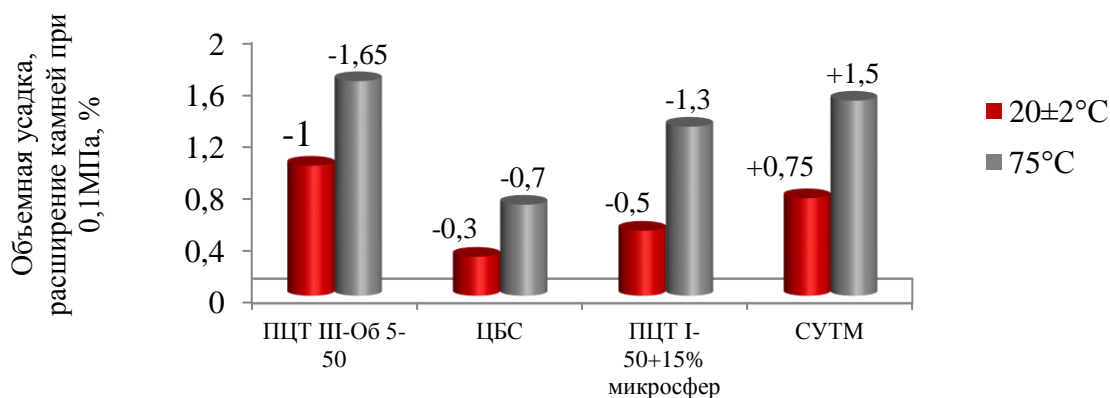


Рисунок 2.3 – Результаты исследования объемной усадки и объемного расширения тампонажных камней при давлении 0,1 МПа и разных температурах.

Результаты исследований показали, что в процессе 2 сут твердения облегченных тампонажных растворов при 0,1 МПа образовались усадочные тампонажные камни, причем усадка их возрастает с повышением температуры твердения. Разработанный СУТМ образовал тампонажные камни с небольшим (0,75 и 1,5 %) объемным расширением при указанных температурах твердения.

Совместно с ОАО "СевКавНИПИгазом" проведены исследования тампонажных камней, образованных из ПЦТ II – 50 и СУТМ 1560 – 50 с целью оценки их изоляционных свойств (способности пропускать газ) в системе камень – металл путем определения проницаемости во влагонасыщенном состоянии при $\Delta P = 0,15$ МПа (эффективная проницаемость) [148]. При этом тампонажные камни, образованные с использованием ПЦТ II – 50 и СУТМ, сформированы и испытаны в металлических кольцах, внутренняя поверхность которых покрыта буровым раствором, после 2 сут твердения во влажной среде при нормальных условиях. (табл. 2.4). Последнее учитывает наличие фильтрационной корки на стенках скважин и пленки буровых растворов на поверхности обсадных колонн.

Установлено, что тампонажные камни в металлических кольцах, без покрытия их буровым раствором, практически непроницаемы при градиенте давления 5 МПа/м, в то время как в кольцах с буровым раствором имеют проницаемость 0,155 и 0,07 мкм², что указывает на необходимость качественной подготовки стволов скважин к замещению тампонажными растворами.

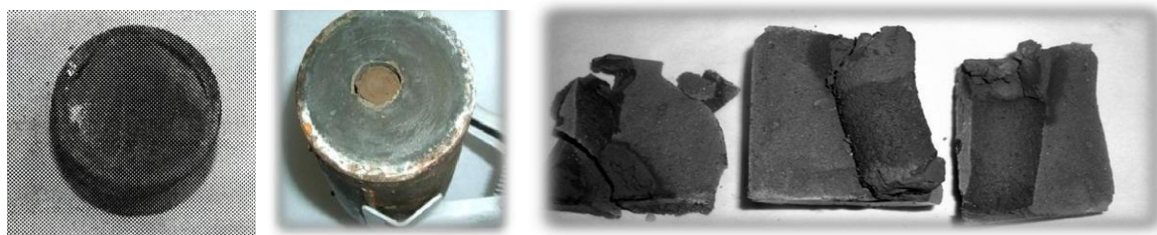
Таблица 2.4 – Результаты исследования камней в системе «тампонажный камень – металл» и состояния бурового раствора в камне.

Тип	В/С	ρ , кг/м ³	Д, мм	Газопроницаемость, 10 ⁻³ , мкм ²	Проницаемость камня, мкм ²	
					без бурового раствора	с буровым раствором*
ПЦТ II-50	0,5	1830	200	0,6	непроницаем	0,155
СУТМ1560-50	0,6	1650→ 1380	240	0,0	непроницаем	0,007

Примечание: проницаемость камня в металлических кольцах по воздуху во влагонасыщенном состоянии при $\Delta P = 0,15$ МПа, через 2 сут., мкм²

* – буровой раствор плотностью 1580 кг/м³ (8 % глины, Na-КМЦ, ПАЦ - Флорас, кальцинированная сода, УЦР, барит).

На рисунках 2.4 и 2.5 представлены фотографии тампонажных камней, образованных с использованием ПЦТ II-50, ПЦТ I-G-CC-1 и СУТМ [129,148].



ПЦТ II – 50

ПЦТ I-G-CC-1

Рисунок 2.4 – Фотографии тампонажных камней из ПЦТ II-50 и ПЦТ I-G-CC-1

На фото двухсуточного образца тампонажного камня из ПЦТ II-50 в стальном кольце видно, что на границе тампонажного камня с металлом возник микрозазор, образовавшийся в результате объемной усадки при твердении раствора – камня.

На фото образца тампонажного камня из ПЦТ I-G-CC-1 при твердении в течение 12 сут видно, что буровой раствор просел внутрь и его объем в канале уменьшился, т.е. отсутствует связь с камнем. После извлечения из металлического кольца камень неравномерно раскололся на 3 части, что указывает на его

повышенную закристаллизованность и подверженность разрушению с образованием трещин при перфорации [129].



Рисунок 2.5 – Фотографии образцов тампонажных камней из СУТМ 1560 – 50.

Тампонажный камень из СУТМ после твердения в течение 13 сут распилен на две половинки для определения состояния бурового раствора. Видно, что мелкопоризованный облегченный тампонажный камень практически полностью обезвожил буровой раствор, что привело к появлению кольцевого микрозазора, являющегося каналом для возникновения негерметичности в контактной зоне.

Опытно – промышленное испытание и последующее внедрение СУТМ в производство осуществлено первоначально при первичном цементировании верхних интервалов 800 – 0 и 1200 – 0 м с использованием составных столбов мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов на площадях ПАО «Татнефть».

Первичное цементирование эксплуатационных колонн производилось с последовательным применением легкоподвижных буферных жидкостей, в качестве которых использованы химически обработанные воды технические объемом 6 м³ и более, мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов.

Применение СУТМ, при наличии поглощающих горизонтов в верхних интервалах, позволило повсеместно поднять составные столбы тампонажных растворов до устья. При этом установлено, что плотности и растекаемости мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов на выходе из скважин оказывались ниже либо соответствовали этим параметрам в емкостях осреднительных.

При проведении опытно – промышленных испытаний во всех зацементированных эксплуатационных колоннах применен расширенный комплекс геофизических исследований в составе:

- АКЦ (МАК – 2), ВАК – 8 – для оценки качества контактов тампонажных камней с обсадными колоннами и горной породой в заколонных и межколонных пространствах;

- ГГК (СГДТ) – для количественной оценки физико – механических свойств горных пород и тампонажных камней (плотности, пористости и др.)

Указанные геофизические приборы были тарированы для исследования структуры облегченных тампонажных камней.

По данным СГДТ плотности мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней по интервалам глубины значительно варьируют, нередко превышают базовые плотности мелкопоризованных облегченных, а также нормальные плотности тампонажных растворов, получаемых при приготовлении их на изливе воронок гидравлических низкого давления в цементные баки-«чанки».

По данным исследований рассчитывался КПК - безразмерный коэффициент плотности контакта, характеризующий качество цементирования эксплуатационных колонн. Согласно РД 153–39.0–349–04 «Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть» по стволам скважин. КПК преимущественно колебался в интервале 0,70 – 0,97. При этом качество цементирования характеризуется как удовлетворительное.

С использованием составного столба мелкопоризованного облегченного и нормальной плотности тампонажных растворов произведено первичное цементирование эксплуатационной колонны диаметром 146 мм в скв. № 1906 Нурлатского УБР ПАО «Татнефть».

Подготовка заколонного и межколонного пространств к замещению составным столбом тампонажных растворов произведена с использованием 6 м³ технической воды, ТПФН и ВПК.

Мелкопоризованная облегченная тампонажная суспензия базовой, на изливе воронки гидравлической низкого давления в цементный бак – «чанок», плотности

1630 – 1650 кг/м³ применялась в интервале 800 – 0 м, а тампонажный раствор плотностью 1830 ± 20 кг/м³ – в интервале 1800 – 800 м.

При перемешивании в емкости осреднительной плотность мелкопоризованного тампонажного раствора колебалась в пределах 1460 – 1540 кг/м³, а при нагнетании в эксплуатационную колонну – в пределах 1630 – 1650 кг/м³ (по данным СКЦ). При посадке продавочной пробки на упорное кольцо в шламбассейн сброшено 5 – 7 м³ смеси буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора.

В таблице 2.5 представлено распределение плотностей мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней по интервалам глубины.

Таблица 2.5 – Распределение мелкопоризованных тампонажных камней по интервалам глубин.

№ п/п	Нагнетаемая плотность тампонажных растворов в эксплуатационную колонну по данным СКЦ, кг/м ³	Плотности камней по данным СГДТ, кг/м ³	Коэффициенты плотности камней
1	2	3	4
1	Интервал 800 – 0 м 1630 - 1650 кг/м ³	Менее 1250	0
		1300 - 1250	0,4
		1350 - 1300	0,5
		1400 - 1350	0,65
		1450 - 1400	0,6
		1500 - 1450	0,7
		1550 - 1500	0,8
		1600 - 1550	0,9
2	Интервал 1800 – 800 м 1830 ± 20 кг/м ³	Менее 1550	0,5
		1600 - 1550	0,65
		1650 - 1600	0,7
		1700 - 1650	0,8
		1750 - 1700	0,9
		1800 - 1750	1,0

Анализ данных табл. 2.5 показывает, что плотности мелкопоризованных облегченных и нормальных плотностей тампонажных камней варьируют по

интервалам глубины и неуклонно понижаются в заколонных и межколонных пространствах в направлении от башмака эксплуатационной колонны к устью.

Понижение плотностей мелкопоризованных облегченных тампонажных камней можно объяснить разбавлением мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора буферной жидкостью – химически обработанной водой технической большого (6 м^3) объема, и упругостью его при понижении гидростатического давления столба растворов сверху, а тампонажных камней нормальной плотности – разбавлением тампонажного раствора нормальной плотности мелкопоризованным облегченным тампонажным раствором и, вероятно, буферной жидкостью при нагнетании составного столба в эксплуатационную колонну и при продавке в заколонное и межколонное пространства с большим расходом.

При этом коэффициент качества первичного цементирования верхнего интервала в скв. № 1906 составил 0,67 и признан удовлетворительным, а данная скважина сдана в эксплуатацию с дебитом нефти $68 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Опытно – промышленная работа с использованием составного столба мелкопоризованного облегченного и нормальной плотности тампонажных растворов проведена при первичном цементировании эксплуатационной колонны 146 мм в скв. № 28659 Карамалинской площади Азнакаевского УБР ПАО «Татнефть».

Подготовка заколонного и межколонного пространств к замещению составным столбом тампонажных растворов осуществлена с использованием 6 м^3 химически обработанной ТПФН и ВПК воды технической.

Базовая, на изливе из воронки гидравлической низкого давления в цементный бак – «чанок», плотность мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии колебалась в пределах $1460 - 1550 \text{ кг/м}^3$, а плотность раствора в емкости осреднительной – в пределах $1350 - 1440 \text{ кг/м}^3$. В процессе приготовления мелкопоризованной тампонажной суспензии ориентировались, на параметр растекаемости, который поддерживался в пределах 210 – 245 мм по конусу КР – 1 и на ее плотность, контролируемую с применением ареометра АБР.

В течение основного периода приготовления мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии стремились поддерживать плотность на изливе воронки гидравлической низкого давления на уровне 1500 кг/м^3 , а раствора в емкости осреднительной 1400 кг/м^3 . Когда в емкости осреднительной оставалось $2 - 3 \text{ м}^3$ мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора приступили к приготовлению тампонажного раствора плотностью 1820 кг/м^3 . В результате смешивания образовалось несколько, порядка 6 м^3 , смеси тампонажных растворов.

По окончании нагнетания в эксплуатационную колонну и продавки в заколонное и межколонное пространства при давлении 7 МПа в шламбассейн сброшено $6 - 7 \text{ м}^3$ облегченной смеси технической воды и раствора из СУТМ. Проверка герметичности эксплуатационной колонны в течение 30 мин , показала, что обратный клапан герметичен. Сбросили давление и оставили колонну на ОЗЦ на 48 ч . Для оценки качества первичного цементирования эксплуатационной колонны использовали: АКЦ (МАК – 2), ВАК – 8 и ГГК (СГДТ).

На рисунке 2.6 представлены результаты акустической цементометрии эксплуатационной колонны в скв. № 28659 Карамалинской площади ПАО «Татнефть» в интервале $0 - 850 \text{ м}$, зацементированной с использованием мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора –камня.

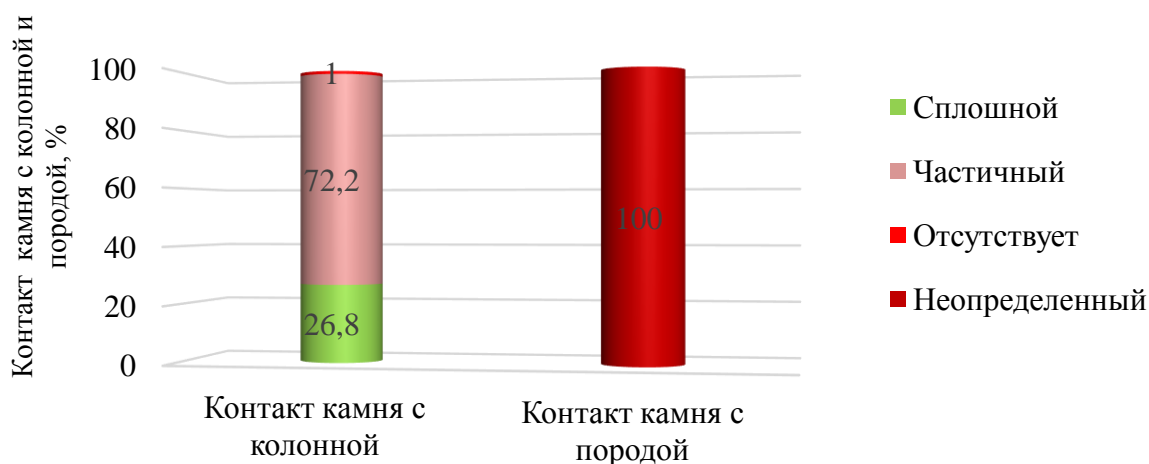


Рисунок 2.6 – Контакты камня с эксплуатационной колонной и породой в межколонном и заколонном пространствах.

КПК мелкопоризованного облегченного тампонажного камня с эксплуатационной колонной в интервале 0 – 350 м межколонного пространства и в интервале 350 – 850 м заколонного пространства, согласно методики оценки качества крепления обсадных колонн ПАО «Татнефть», составляет 0,80 и характеризуется как удовлетворительный.

Неопределенный контакт в межколонном пространстве 0 – 350 м и в заколонном пространстве 350 – 850 м свидетельствует, что между мелкопоризованным облегченным тампонажным камнем и кондуктором, а также между камнем и горными породами возникает микрозазор, образованный, вероятно, объемной усадкой, под воздействием гидростатического давления, безусадочного либо с малой величиной объемного расширения камня при давлении 0,1 МПа и обезвоживанием пленки бурового раствора на обсадных колоннах и толстой рыхлой фильтрационной корки на породах.

Проведенными стендовыми исследованиями [72,219] и производственными испытаниями [171] доказано, что на глубинах до 500 – 600 м от устья мелкопоризованные облегченные, с высокой степенью поризации, эрозионные буферные и тампонажные растворы – камни практически не сжимаются, а их плотности на выходе из скважин, нередко оказываются ниже плотностей, полученных в емкостях осреднительных при приготовлениях.

Убедительным подтверждением вышеуказанному являются результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны диаметром 146 мм в скв. № 28659 Карамалинской площади ПАО "Татнефть", зацементированной с использованием, в качестве первой порции, мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора – камня.

Результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны в скв. № 28659 Карамалинской площади приведены на рисунке 2.7.

Анализ данных рис. 2.7 позволяет сделать вывод, что при нагнетании в цементируемую эксплуатационную колонну и при последующей продавке в заколонное и межколонное пространства с большим расходом мелкопоризованный

облегченный тампонажный раствор значительно разбавился химически обработанной ТПФН и ВПК буферной жидкостью объемом 6 м³.



Рисунок 2.7 – Результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны 146 мм в скв. № 28659 Карамалинской площади.

Плотности мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов – камней значительно варьируют, но при этом неуклонно повышаются с ростом глубины. На глубинах 500 – 600 м плотности тампонажных растворов – камней практически соответствуют базовым плотностям. На глубине более 600 м плотности мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов – камней превышают базовые плотности растворов, полученных при приготовлении, но данное превышение не столь существенное. Важно отметить, что на глубине 850 м плотности мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов – камней соответствуют базовой плотности раствора – 1550 кг/м³, а некоторое превышение базовой плотности может быть связано с образованием смеси мелкопоризованного облегченного и нормальной плотности тампонажных растворов в зоне контакта при нагнетании их в эксплуатационную колонну и при продавке в заколонное и межколонное пространства с большим расходом.

В этой связи, мелкопоризованные облегченные безусадочные либо с малой величиной объемного расширения тампонажные камни не обеспечивают напряженного контакта в межколонных и заколонных пространствах при воздействии гидростатических давлений составных столбов тампонажных растворов в период ОЗЦ.

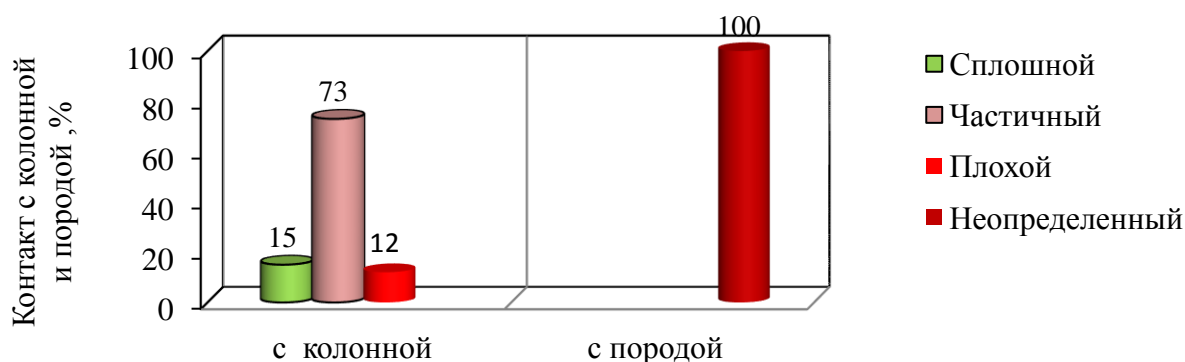
СУТМ для нормальных (20 – 50 °С) и умеренных (50 – 100 °С) температур использованы при первичном цементировании обсадных колонн в разных горно-геологических условиях площадей Оренбургской области [162].

С целью исключения катастрофических поглощений тампонажных растворов в верхних интервалах и гидроразрыва пород промежуточные колонны на площадях Оренбургской области цементировались ступенчато с разрывом во времени и с использованием МСЦ, ЦБС и ПЦ растворов нормальной плотности.

По новой технологии промежуточные колонны диаметром 245 мм на Бузулукской и Д – Сыртовской площадях были зацементированы в один прием с последовательным использованием легкоподвижных буферных жидкостей - химически обработанных технических вод, СУТМ Обл 1560 – 50 и ПЦТ 1 – 50. Последовательное применение СУТМ Обл 1560 – 50 и ПЦТ 1 – 50 позволило успешно цементировать промежуточные колонны в один прием, отказавшись от применения МСЦ.

Промежуточная колонна 245 мм на площади Бузулукской зацементирована в один прием с последовательным использованием СУТМ Обл 1560 – 50 и ПЦТ I – 50. Причем СУТМ Обл 1560 – 50 применялся в интервале 650 – 0 м, а ПЦТ I – 50 в интервале 1295 – 650 м.

Результаты акустической цементометрии промежуточной колонны 245 мм на Бузулукской площади представлены на рисунке 2.8.



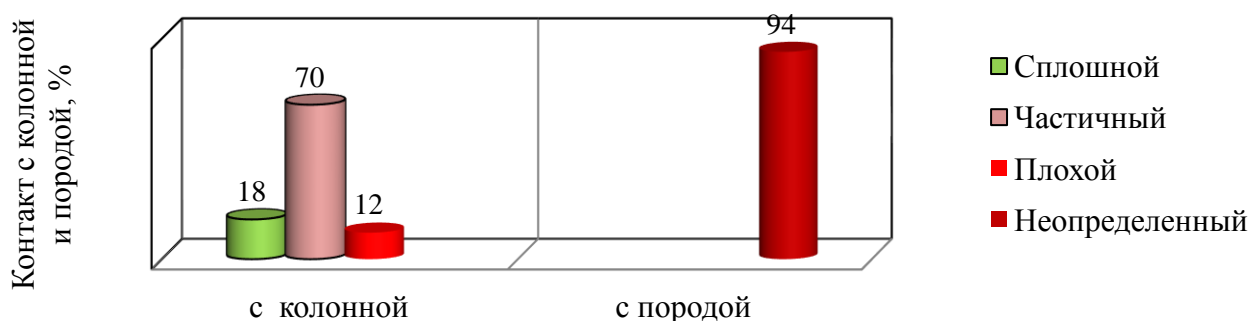
$$\text{КПК} = 0,76 \text{ (} 0,6 \div 0,8 \text{ удовлетворительно)}$$

Рисунок 2.8 – Результаты акустической цементометрии промежуточной колонны на площади Бузулукской.

КПК - безразмерный коэффициент плотности контакта, характеризующий качество цементированной колонны по методике ОАО «Татнефть» интерпретируется как удовлетворительное.

Промежуточная колонна 245 мм на площади Д - Сыртовская зацементирована в один прием с использованием СУТМ Обл 1560 – 50 и ПЦТ I – 50. Причем СУТМ Обл 1560 – 50 применялся в интервале 1000 – 20 м, а ПЦТ I – 50 – в интервале 2030 – 1000 м.

Результаты акустической цементометрии промежуточной колонны диаметром 245 мм на Д – Сыртовской площади представлены на рисунке 2.9.



$$\text{КПК} = 0,78 \text{ (} 0,6 \div 0,8 \text{ удовлетворительно)}$$

Рисунок 2.9 – Результаты акустической цементометрии промежуточной колонны на площади Д – Сыртовская.

ПЦ камень, в интервале применения 2030 – 1000 м, обеспечил близкие к СУТМ Обл 1560 – 50 результаты контакта как с промежуточной колонной, так и с породой.

Заводское производство опытно – промышленных партий эрозионной буферной и тампонажных смесей осуществлено согласно разработанному и утвержденному ТУ5739 – 001 – 14142287 – 2007 под шифрами СУБМ и СУТМ – седиментационно – устойчивые буферный и тампонажный материалы соответственно.

Опытно – промышленные испытания СУБМ и СУТМ, образующих при гидратации мелкопоризованные облегченные эрозионный буферный и расширяющийся тампонажный растворы, проведены при первичном

цементировании эксплуатационной колонны на площади Ново – Михайловской Оренбургской области.

Эксплуатационная колонна 168 мм на площади Ново - Михайловской зацементирована в один прием, без УСЦ, с последовательным применением СУБМ Обл. 1520 – 75, СУТМ Обл 1560 – 75 и РТМ – 75 ПВ – известного расширяющегося тампонажного материала. При этом СУТМ Обл 1560 – 75 применялся в интервале 1678 – 550 м, а РТМ – 75 ПВ – в интервале 1853 – 1678 м.

На изливе воронки гидравлической в цементную емкость базовые плотности мелкопоризованных облепченных эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной суспензий составили 1560 и 1650 кг/м³, а расширяющегося тампонажного раствора нормальной плотностью 1910 кг/м³.

При низкой интенсивности перемешивания в емкости осреднительной плотность мелкопоризованных облепченных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов понизились до 1450 и 1510 кг/м³ соответственно.

Акустическая цементометрия, в интервале применения СУТМ Обл 1560 – 75, показала следующие результаты контакта мелкопоризованного облепченного тампонажного камня с эксплуатационной колонной и породой:

- с эксплуатационной колонной: сплошной – 38 %, частичный – 62 %;
- с породой: чередование сплошного и частичного.

Применение СУТМ Обл 1560 – 75, при наличии поглощающих горизонтов в верхних интервалах, позволило поднять составной столб тампонажных растворов до устья, а мелкопоризованный облепченный тампонажный раствор в процессе твердения образовал тампонажные камни с малой величиной объемного расширения.

Данные тампонажные камни обеспечили представленные в таблице 2.6 контакты с колонной и породами.

Таблица 2.6 – Результаты акустической цементометрии эксплуатационной колонны на площади Ново – Михайловской.

Интервалы глубины, м			Контакт камня	
кровля пласта	подошва пласта	мощность пласта	с колонной	с породой
334,0	399,2	65,2	отсутствует	в интервале двойной
399,2	699,0	299,8	частичный	неопределенный
699,0	777,6	78,6	частичный	частичный
777,6	784,2	6,6	сплошной	частичный
784,2	833,9	49,7	частичный	частичный
833,9	835,6	1,7	сплошной	сплошной
835,6	848,5	12,9	частичный	частичный
848,5	850,3	1,8	сплошной	сплошной
850,3	855,0	4,7	частичный	частичный
855,0	857,3	2,3	сплошной	сплошной
857,3	859,7	2,4	частичный	частичный
859,7	862,1	2,4	сплошной	сплошной
862,1	866,5	4,4	частичный	частичный
866,5	869,8	3,3	сплошной	сплошной
869,8	871,8	2,0	частичный	частичный
871,8	873,6	1,8	сплошной	сплошной
873,6	876,0	2,4	частичный	частичный
876,0	904,8	28,8	сплошной	сплошной
904,8	910,1	5,3	частичный	частичный
910,1	912,0	1,9	сплошной	сплошной
912,0	914,5	2,5	частичный	частичный
914,5	916,2	1,7	сплошной	сплошной
916,2	948,8	32,4	частичный	частичный
948,8	950,3	1,5	сплошной	сплошной
950,3	963,2	12,9	частичный	частичный
963,2	965,0	1,8	сплошной	сплошной
965,0	967,7	2,7	частичный	частичный
967,7	973,6	5,9	сплошной	сплошной
973,6	976,0	2,4	частичный	частичный
976,0	978,0	2,0	сплошной	сплошной
978,0	982,0	4,0	частичный	частичный
982,0	983,5	1,5	сплошной	сплошной
983,5	1017,8	34,3	частичный	частичный
1017,8	1024,0	6,2	сплошной	сплошной
1024,0	1027,2	3,2	частичный	частичный
1027,2	1029,2	2,0	сплошной	сплошной
1029,2	1032,0	2,8	частичный	частичный
1032,0	1033,9	1,9	сплошной	сплошной

1033,9	1063,2	29,3	частичный	частичный
1063,2	1065,0	1,8	сплошной	сплошной
1065,0	1068,2	3,2	частичный	частичный
1068,2	1070,2	2,0	сплошной	сплошной
1070,2	1074,2	4,0	частичный	частичный
1074,2	1082,1	7,9	сплошной	сплошной
1082,1	1084,0	1,9	частичный	частичный
1084,0	1085,7	1,7	сплошной	сплошной
1085,7	1087,5	1,8	частичный	частичный
1087,5	1088,7	1,2	сплошной	сплошной
1088,7	1091,9	3,2	частичный	частичный
1091,9	1095,5	3,6	сплошной	сплошной
1095,5	1098,2	2,7	частичный	частичный
1098,2	1104,2	6,0	сплошной	сплошной
1104,2	1118,0	13,8	частичный	частичный
1118,0	1128,0	10,0	сплошной	сплошной
1128,0	1130,8	2,8	частичный	частичный
1130,8	1136,1	5,3	сплошной	сплошной
1136,1	1141,0	4,9	частичный	частичный
1141,0	1143,5	2,5	сплошной	сплошной
1143,5	1152,2	8,7	частичный	частичный
1152,2	1175,9	23,7	сплошной	сплошной
1175,9	1179,1	3,2	частичный	частичный
1179,1	1184,0	4,9	сплошной	сплошной
1184,0	1189,3	5,3	частичный	частичный
1189,3	1193,0	3,7	сплошной	сплошной
1193,0	1194,8	1,8	частичный	частичный
1194,8	1197,1	2,3	сплошной	сплошной
1197,1	1198,9	1,8	частичный	частичный
1198,9	1210,0	11,1	сплошной	сплошной
1210,0	1212,9	2,9	частичный	частичный
1212,9	1227,5	14,6	сплошной	сплошной
1227,5	1245,9	18,4	частичный	частичный
1245,9	1248,1	2,2	частичный	частичный
1248,1	1255,1	7,0	сплошной	сплошной
1255,1	1258,1	3,0	частичный	частичный
1258,1	1271,1	13,0	сплошной	сплошной
1271,1	1276,0	4,9	частичный	частичный
1276,0	1277,9	1,9	сплошной	сплошной
1277,9	1280,0	2,1	частичный	частичный
1280,0	1284,0	4,0	сплошной	сплошной
1284,0	1287,3	3,3	частичный	частичный
1287,3	1296,3	9,0	сплошной	сплошной
1296,3	1310,0	13,7	частичный	частичный

1310,0	1311,8	1,8	сплошной	сплошной
3111,8	1313,7	1,9	частичный	частичный
1313,7	1322,3	8,6	сплошной	сплошной
1322,3	1357,3	35,0	частичный	частичный
1357,3	1360,2	2,9	сплошной	сплошной
1360,2	1365,9	5,7	частичный	частичный
1365,9	1370,1	4,2	сплошной	сплошной
1370,1	1376,1	6,0	частичный	частичный
1376,1	1380,0	3,9	сплошной	сплошной
1380,0	1382,4	2,4	частичный	частичный
1382,4	1388,9	6,5	сплошной	сплошной
1388,9	1394,3	5,4	частичный	частичный
1394,3	1402,6	8,3	сплошной	сплошной
1402,6	1410,6	8,0	частичный	частичный
1410,6	1412,3	1,7	сплошной	сплошной
1412,3	1415,3	3,0	частичный	частичный
1415,3	1417,2	1,9	сплошной	сплошной
1417,2	1425,3	8,1	частичный	частичный
1425,3	1426,9	1,6	сплошной	сплошной
1426,9	1437,3	10,4	частичный	частичный
1437,3	1466,4	29,1	сплошной	сплошной
1466,4	1494,7	28,3	частичный	частичный
1494,7	1497,9	3,2	сплошной	сплошной
1497,9	1499,2	1,3	частичный	частичный
1499,2	1500,9	1,7	сплошной	сплошной
1500,9	1526,1	25,2	частичный	частичный
1526,1	1529,5	3,4	сплошной	сплошной
1529,5	1535,2	5,7	частичный	частичный
1535,2	1537,1	1,9	сплошной	сплошной
1537,1	1542,2	5,1	частичный	частичный
1542,2	1610,7	68,5	сплошной	сплошной
1610,7	1615,5	4,8	частичный	частичный
1615,5	1753,2	137,7	сплошной	сплошной
1753,2	1754,9	1,7	частичный	частичный
1754,9	1775,7	20,8	сплошной	сплошной
1775,7	1777,4	1,7	частичный	частичный
1777,4	1787,4	10,0	сплошной	сплошной
1787,4	1790,1	2,7	частичный	частичный
1790,1	1809,2	19,1	сплошной	сплошной
1809,2	1811,3	2,1	частичный	частичный
1811,3	1813,5	2,2	сплошной	сплошной
1813,5	1831,9	18,4	частичный	частичный
1831,9	1834,4	2,5	сплошной	сплошной
1834,4	1853,0	18,6	частичный	частичный

Расширяющийся тампонажный камень, в интервале применения 1853 – 1678 м, обеспечил следующие результаты контакта с эксплуатационной колонной и породой:

- с эксплуатационной колонной: сплошной – 74 %, частичный – 26 %;
- с породой: чередование сплошного и частичного.

Радиоактивная цементометрия, с использованием прибора СГДТ – МВ – М, позволила определить плотности мелкопоризованного облегченного и нормальной плотности расширяющихся тампонажных камней в интервалах применения СУТМ Обл 1560 – 75 и РТМ – 75 ПВ.

Результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны представлены на рисунке 2.10.

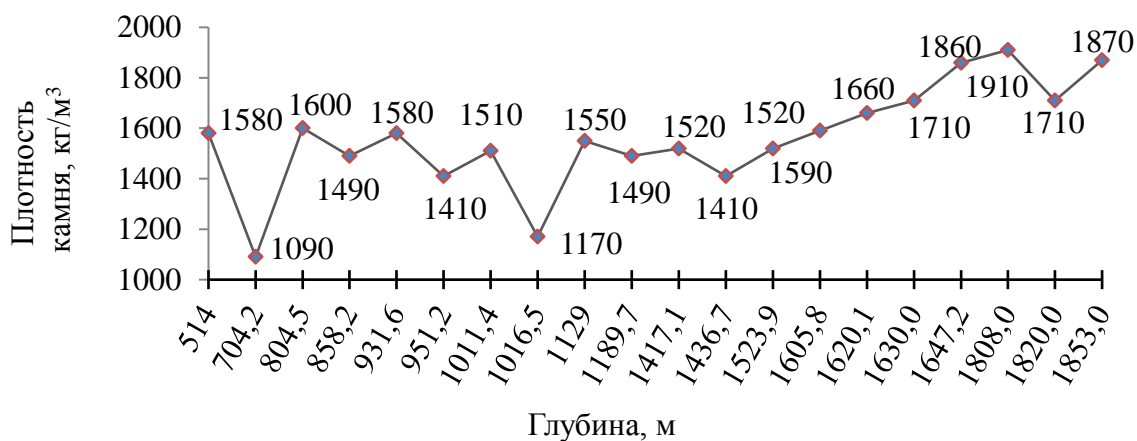


Рисунок 2.10 – Результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны в заколонном пространстве скважины.

Анализ данных рис. 2.10 показывает, что:

- плотности как мелкопоризованных облегченных, так и нормальной плотности расширяющихся камней значительно варьируют по интервалам глубины и при этом появляются аномальные их величины;
- аномально низкие величины мелкопоризованных облегченных тампонажных камней, видимо, приурочены к водопроявляющим пластам;
- мелкопоризованный облегченный тампонажный раствор плотностью 1510 кг/м³, в заколонном пространстве реальной скважины, практически не сжимается

под действием гидростатического давления составного столба, которое на глубине 1678 м превышает 24 МПа;

- плотность мелкопоризованных облегченных тампонажных камней по интервалам глубины практически не превышает плотность приготавливаемого в емкости осреднительной мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора;

- в зоне контакта мелкопоризованного облегченного и нормальной плотности тампонажных растворов, вероятно, при последовательном нагнетании в эксплуатационную колонну и последующей продавке в заколонное пространство с большим расходом, образуется большой объем смеси растворов, имеющей переменную, с нарастающей по глубине плотностью тампонажного раствора – камня.

Анализ лабораторных исследований и опытно – промышленных работ свидетельствует, что необходимо разработать, совместимые по минералогическому и гранулометрическому составам, новые эрозионную буферную и расширяющиеся тампонажные смеси и технологии их последовательного применения для существенного повышения качества первичного цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах.

Таким образом, только расширяющиеся тампонажные смеси, образующие в процессе твердения камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения, могут обеспечить преимущественно сплошной контакт как с обсадными колоннами, так и с породами, но при условии качественной подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами с использованием больших объемов седиментационно – устойчивого мелкопоризованного облегченного эрозионного буферного раствора.

2.5 Разработка и исследование компонентных составов расширяющихся тампонажных смесей

Новые расширяющиеся тампонажные смеси должны удовлетворять ряду важнейших требований, предъявляемых к образующимся в процессе гидратации

технологическим свойствам тампонажных растворов, а в процессе твердения – физико – механическим параметрам камней, а именно [166,170,177]:

- высокой (220 – 245 мм) растекаемости растворов при разных температурах применения;
- высокой седиментационной устойчивости растворов при разных В/С и жидкостях затворения;
- допустимо коротких сроков загустевания – схватывания растворов при разных температурах твердения;
- регулирования в широких диапазонах плотностей растворов для исключения высоких гидродинамических давлений в заколонных и межколонных пространствах при продавках с большими расходами, без применения дополнительного оборудования – компрессоров высокого давления либо азотных установок;
- получения физико – химической связи вовлекаемого в тампонажные растворы воздуха, без образования устойчивых пен, для предотвращения агрегирования и удаления его при интенсивных перемешиваниях тампонажных растворов при приготовлениях;
- должны быть совместимы с буферными растворами по минералогическому и гранулометрическому составам;
- обеспечения допустимой ГОСТ ранней прочности тампонажных камней с замкнутой пористостью и низкой проницаемостью;
- обеспечения большого (5 % и более) объемного расширения тампонажных камней в процессе схватывания и последующего твердения в период 1 суток при разных температурах и давлениях;
- использовать в составах расширяющихся тампонажных смесей химические реагенты, не влияющие на объемное расширение тампонажных камней;
- появления высокой эластичности и деформативности тампонажных камней в ранние сроки и некоторой пластичности их в поздние сроки твердения;

- возникновения высокой стойкости тампонажных камней в разных коррозионных средах;
- сохранения технологических и фильтрационных свойств растворов и физико – механических параметров камней при длительных сроках хранения расширяющихся тампонажных смесей в неблагоприятных условиях.

Представленному выше ряду важнейших требований к качеству удовлетворяют разработанные и запатентованные [166,170,173] расширяющиеся тампонажные смеси, образующие при гидратации седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешиваниях.

Новые расширяющиеся тампонажные смеси образуются при смешивании бездобавочных ПЩ и разных дозировок разработанной термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки (ТПРД).

Компонентный состав ТПРД, в свою очередь, образуется путем смешивания гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой – известковой пород в соотношении 60 – 40 %, воздухововлекающего компонента, а также необходимых химических реагентов – пластификаторов, регуляторов сроков загустевания – схватывания.

При этом гидрофобный продукт термической и механохимической активации глинистой и известковой пород является природным структурообразователем, центром кристаллизации и термостойким пластификатором в составах расширяющихся тампонажных смесей.

Важно отметить, что структурообразователи, понизители водоотдачи, газоблокаторы и другие высокомолекулярные реагенты – полимеры, в компонентном составе ТПРД не используются.

Смешивание ТПРД с бездобавочными ПЩ может осуществляться как в условиях завода сухих смесей, так и в условиях буровых. При централизованной поставке бездобавочных ПЩ и при отсутствии цехов сухих смесей изготовление

расширяющихся тампонажных смесей преимущественно производится в условиях буровых, путем неоднократных перетарок их перед применением.

В процессе разработки компонентного состава ТПРД к бездобавочным ПЩ проводились многочисленные лабораторные исследования с использованием современных контрольно – измерительных приборов, в том числе специально созданного оборудования. Свойства тампонажных растворов – камней определяли в соответствии с ГОСТ, техническими условиями и методами, применяемыми в научно – исследовательской практике.

Испытания тампонажных материалов проводили по ГОСТ 26798.1– 96, ГОСТ 26798.2 – 96, с учетом требований международного стандарта ISO 10426.

В процессе исследования материалов применялись следующие методы анализа: химический, рентгенофазовый (РФА), электронно – микроскопический, а также оптическая микроскопия. Химический анализ материалов производился согласно ГОСТ 5382 – 96. Рентгенофазовый анализ проводился с использованием дифрактометра ДРОН – 3М. Идентификация фаз проводилась с использованием международной рентгенометрической картотеки JCPDS – ASTM.

В условиях лаборатории активность термоактивированных глинистой и известковой пород при разных температурах определялась методом испытания их в смеси с бездобавочным ПЩ (ГОСТ 25094–94).

Были приготовлены смеси с содержанием 10 % обожженной, при разных температурах, пород и 90 % бездобавочного ПЩ, из которых, при водосмесевом отношении 0,50 изготавливали образцы тампонажных камней, твердеющих при атмосферном давлении и температуре 20 ± 2 °С. После 48 ч твердения полученные образцы испытывали на прочность при изгибе.

В качестве бездобавочного портландцемента использовался ПЦТ I–50 Сухоложского цементного завода.

Результаты влияния обжига пород при разных температурах на прочность полученных тампонажных камней при изгибе представлены на рисунке 2.11.

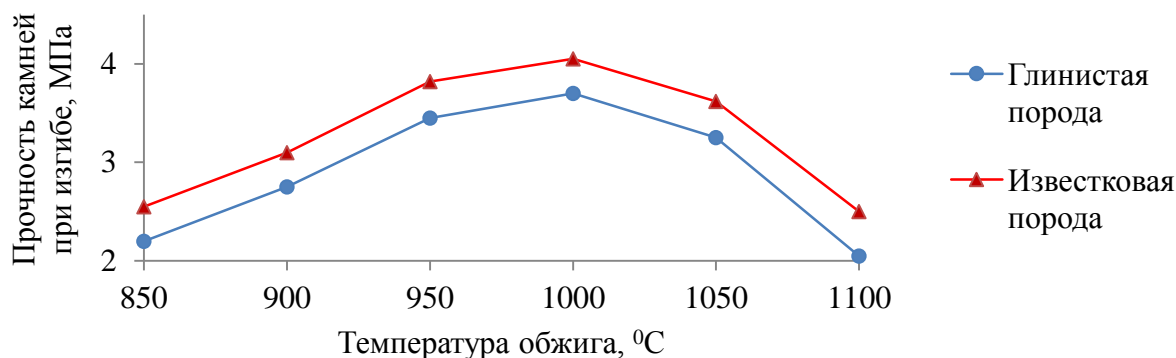


Рисунок 2.11 – Зависимость прочности тампонажных камней при изгибе от температуры обжига пород.

Результаты испытаний показали, что введение обожженных при 850 – 900 °C пород снижает прочность камня. Снижение прочности тампонажных камней наблюдается в больших пределах, в сравнении с прочностью при изгибе бездобавочного ПЦТ I – 50 равной 3,4 МПа. Введение в состав смеси обожженных при 950 – 1000 °C пород повышает прочность камня при изгибе. Использование смеси обожженных при 1050 °C глинистой и известковой пород снижает прочность тампонажного камня пропорционально введенному ее количеству.

Породы, обожженные в интервале 950 – 1050 °C, обладают повышенной гидратационной активностью, а поэтому могут быть отнесены к высокоактивным минеральным добавкам. Повышение температуры обжига снижает их активность. За счет рекристаллизации минералов, входящих в их состав, при температуре свыше 1050 °C породы становятся неактивными. Термическая активация при температурах 950 – 1050 °C используемых глинистой и известковой пород производится при установленных в лаборатории и проверенных в условиях заводов оптимальных режимах, при которых породы теряют всю воду (свободную, капиллярно, адсорбционно и химически связанную) и разлагаются на высокоактивные оксиды металлов и минералов.

Проведены исследования по определению оптимального соотношения термоактивированных глинистой и известковой пород в компонентном составе ТПРД. Для проведения испытаний 10 % смеси термоактивированных глинистой – известковой пород в соотношениях 90/10; 80/20; 70/30; 60/40 и 50/50 соответственно, смешивали с бездобавочным ПЦТ I – 50. Далее полученные

расширяющиеся тампонажные смеси затворяли водой пресной при водосмесевом отношении 0,50.

Твердение тампонажных растворов – камней осуществлялось в течение 48 часов при температуре 20 ± 2 °С с последующим определением таких параметров как прочность при изгибе и расширение образованных тампонажных камней.

Результаты исследования смеси термоактивированных глинистой – известковой пород при разных соотношениях с бездобавочным ПЦ на объемное расширение и прочность при изгибе тампонажных камней представлены на рисунке 2.12.

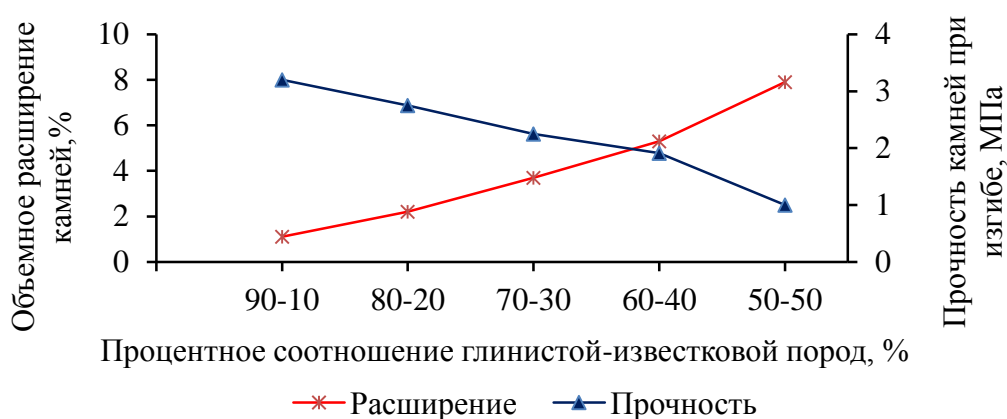


Рисунок 2.12 – Исследование влияния смеси термоактивированных глинистой – известковой пород в разных соотношениях на объемное расширение и прочность тампонажных камней.

Результаты представленные на рис. 2.12, показывают, что оптимальным соотношением смеси термоактивированных глинистой – известковой пород, при данных условиях твердения, является 60 – 40 %, т.к. образуются тампонажные камни с большой величиной объемного расширения и повышенной прочностью при изгибе.

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. В качестве бездобавочного ПЦ использовался ПЦТ I – 50. Твердение тампонажных растворов – камней осуществлялось в течение 48 часов при температуре 20 ± 2 °С.

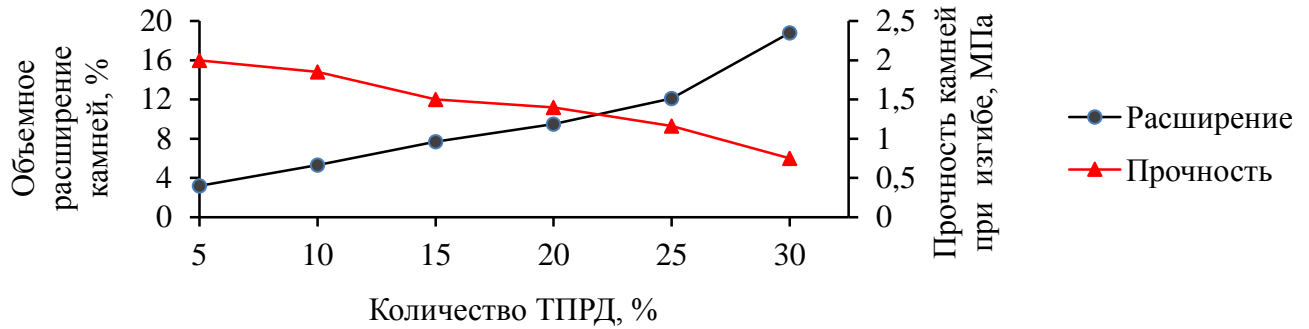


Рисунок 2.13 – Исследование влияния разных дозировок ТПРД на объемное расширение и прочность при изгибе образованных тампонажных камней.

Результаты исследования, представленные на рис. 2.13 показывают, что оптимальной дозировкой ТПРД, при данных условиях твердения, является 20 – 25 %, т.к. образуются тампонажные камни с большой величиной объемного расширения и повышенной прочностью при изгибе.

Химический состав расширяющейся тампонажной смеси следующий (в %): SiO_2 29,37; Al_2O_3 4,8; Fe_2O_3 4,14; CaO 48,38; MgO 0,8; Na_2O 0,51; K_2O 1,75; SO_3 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 компонентных составах расширяющихся тампонажных смесей удачно решена проблема предотвращения деструкции камней в периоды их образования и последующего гидратационного твердения.

При изготовлении расширяющихся тампонажных смесей для разных температур применения используются ТПРД разных дозировок (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Компонентный состав новых расширяющихся тампонажных смесей.

Жидкости затворения - пресные и минерализованные воды		
Состав	до 50 °С	51 - 100 °С и выше
Бездобавочные портландцементы	75	80
ТПРД	25	20
Суперпластификатор	от 0,03 %;	от 0,06%;
Воздухововлекающий компонент	0,01 - 0,04 %;	0,01 - 0,04%;
Замедлитель сроков загустевания-схватывания	при необходимости	от 0,20%.

Технологические свойства тампонажных растворов и физико – механические параметры камней представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты лабораторных испытаний гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней.

Показатели растворов и камней	Расширяющаяся тампонажная смесь, образованная при использовании ТПРД к разным бездобавочным ПЦ			
	Цем I 42,5Н	ПЦТ I – 50	ПЦТ I– G– СС– 1	
Тип и завод -производитель портландцементов	Белгородский	Суходоложскцемент		
Жидкость затворения	вода пресная			
Водосмесевое отношение	0,60		0,42	0,63
Плотности тампонажных растворов, кг/м ³	1630→ 1420	1630→ 1380	1900→ 1790	1610→ 1400
Водоотделение, мл	Отсутствует			
Растекаемость, мм	250	235	220	250
Температуры твердения, °С	20 - 22			75
Прочности камней на изгиб за 1/2/5 сут твердения при Р = 0,1 МПа, МПа	-/ 1,0/ 1,8	-/ 1,16/ 1,95	-/ 3,9/ 5,2	1,32/ 1,6/ 1,9
Прочности камней на сжатие за 1/2/5 сут твердения, Р=0,1МПа, МПа	-/ 1,8/ 4,51	-/ 2,0/ 4,78	-/ 10,19/ 15,15	2,12/ 4,52/ 7,37
Объемное расширение камней за 1/2/5 сут твердения при Р = 0,1 МПа, %	-/ 11,8/ 12,0	-/ 12,1/ 12,3	-/ 8,9/ 8,9	11,5/ 11,7/ 11,7

Примечание: стрелкой показаны понижения плотностей растворов в результате перемешивания.

Отметим, что суперпластификатор и замедлитель сроков загустевания – схватывания вводятся в расширяющиеся тампонажные смеси сверх 100% используемой массы.

Анализ данных табл. 2.8 показывает, что разные бездобавочные ПЦ в смеси с вышеуказанными дозировками ТПРД образуют седиментационно – устойчивые растворы, а в процессе твердения тампонажные камни с большой величиной объемного расширения. Причем для изготовления расширяющихся тампонажных смесей можно использовать как строительные, так и бездобавочные тампонажные ПЦ. Гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности

тампонажные растворы, совместимые с гидрогелевыми мелкопоризованными эрозионными буферными растворами, обладают упругостью, высокой седиментационной устойчивостью, регулируемой в широких диапазонах плотностью за счет изменения интенсивностей и продолжительностей гидродинамической активации (перемешивания).

При гидратации базовых компонентов расширяющихся тампонажных смесей – бездобавочных ПЦ, образуются гидросиликаты, гидроалюминаты, гидросульфоалюминаты и гидросульфоферриты кальция моно и трехсульфатных форм, а также иные новообразования (кристаллогидраты) разных форм и выделяются аморфные гидрогели $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и $\text{Mg}(\text{OH})_2$.

Фазовый состав твердеющего ПЦТ I – 50 представлен на рисунке 2.14.

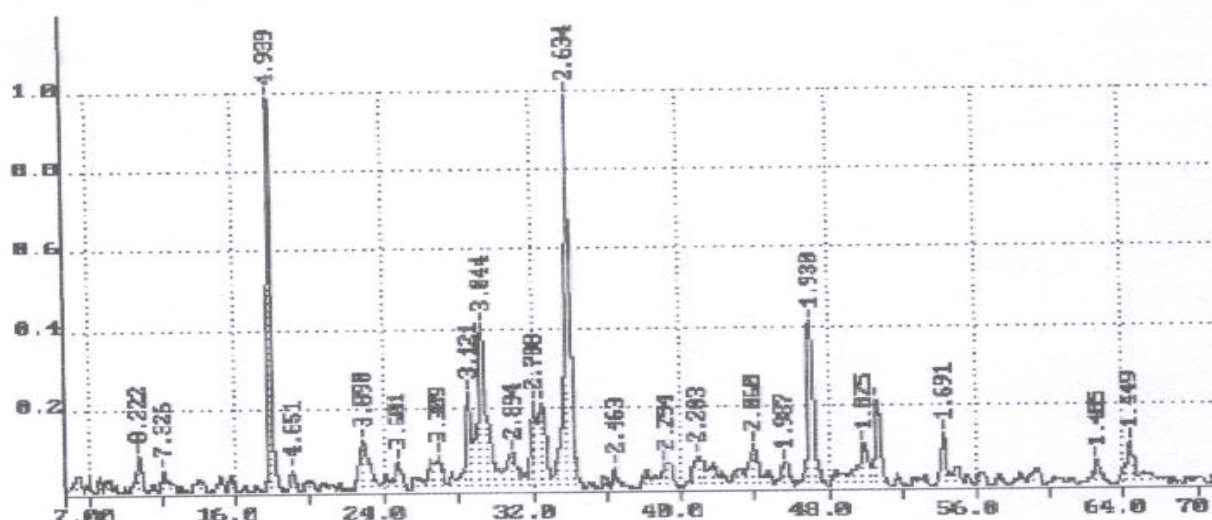


Рисунок 2.14 – Рентгенограмма твердеющего ПЦТ I – 50.

По данным, представленным на рис.2.14, на рентгенограммах образцов 28 суточного твердения присутствуют дифракционные максимумы $d = 9,8; 3,08; 2,85; 2,00; 1,83; 1,56 \text{ \AA}$ и др., указывающие на присутствие в нем гидросиликата кальция C-S-H (II), портландита $\text{Ca}(\text{OH})_2$ $d = 4,93; 3,11; 2,63; 1,92; 1,79; 1,49 \text{ \AA}$ и непрореагировавшего алита C_3S $d = 3,03; 2,77; 2,6 \text{ \AA}$.

Изучение фазового состава расширяющегося тампонажного раствора – камня, образованного с использованием ПЦТ I – 50 и ТПРД 25% при температуре $20 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$, проводилось с использованием рентгенографического анализа (рисунках 2.15 – 2.16).

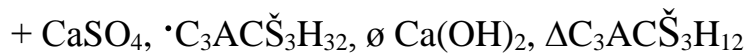
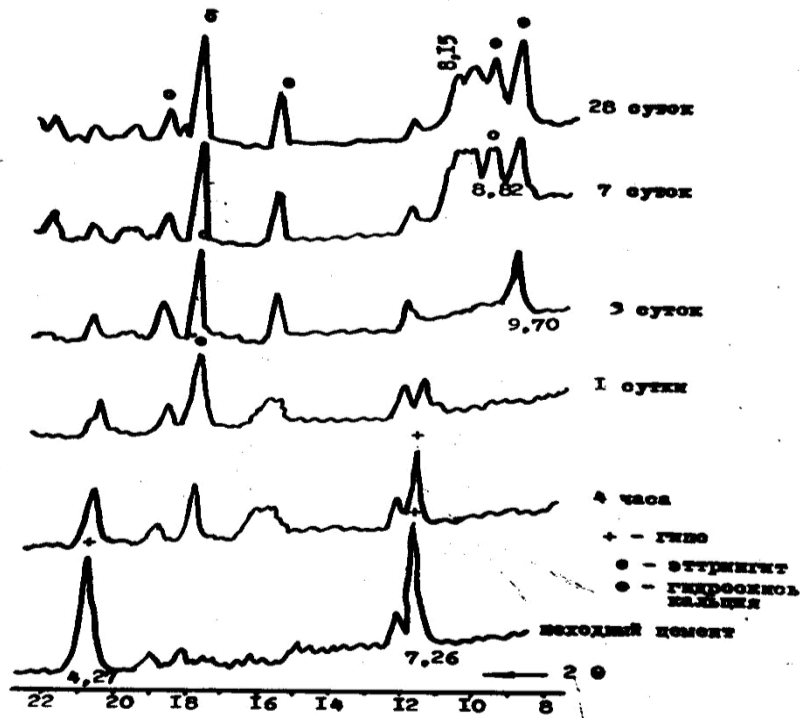


Рисунок 2.15 – Рентгенограмма расширяющегося тампонажного раствора-камня при твердении 4 ч, 7 ч, 1 сут, 7 сут, 28 сут.

Данные рис. 2.14 свидетельствуют, что при гидратации расширяющейся тампонажной смеси образование этtringита ($\text{C}_3\text{A}(\text{C}\check{\text{S}})_3 \cdot \text{H}_{31}$) происходит в течение первых суток твердения, к 28 суткам количество его увеличивается, а в камне также присутствует и гидромосульфоалюминат кальция. Увеличение количества этtringита, $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и рост их кристаллов способствует расширению, но одновременно и некоторому снижению прочности, наблюдаемой при испытании камней на изгиб и сжатие, по сравнению с прочностью камней из бездобавочных ПЦ.

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

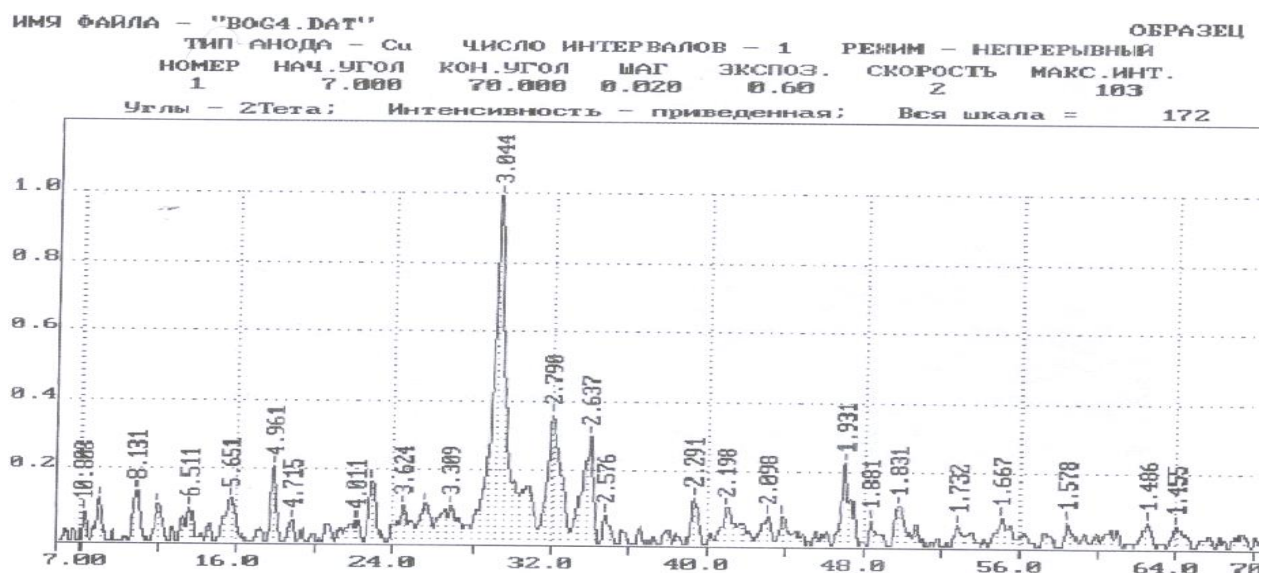


Рисунок 2.16 – Рентгенограмма гидратированного расширяющегося тампонажного камня после 28 суток твердения при атмосферном давлении и температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$.

По данным рентгенофазового анализа (рис. 2.15), после 28 суток твердения расширяющегося тампонажного камня, отсутствуют дифракционные максимумы относящиеся к портландиту, идентифицируемому по отражению $d = 4,93; 2,63; 1,93 \text{ \AA}$, по сравнению с камнем из бездобавочного ПЦ (рис.2.13), но появляются линии интенсивности свойственные низкоосновным гидросиликатам кальция ($d = 3,04 \text{ \AA}$) и гидрогранатам состава C_3ASH_4 ($d = 2,80; 2,72 \text{ \AA}$).

Образование большого количества данных устойчивых соединений повышает термостойкость, коррозионную устойчивость и долговечность образованных тампонажных камней.

Учитывая результаты РФА, рассчитан фазовый состав твердеющего мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня.

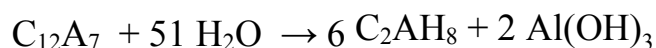
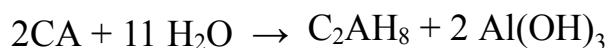
Результаты расчета состава продуктов гидратации мелкопоризованного расширяющегося тампонажного раствора – камня представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Состав продуктов гидратации (%).

$\text{C}_3\text{AC}\check{\text{S}}_3\text{H}_{31}$	C_2AH_8	C_3AH_{13}	$\text{Al}(\text{OH})_3$	СН	$\text{C}\check{\text{S}}\text{H}_2$
37,8	6,5	16	2,8	10,5	-

Расчет проведен с учетом следующих допущений:

- влияние C_2S не учитывалось, т.к к 28 суткам белит гидратирует всего на 20 %;
- гидратация цементов произошла полностью по реакциям:



Среди продуктов гидратации обнаруживается большое количество $Ca(OH)_2$, гидроалюминатов кальция разного состава и $Al(OH)_3$ способствующие уплотнению и упрочнению структуры камня. В качестве расширяющих компонентов принимали гидросульфалюминат кальция трехсульфатной формы, $Ca(OH)_2$ 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, т.е вышеуказанное количество ТПРД в ПЦ способно обеспечить формирование прочной и расширяющейся структуры твердения.

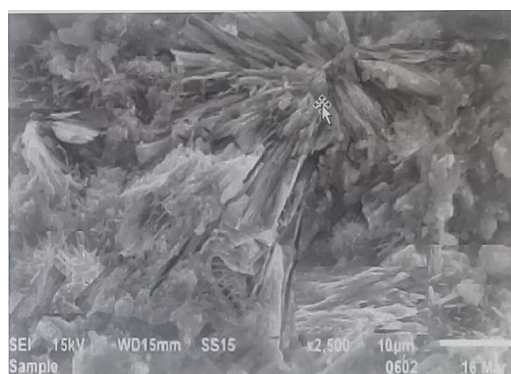
Электронно – микроскопические исследования проводили методом оптической микроскопии на микроскопах МИМ – 7 в проходящем свете и с помощью сканирующего электронного микроскопа JEOL57 1610LV.

Полученные фотографии позволили выявить особенности микроструктуры цементных камней (рисунок 2.17).

Оценивая характер формирования тампонажного камня при твердении бездобавочного ПЦ, можно отметить, что структура тампонажного камня характеризуется наличием разобщенных участков, сложенных плотными скоплениями гидросиликатных частиц и закристаллизованных крупных кристаллов $Ca(OH)_2$.



а) x 2000



б) x 2500

Рисунок 2.17 – Микроструктура тампонажного камня при твердении ПЦ (а) и ПЦ с ТПРД (б).

Электронно – микроскопическими исследованиями установлено, что поверхность скола расширяющегося тампонажного камня суточного твердения представлена более выраженной структурой, среди которой просматриваются пластинчатые кристаллы $\text{Ca}(\text{OH})_2$, удлинённые крупные кристаллы этtringита переплетённые с волокнистыми гидросиликатами кальция и столбчатые кристаллы гипса.

Аморфные гидрогели металлов и гелевидные соли кремниевой кислоты, образующиеся при медленной гидратации гидрофобного порошка – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 60 – 40%, взаимодействуя между собой и с продуктами гидратации бездобавочных ПЦ в щелочной среде, образуют те же самые новообразования (кристаллогидраты), что и при гидратации бездобавочных ПЦ, но значительно более активные.

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 ПЦ, 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 ее пуццолановой активностью, обеспечивается не только улучшение физико – механических свойств, но и значительно повышается коррозионная стойкость камня.

В связи с появлением дополнительного количества высокоактивных новообразований – кристаллогидратов, с разным размером молекул, больших в том числе, химически связывается большое количество жидкости затворения, снижается водоотделение растворов, повышается их седиментационная устойчивость, а также возникает расширение тампонажных камней в ранние сроки твердения (до 1 сут) за счет превышения на 30 – 120 % объема новообразований над объемом исходных оксидов металлов и минералов.

Результаты расчета количества связанной воды в продуктах гидратации ПЦТ I – 50 и расширяющейся тампонажной смеси представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10– Количество связанной воды.

Время твердения, сут	Количество, %	
	ПЦТ I - 50	Расширяющаяся тампонажная смесь ПЦТ I - 50 + ТПРД 25 %
2	16	22,8
28	18	25,2

Количество связанной воды в ПЦ камне через 2 суток меньше на 30 % по сравнению с расширяющимся тампонажным камнем, образованным с дозировкой 25 % ТПРД. К 28 суткам количество связанной воды расширяющимся тампонажным камнем увеличилось на 10 %, по сравнению с 2 сут, что, вероятно, вызвано ускорением процесса гидратации, с одной стороны, и ростом кристаллов этtringита – с другой.

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.

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

Однако в дальнейшем прочности облегченных и нормальной плотности мелкопоризованных тампонажных камней возрастают 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 ПЦ [177].

Кроме того, медленное нарастание прочности облегченных и нормальной плотности гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных камней в ранние сроки твердения (1 – 2 сут) связано с тем, что вводимые в бездобавочные ПЦ ТПРД разных дозировок как бы разбавляют бездобавочные ПЦ, уменьшая их количество. Поэтому облегченные и нормальной плотности гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы – камни твердеют более продолжительное время, нежели химически обработанные ПЦ растворы – камни.

Вовлечение в облегченные и нормальной плотности гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы, при их перемешивании, большого количества воздуха, равномерно распределяющегося в растворах, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, которые увеличивают объемы растворов и повышают их седиментационную устойчивость [19].

С целью изучения состояния поровой структуры мелкопоризованного тампонажного раствора – камня проводились исследования с помощью оптического микроскопа МИМ – 7 и поромера Porotech 3.1 (рисунок 2.18 и 2.19).

Исследование суспензии тампонажного раствора с воздухововлекающим компонентом в проходящем свете, при увеличении в 400 раз.

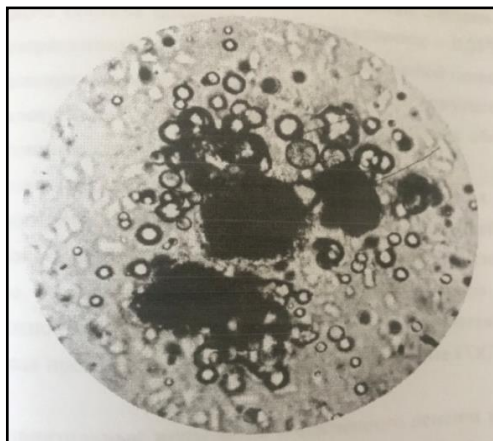


Рисунок 2.18 – Микроснимок тампонажного раствора с воздухововлекающим компонентом в проходящем свете.

Как показали микроскопические исследования слиянию пузырьков воздуха и их агрегации препятствует "броня" из гидрофобизированных частиц цемента и пород. При перемешивании раствора на поверхности пузырьков воздуха образуется слой из налипших гидрофобных частиц. Вовлечение в гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы, при их перемешивании, большого количества воздуха, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, которые увеличивают объемы растворов и повышают их седиментационную устойчивость.

По данным проведенного исследования рассчитано капиллярное давление мельчайших пузырьков воздуха в тампонажном камне. Согласно закона Лапласа, мельчайшие пузырьки воздуха в тампонажном камне создают более высокое капиллярное давление, чем крупные поры.

В связи с тем, что мельчайшие пузырьки воздуха имеют две поверхности – наружную и внутреннюю, а каждая поверхность создает дополнительное давление, то формула Лапласа приобретает следующий вид: $\Delta P = 4\sigma/d$, где ΔP - капиллярное давление, МПа (разность давлений соседних фаз, разделенных искривленной поверхностью);

σ - поверхностное натяжение на границе воздуха с жидкостью, дин/см;

d – диаметр пор, мкм.

Результаты расчета капиллярного давления в мелкопоризованном расширяющемся камне в зависимости от диаметра пор представлены на рисунке 2.19.

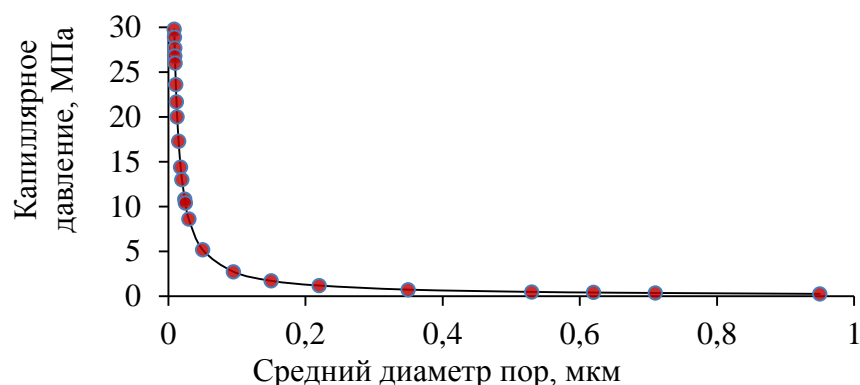


Рисунок 2.19 – Зависимость капиллярного давления пузырьков воздуха от диаметра пор.

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

Кроме того, гидрофобный порошок термоактивированных глинистой и известковой пород, в компонентных составах расширяющихся тампонажных смесей, медленно набухает, причем его набухание может продолжаться и после того, как камни уже образовались в ранние сроки твердения. Процесс набухания приводит к тому, что камни расширяются.

Эффект расширения при этом обеспечивается расклинивающим давлением жидкости затворения в гидрофобизированных глинистых минералах, а величина расклинивающего давления может превышать на порядки давления при оксидном и сульфоалюминатном объемных расширениях камней [84, 90, 103, 108, 112, 117, 134, 225].

По данным исследований Данюшевского В.С., Кравченко И.В., Кузнецовой Т.В. эффект расширения камней обеспечивается расклинивающим действием воды в глинистых минералах, а величина расклинивающегося давления в глинах 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 кремниевой кислоты и капиллярного (порового) давления мельчайших пузырьков воздуха в начальный период (4 – 6 ч) структурообразования, а в последующие сроки твердения (до 1 – 2 сут) – в результате возникновения разнообразных кристаллогидратов с разными, в том числе большими, размерами молекул и расклинивающего давления в термоактивированных глинистой и известковой породах.

Проведены исследования зависимостей плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора от водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания (рисунках 2.20 и 2.21).

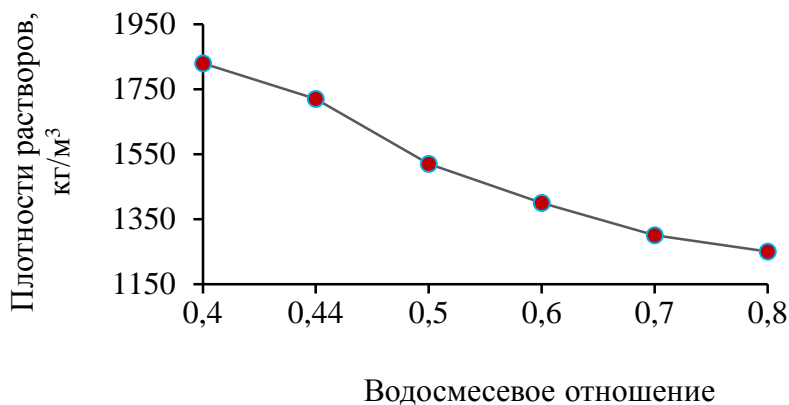


Рисунок 2.20 – Зависимость плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора от водосмесевого отношения.

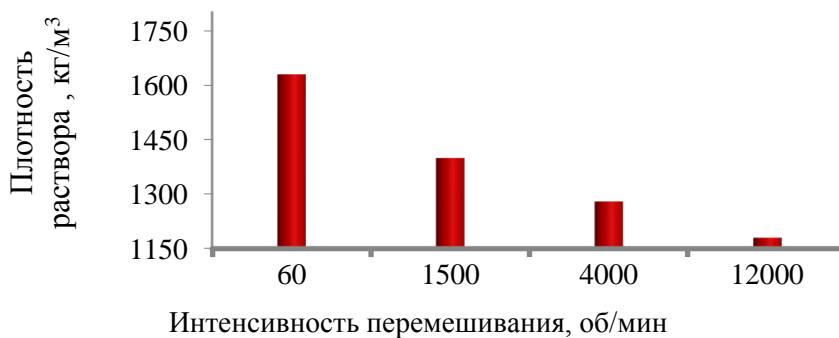


Рисунок 2.21 – Зависимость плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора от интенсивности перемешивания.

Видно, что плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора неуклонно понижаются при повышении водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания. При этом появляется способность повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давлений сверху составных столбов растворов и осуществлять либо усиливать приствольную кольматацию проницаемых, в том числе продуктивных, пластов пород.

Свойства облегченных и нормальной плотности гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов – камней при затворении пресной и слабосолеными водами представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Свойства гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней.

Показатели раствора	Расширяющаяся тампонажная смесь (ТПРД 25 % к бездобавочным ПЦ)			
	вода пресная	вода 1030 кг/м ³	вода 1050 кг/м ³	вода 1200кг/м ³
Жидкость затворения				
Водосмесевоe отношение	0,60	0,65		0,45
Плотность растворов, кг/м ³	1600→1450	1650→1500	1660→1520	1900
Растекаемость, мм	250→240	240	245	220
Водоотделение, мл	0	0	0,5	0
Водоотдача, см ³ /30мин	138→122	144→130	145→130	136
PV, мПа·с	22→36	38	42	25
ДНС, Па	13→23,5	24	24,5	16
СНС, 10с /10мин, Па	8/18,5// 10/18,5	10/18,5	6,5/15,6	11/17,3
pH фильтрата	9,5	10,5	10,5	11,5
Объемное расширение камня, P = 0,1 МПа, %	10,7→12,5	8,3	9,5	9,0
Проницаемость камня по воздуху ,через 48часов, t = 20 ± 2 ⁰ С, мкм ²	0,01→0,002	0,011→ 0,006	0,011→ 0,007	0,012
Газопроницаемость через 24 часа, t = 75 ⁰ С, P=0,1МПа,10 ⁻³ , мкм ²	0,06→0,01	0,07→0,018	0,09→0,02	0,075

Мельчайшие пузырьки воздуха скапливаются (расклиниваются) в порах и трещинах проницаемой горной породы, а при высоких температурах расширяются и способны выдерживать высокое гидродинамическое давление при продавке в заколонное пространство гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажных растворов, предотвращая тем самым возможное их поглощение.

Тампонажные растворы поризуются при использовании в качестве жидкостей затворения пресных и слабосоленых ($1000 - 1050 \text{ кг/м}^3$) вод, а при применении высокоминерализованных вод (1200 кг/м^3) поризация устраняется.

Расширяющиеся тампонажные смеси с воздухововлекающим компонентом, при затворении пресными и слабосолеными водами, образуют в процессе гидратации седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы, а в процессе твердения камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

В процессе цементирования обсадных колонн происходит смешивание буферных и тампонажных растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств.

Для исследования влияния разных дозировок гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора на расширяющийся тампонажный раствор – камень, провели опыты с последующим определением объемного расширения и прочности при изгибе образованных тампонажных камней.

Для исследования использовались новые эрозионная буферная смесь и расширяющаяся тампонажная смесь (ПЦТ I – 50 + 25 % ТПРД). При В/С = 0,63 плотность гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов составила $1400 - 1450 \text{ кг/м}^3$. Растекаемость гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов корректировали вводом повышенных дозировок реагента – гиперсуперпластификатора. Твердение растворов осуществлялось в течение 48 часов при температуре $20 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Результаты исследования влияния разных дозировок эрозионного буферного раствора на расширяющийся тампонажный раствор представлены на рисунке 2.22.

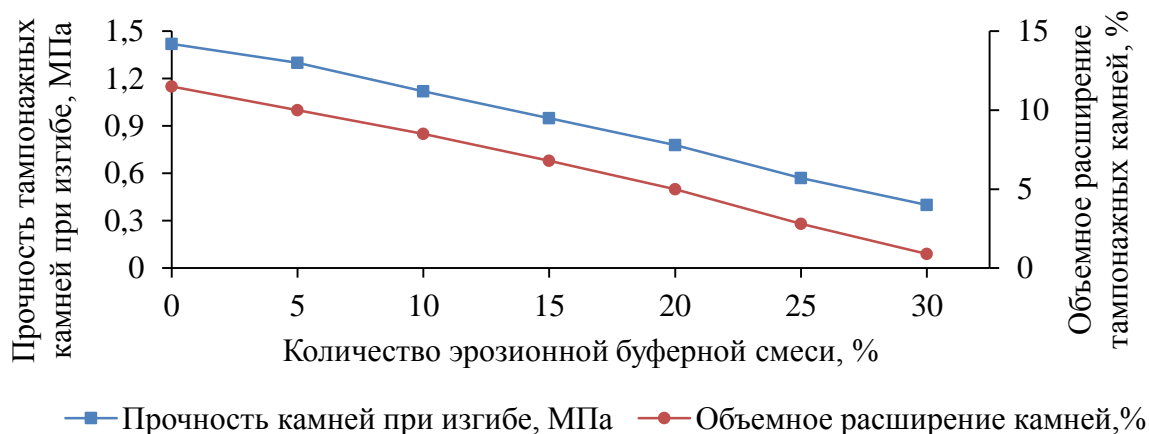


Рисунок 2.22 – Результаты исследования влияния разных дозировок эрозионного буферного раствора на расширяющийся тампонажный раствор – камень.

Анализ кривых, представленных на рис. 2.22, позволяет сделать вывод, что использование в процессе цементирования обсадных колонн гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов, совместимых между собой по гранулометрическому и минералогическому составам, приводит к образованию, в зонах смешения данных растворов, тампонажных камней с приемлемыми величинами прочности и объемного расширения.

Так, при вводе 30 % эрозионного буферного раствора в компонентный состав расширяющегося тампонажного раствора в процессе твердения образуется тампонажный камень прочностью 0,4 МПа и объемным расширением 0,9 %.

Таким образом, облегченные и нормальной плотности гидрогелевые мелкопоризованные расширяющиеся тампонажные растворы, совместимые с гидрогелевыми мелкопоризованными эрозионными буферными растворами, обладают упругостью, удерживающей и выносной способностями, высокой седиментационной устойчивостью, регулируемой в широких диапазонах

плотностью, за счет изменения интенсивностей и продолжительностей гидродинамической активации (перемешивания).

В интервалах интенсивных и катастрофических поглощений необходимо последовательно применять облегченные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные и тампонажные растворы с высокой степенью поризации, имеющие низкие (до 1000 кг/м^3) плотности и небольшие растекаемости (180 – 200 мм). При этом введение каких-либо колюматирующих добавок в вышеуказанные растворы не рекомендуется, поскольку они всплывают, агрегируются, выпадают в осадок при перемешиваниях в емкостях осреднительных, а, что весьма важно, устраняют поризацию растворов. Поэтому колюматирующие добавки и облегченные гидрогелевые мелкопоризованные растворы низкой плотности и небольшой растекаемости необходимо нагнетать в интервалы интенсивных и катастрофических поглощений последовательно, т.е. вначале колюматирующие добавки, а затем облегченные гидрогелевые мелкопоризованные растворы.

Проведены исследования влияния расширяющих добавок на объемное расширение тампонажных камней и адгезию их к металлу (рисунке 2.23).

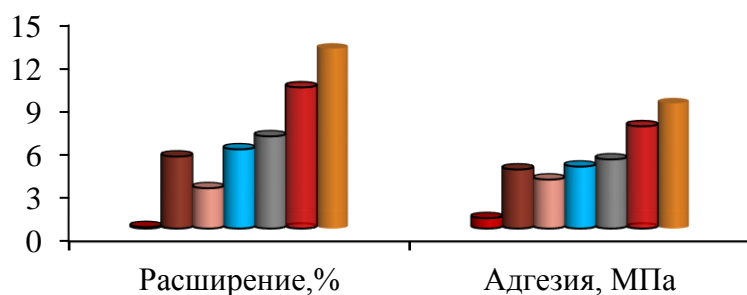









Рисунок 2.23 – Результаты исследования влияния расширяющих добавок на объемное расширение и адгезию тампонажных камней к металлу.

-  - ПЦТ I-50, плотность раствора 1900 кг/м^3 ;
-  - ПЦТ I-50 + 10 % СаО, плотность раствора 1900 кг/м^3 ;
-  - ПЦТ I-50 + 6 % НРС-1-М, плотность раствора 1870 кг/м^3 [120,129];
-  - ПЦТ I-50 + 6 % ДР «С», плотность раствора 1880 кг/м^3 [120,129];
-  - ПЦТ I-50 + 5 % ДРС-НУ, плотность раствора 1900 кг/м^3 [120,129];
-  - ПЦТ I-50 + 25 % ТПРД, плотность раствора 1650 кг/м^3 ;
-  - ПЦТ I-50 + 25 % ТПРД, плотность раствора 1450 кг/м^3 .

Для сравнения использовались ПЦТ I – 50 и расширяющиеся тампонажные смеси, образованные с использованием ПЦТ I – 50 и разных, применяемых на практике, расширяющих добавок с оптимальными дозировками и ТПРД.

Прочность контакта тампонажного камня к металлу определяли путём выдавливания камня, до момента отрыва от металлического цилиндра. Для проведения данного исследования был использован металлический цилиндр диаметром 168 мм и высотой 100 мм, внутрь которого заливался тампонажный раствор. Образцы твердели в течение 48 часов при температуре 20 ± 2 °С. Испытания проводили на гидравлическом прессе для цементных образцов С 030/2А, мощностью 300 кН.

Представленные на рис. 2.23 результаты исследований показывают, что адгезия к металлу возрастает при повышении объемного расширения тампонажных камней. Использование ТПРД с дозировкой 25 % в составе расширяющейся тампонажной смеси позволило получить тампонажные камни с величиной объемного расширения 12,5 % и адгезию к металлу 8,7 МПа, что на порядок превышает адгезию камня к металлу (0,72 МПа) с применением ПЦТ I – 50. Причем применяемые на практике расширяющие добавки к ПЦ образуют только растворы нормальной плотности, в отличие от разработанных ТПРД с воздухововлекающим компонентом, образующих гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы с регулируемой плотностью при перемешивании.

Таким образом, тампонажные камни с большой величиной объемного расширения обеспечивают повышенную адгезию к металлу и пониженную газопрооницаемость по сравнению с ПЦ камнями.

Внешний вид гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней с большой величиной объемного расширения представлен на рисунке 2.24



Плотность раствора 1420 кг/м, расширение тампонажных камней 11,5 %



Плотность раствора 1800 кг/м, расширение тампонажных камней 12 %

Рисунок 2.24 – Внешний вид мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней с большой величиной объемного расширения.

Аналогично представленному исследованию сжимаемости облегченных гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов от давления, не меньший практический интерес представляет сжимаемость аэрированных тампонажных растворов от давления в заколонных и межколонных пространствах скважин.

В работах [72, 225, 226] приведены результаты теоретических и экспериментальных исследований сжимаемости сверхлегких аэрированных тампонажных растворов – камней от давления. При давлении 0,1 МПа приготавливались сверхлегкие аэрированные тампонажные растворы – пены, с использованием в компонентном составе ПАВ и воздуха с помощью компрессорной установки, плотностью 475 – 480 кг/м³, на которые при твердении создавалось давление до 40 МПа. Представленные данные свидетельствуют о том,

что при давлении до 5 МПа плотность сверхлегких аэрированных тампонажных растворов-камней по теоретической зависимости должна составлять 1650 кг/м^3 , а по экспериментальной зависимости составляет всего лишь 910 кг/м^3 . При давлении 10 МПа, что соответствует глубинам реальных скважин 700 – 800 м, плотность сверхлегких аэрированных тампонажных растворов-камней по теоретической зависимости должна составлять $1680 - 1690 \text{ кг/м}^3$, а по экспериментальной зависимости составляет 1150 кг/м^3 . При давлении 40 МПа, что соответствует глубоким, а нередко, высокотемпературным реальным скважинам, плотность сверхлегких аэрированных тампонажных растворов – камней по теоретической зависимости должна составлять 1700 кг/м^3 , а по экспериментальной зависимости составляет 1300 кг/м^3 . Видно, что облегченные аэрированные тампонажные растворы – камни с высокой степенью аэрации при разных давлениях сжимаются менее существенно, чем согласно теоретических расчетов.

Представленные выше результаты экспериментальных исследований сжимаемости аэрированных тампонажных растворов – камней наглядно показывают, что пониженная сжимаемость является практически важным технологическим свойством последних.

Автором, совместно с сотрудниками «Института общей и неорганической химии им. Н.С. Курнакова РАН» [189], исследованы зависимости величин объемного расширения и прочности при изгибе мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней от давлений и температур. Для исследования величин объемного расширения и прочности при изгибе мелкопоризованных облегченных камней от давлений и температур спроектирован и изготовлен специальный стенд, представленный рисунке 2.25.

Данный стенд не имеет аналогов, т.к. позволяет проводить испытания мелкопоризованных тампонажных растворов – камней с большой величиной расширения, в отличие приборов предназначенных для испытаний тампонажных растворов неизменной плотности, например, ультразвуковые анализаторы цементов.



Рисунок 2.25 – Общий вид стенда

Базовая плотность исследуемых гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных суспензий при $V/C = 0,63$ составила 1650 кг/м^3 , а при перемешивании мешалкой с частотой вращения вала 1500 об/мин плотность растворов понижалась до $1430 - 1450 \text{ кг/м}^3$. Для исследований гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов-камней на стенде дополнительно разработана и изготовлена разборная герметичная форма с размерами $40 \times 40 \times 160 \text{ мм}$, соединяемая шпильками со специальной наставкой через уплотнение.

В отверстие специальной наставки заливался исследуемый гидрогелевый мелкопоризованный облегченный тампонажный раствор, заполняющий герметичную форму $40 \times 40 \times 160 \text{ мм}$ и частично наставку. Затем в отверстие наставки вводился подвижный поршень с резиновым уплотнительным кольцом. Измерялось расстояние между поверхностью наставки и поверхностью поршня.

Собранная герметичная форма с исследуемым гидрогелевым мелкопоризованным облегченным тампонажным раствором вертикально устанавливалась в испытательный стенд. Создавалось требуемое гидравлическое давление на поршень и осуществлялся нагрев воды в испытательном стенде до требуемой температуры.

По истечении 6 часов гидравлическое давление в испытательном стенде устранялось, а твердение раствора-камня при требуемой температуре происходило

в течение 1 суток. По истечении 1 суток твердения испытательный стенд разбирался, а после извлечения герметичной формы измерялось расстояние между поверхностью наставки и поверхностью поршня. При известном диаметре поршня вычислялась его площадь, а произведение площади поршня на величину его перемещения вверх позволяло определять величину объемного расширения камня. При температуре испытаний 20 ± 2 °С герметичная форма разбиралась, а образовавшийся камень извлекался и помещался в воду пресную для хранения в течение еще 1 суток. По истечении 1 суток при температурах твердения 55, 75 °С и 2 суток при температуре 20 ± 2 °С тампонажные камни испытывались на прочность при изгибе с использованием машины МИИ – 100. По результатам проведенных стендовых исследований построены зависимости величин объемного расширения и прочности мелкопоризованных тампонажных камней при изгибе от давлений и температур, представленные на рисунках 2.26 и 2.27.

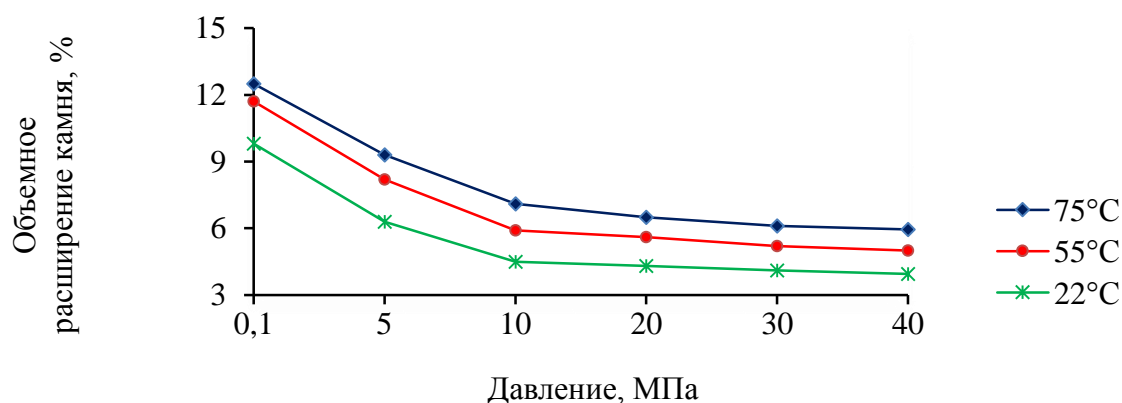


Рисунок 2.26 – Зависимости величин объемного расширения мелкопоризованных тампонажных камней от давлений и температур.

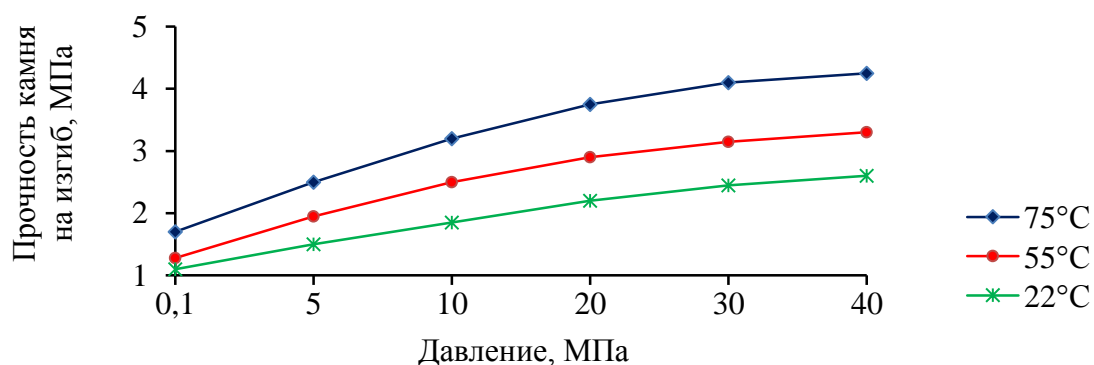


Рисунок 2.27 – Зависимости прочности мелкопоризованных тампонажных камней при изгибе от давлений и температур.

Анализ представленных на рис. 2.26 и 2.27 данных показывает, что объемные расширения мелкопоризованных камней при повышении давлений и температур понижаются в 2 – 3 раза по сравнению с величинами при атмосферном давлении (0,1 МПа), а их прочности при изгибе неуклонно возрастают.

Мелкопоризованные тампонажные камни с большой величиной объемного расширения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ в ограниченных заколонных и межколонных пространствах, обеспечивая напряженные контакты со всеми породами и обсадными колоннами, исключают смятие последних в разных горно – геологических условиях первичного цементирования скважин.

Кинетика расширения гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов – камней во времени при разных температурах и давлении 20 МПа представлена на рисунке 2.28.

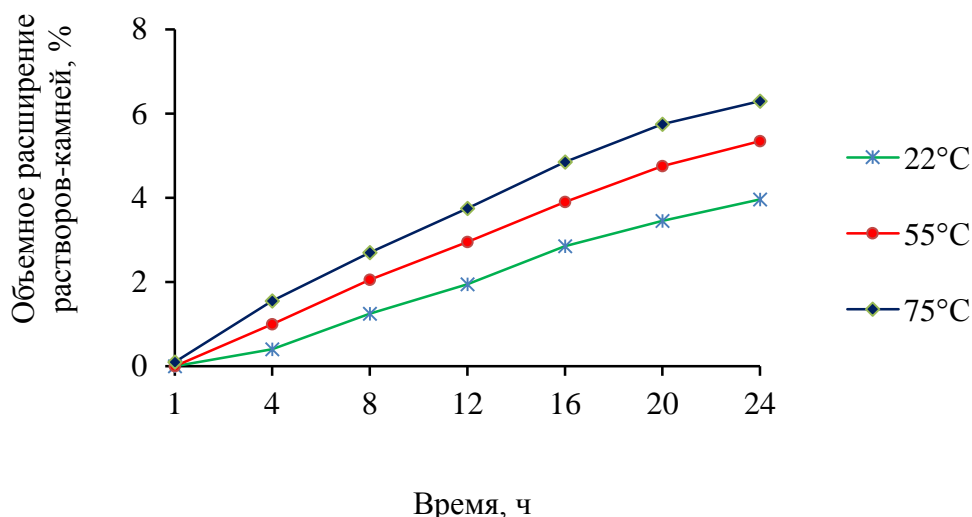


Рисунок 2.28 – Кинетика расширения гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов-камней во времени при разных температурах и давлении 20 МПа.

Проведены исследования по изучению пористости и газопроницаемости мелкопоризованных тампонажных камней в зависимости от количества ТПРД в расширяющейся тампонажной смеси (рисунок 2.29).

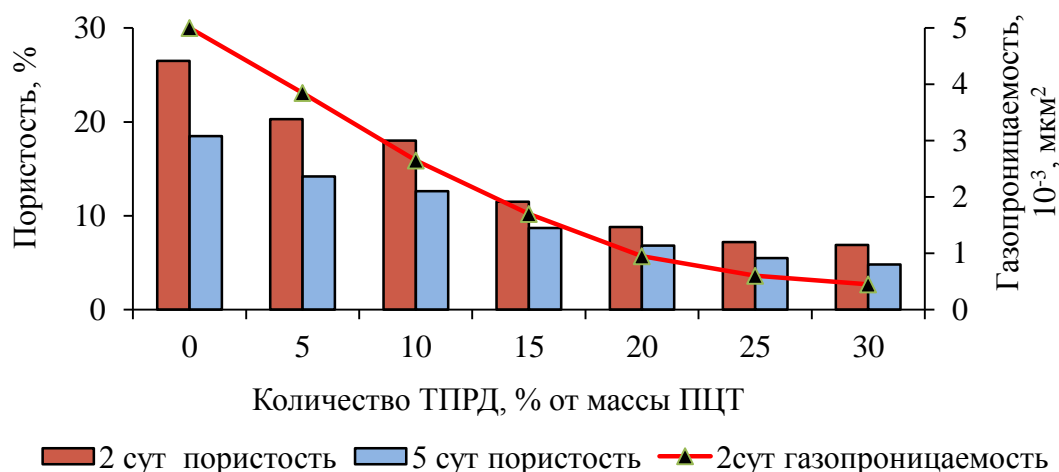
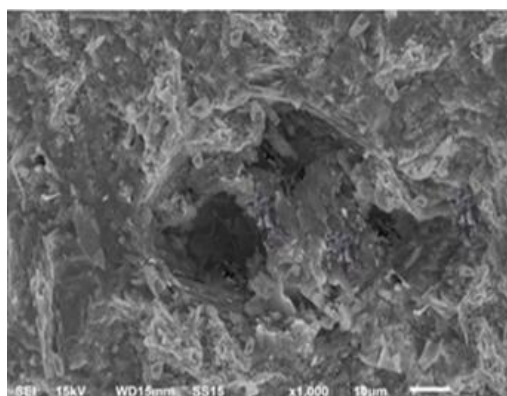


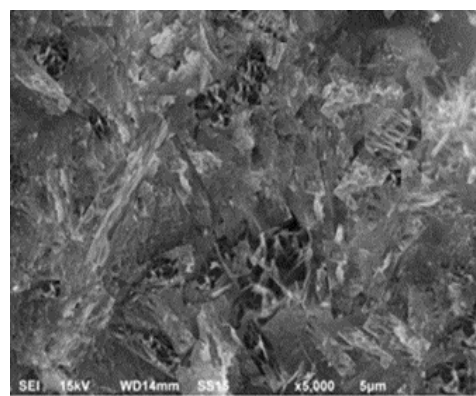
Рисунок 2.29 – Пористость и газопроницаемость мелкопористых расширяющихся тампонажных камней.

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

Результаты изучения микроструктуры мелкопористого расширяющегося тампонажного камня подтверждают результаты исследований пористости и газопроницаемости (рисунок 2.30).



ПЦТ I-50, 2 сут, x 1000



Расширяющаяся тампонажная смесь, 2 сут, x 5000

Рисунок 2.30 – Микроструктура тампонажных камней образованных из ПЦТ I – 50 и расширяющейся тампонажной смеси.

Пористость тампонажного камня из ПЦТ I – 50, твердеющего 2 сут, составляет примерно 20 – 30 %. Большая пористость объясняется тем, что

образующиеся гидраты не заполняют пространство между цементными частицами, т.к. это пространство занято водой.

Электронно – микроскопическими исследованиями установлено, что введение добавки ТПРД значительно увеличивает скорость формирования кристаллов этtringита. На фотографии отчетливо видно, что кристаллы этtringита равномерно распределяются по структуре камня, особенно в его порах. Рост кристаллов этtringита в образовавшихся порах способствует их «залечиванию».

В результате, за счет уплотнения структуры и увеличения числа контактов между отдельными гидратами, повышается прочность и газонефтеводонепроницаемость мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней. Важно отметить, что большая величина объемного расширения мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней возникает в периоды ОЗЦ и последующего твердения, т.е. в те периоды, когда камни достаточно эластичны.

Оптимальными периодами твердения, в течение которых камни приобретают большое объемное расширение, являются 1– 2 суток. В последующие сроки твердения объемное расширение камней должно быть предотвращено.

Мелкопоризованные тампонажные камни с большим объемным расширением, в ограниченных заколонных и межколонных пространствах, создают напряженные контакты с обсадными колоннами, а с обезвоженными фильтрационными корками на стенках скважин образуют монолиты.

Образование монолитов приводит к устранению газонефтеводорапопроницаемости контактных зон с обсадными колоннами и со всеми горными породами на стенках скважин, а тем самым к предотвращению негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, и, как следствие, заколонных перетоков, межколонных давлений и заколонных проявлений флюидов. Образование большого количества замкнутых мельчайших воздушных пузырьков в мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности расширяющихся тампонажных камнях предотвращает их морозное пучение, повышает пластичность, морозостойкость, трещиностойкость,

коррозионную устойчивость, газонепроницаемость и устраняет коррозию обсадных колонн [19].

Для подтверждения вышеизложенного проведены сравнительные лабораторные исследования ПЦ камня и мелкопоризованного облегченного тампонажного камня с большой величиной объемного расширения на коррозионную устойчивость. После твердения ПЦ и гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного растворов в течении 1 сут при температуре 75 °С и давлении 0,1 МПа камни помещены в 10 % – й раствор морской соли (таблица 2.12).

Таблица 2.12 – Результаты лабораторного исследования технологических свойств тампонажных растворов и физико – механических параметров камней.

Параметры тампонажного раствора - камня	Результаты испытаний		
	ПЦТI – G – СС– 1	ПЦТ I–100 + 10 % микрокремнезема	ПЦТI-G-СС 1 + ТПРД 25 %
Водосмесевое отношение	0,5	0,6	0,65
Растекаемость , мм	235	215	240
Плотность раствора базовая (при низкой интенсивности перемешивания), кг/м ³	1860	1730	1620
Плотность раствора, перемешивание при 1500 об/мин, кг/м ³	-	-	1400
Водоотделение , мл	2	1	0
Температура твердения, °С	75 ± 3		
Объемное расширение (+) , а усадка (-) камней за 1 сут твердения при P = 0,1 МПа , %	- 0,5	0	+ 8,75

Данная дозировка морской соли на порядок превышает встречаемые в условиях практики проведения работ концентрации, что позволяет получить результаты коррозионной устойчивости тампонажных камней в более ранние сроки. Указанная морская соль, при повышенной дозировке, является высокоагрессивной коррозионной средой, вызывающей интенсивную сульфатную и магниезальную коррозии камней. Хранение камней в вышеуказанной среде производилось при температуре 20 ± 2 °С и давлении 0,1 МПа. Для поддержания постоянной концентрации коррозионной среды осуществлялось ее периодическое

(один раз в месяц) обновление. Испытания камней на прочность при изгибе производились через 1 и 28 сут и 3, 6, 8 и 12 месяцев.

Результаты исследований изменения прочности тампонажных камней при хранении в высококоррозионной среде – 10 % растворе морской соли, представлены на рисунке 2.31.

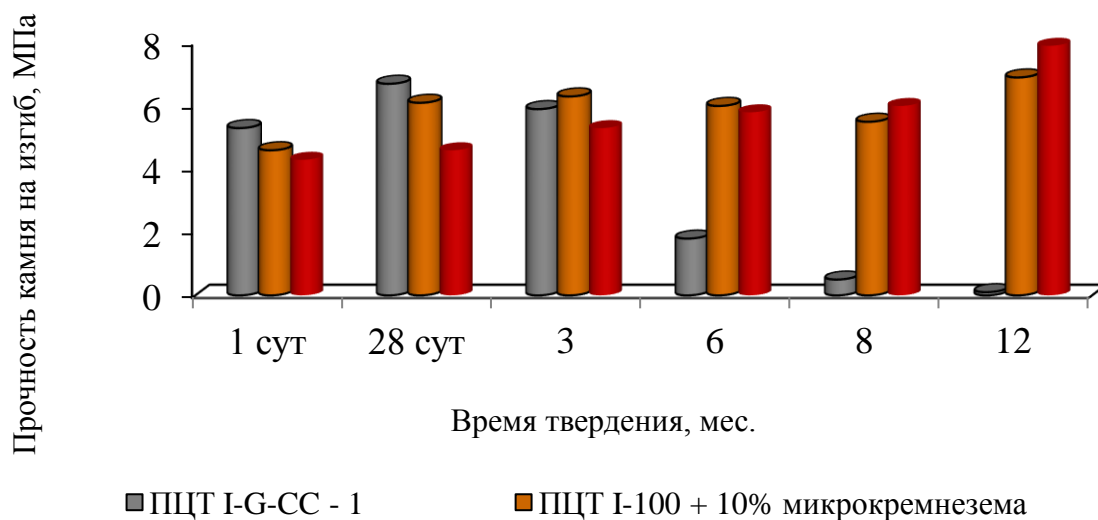


Рисунок 2.31 – Изменение прочности тампонажных камней при хранении в 10% растворе морской соли.

ПЦ камень, образованный с использованием ПЦТ – G – CC – 1, в интервале от одних до 28 суток твердения повысил прочность на изгиб. После 28 суток прочность камня на изгиб неуклонно понижалась, а через 8 месяцев камень разрушился.

За счет высокой дисперсности микрокремнезема происходит активное связывание гидроксида кальция аморфным кремнеземом, что значительно повышает коррозионную устойчивость в агрессивных средах. Однако следует отметить, что тампонажная смесь образованная ПЦТ I – 100 с 10 % микрокремнезема в процессе гидратации образует растворы неизменной плотности, в отличие от расширяющейся тампонажной смеси с воздухововлекающим компонентом.

Прочность мелкопоризованных облегченных расширяющихся камней на изгиб, в интервале от одних суток до 12 месяцев, неуклонно повышалась. По

истечении 3 месяцев на наружной поверхности камней возникла тонкая (1 – 2 мм) высокопрочная корка – экран, из мелкодисперсных продуктов коррозии, предотвращающая проникновение коррозионной среды вглубь последних. По истечении 12 месяцев корка – экран, не изменилась по толщине, что указывает на ее водонепроницаемость и высокую устойчивость в коррозионной среде.

Поверхности излома мелкопоризованного облегченного тампонажного камня, твердевшего в коррозионной среде, представлены на рисунке 2.32.



Рисунок 2.32 – Поверхности излома мелкопоризованного облегченного тампонажного камня после твердения в течение 1 сут, 6 и 12 месяцев в коррозионной среде.

О высокой коррозионной устойчивости мелкопоризованного облегченного тампонажного камня свидетельствует рост его прочности на изгиб в течении 12 месяцев с низким темпом и отсутствие каких – либо изменений в капиллярно – пористой среде.

Результаты лабораторных исследований убедительно свидетельствуют, что мелкопоризованный облегченный тампонажный камень с большой величиной объемного расширения будет устойчив в условиях сульфатной и магниальной коррозии.

Вышеуказанные дозировки ТПРД 20 – 25 % к бездобавочным ПЩ существенно повышают термостойкость камней.

Проведены исследования мелкопоризованных облегченных тампонажных камней на термостойкость по методике ООО "ГазпромВНИИГАЗ" (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Исследование облегченных тампонажных камней на термостойкость.

Наименование показателей		ПЦТ I-G-CC1 + ПАВ 0,02 %	ПЦТ I-G-CC-1 + ТПРД 25 %
Водосмесевое отношение		0,60	0,60
Плотность раствора, 1500 об/мин, кг/м ³		1400	1420
Растекаемость, мм		180	230
Сроки схватывания растворов при P=0,1МПа, ч-мин	начало	10-05	7-20
	конец	>14-00	9-25
Водоотделение, мл		1	0
Водоотделение раствора при 20 ± 2 °С в цилиндре объемом 250 мл под углом 45 °С, при выдержке 0,7 от начала схватывания, мл		На поверхности раствора воды нет, каналов нет	
Объемное расширение камня, %		0,1	9,28
Прочность камня на изгиб через 48 ч твердения при 20 ± 2 °С, МПа		1,75	1,25
Прочность камня на сжатие через 48 ч твердения при 20 ± 2 °С, МПа		3,23	2,5
Прочность камня на изгиб после 5 циклов нагрева до 250 °С – остывания до 20 ± 2 °С, МПа		-	2,05
Прочность камня на сжатие после 5 циклов нагрева до 250 °С – остывания до 20 ± 2 °С, МПа		после 2-го цикла видна система трещин на поверхности балочек, после 3-го цикла - разрушились	3,97
Среднее значение объемного расширения камней после 5 циклов нагрева до 250 °С и остывания до 20 ± 2 °С, %		-	4,58

Изготовлены балочки 40 x 40 x 160 мм облегченных камней, твердевших при комнатной температуре в течение 2 – х суток, проведены испытания их на прочность при изгибе и сжатии, а также измерено объемное расширение.

Оставшиеся камни были помещены в сушильный шкаф. В течение 1 часа осуществлялся их нагрев до 250 °С, с выдержкой при данной температуре в течение 1 часа. Затем камни извлекались и охлаждались до комнатной температуры. Указанная процедура повторялась 5 раз. При каждом цикле испытаний

тампонажные камни визуально осматривались на наличие трещин после извлечения из сушильного шкафа и перед закладкой в сушильный шкаф. После 5 циклов нагрева-остывания проведены испытания камней на прочность при изгибе и сжатии, а также измерения объемного расширения. Повышение прочности камней на изгиб и сжатие после 5 циклов термических испытаний $250 - 20$ °С свидетельствует о повышенной их термостойкости, что позволяет успешно использовать разработанные расширяющиеся тампонажные смеси при первичном цементировании обсадных колонн в паронагнетательных скважинах с температурой до 270 °С.

Фотографии образцов мелкопоризованного облегченного тампонажного камня после 5 циклов нагрева до 250 °С – остывания до 20 ± 2 °С представлены на рисунке 2.33.



Рисунок 2.33 – Мелкопоризованный облегченный тампонажный камень после 5 циклов нагрева до 250 °С – остывания до 20 ± 2 °С.

Проведены сравнительные лабораторные испытания бездобавочного ПЦ и расширяющейся тампонажной смеси при давлении $0,1$ МПа и разных температурах, с использованием высокоминерализованной жидкости затворения плотностью 1200 кг/м³.

Результаты представлены в таблице 2.14 и рисунке 2.34.

Таблица 2.14 – Результаты сравнительных лабораторных испытаний бездобавочного ПЦ и расширяющейся тампонажной смеси при давлении 0,1 МПа и разных температурах.

Параметры растворов - камней	Показатели свойств растворов - камней			
	ТПРД 20% + 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

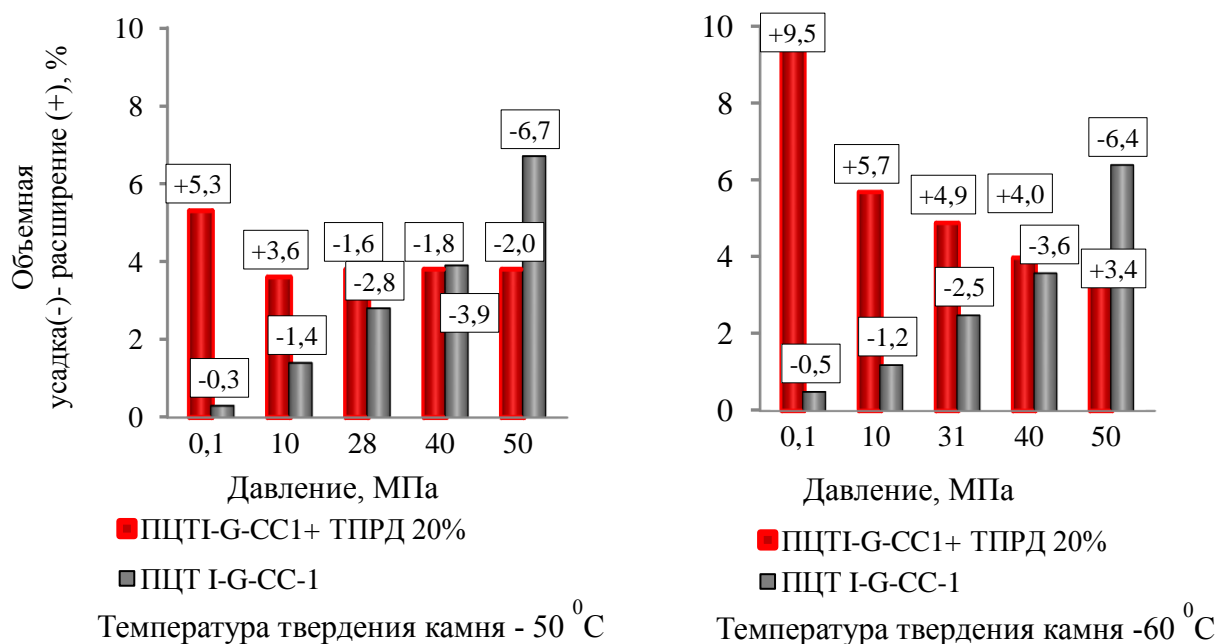


Рисунок 2.34 – Зависимости объемной усадки(-) и расширения(+) тампонажных камней от давлений и температур.

Приведенные на рис. 2.34 данные свидетельствуют, что 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.

Таким образом, разработанные расширяющиеся тампонажные смеси, образующие при гидратации высокоминерализованные (соленасыщенные) растворы и технологии их применения эффективны для устранения негерметичностей заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовых перетоков, межколонных давлений и заколонных проявлений флюидов в условиях соленосных отложений, наличия АВПД и высоких температур.

2.6 Выводы по главе 2

1. Качество первичного цементирования разных обсадных колонн определяют технологические свойства тампонажных растворов и физико – механические параметры камней.

2. Объемная усадка химически обработанных тампонажных растворов – камней, неуклонно возрастающая с течением времени, с повышением давления и температуры, достигает 5 – 7 % и более, а это приводит к понижению напряженности их контакта с ограничивающими поверхностями – стенками скважин и обсадными колоннами, а тем самым к возникновению осложнений и обводнений скважин как в ранние, так и в поздние сроки их эксплуатации.

3. Для устранения негерметичностей заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений и заколонных проявлений образующиеся тампонажные камни должны иметь большую (5 % и более) величину объемного расширения обеспечивающую напряженный контакт со всеми горными породами в заколонных пространствах и с обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

4. 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) к бездобавочным ПЦ.

5. При смешивании 20 – 25 % ТПРД, бездобавочных ПЦ и необходимых химических реагентов образуются расширяющиеся тампонажные смеси, при гидратации которых возникают седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности расширяющиеся тампонажные растворы, а при твердении газонепроницаемые камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

6. Плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора регулируются при изменении водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания.

7. Большое объемное расширение мелкопоризованных тампонажных камней обеспечивается комплексным подходом к решению данной задачи, а именно: использованием оксидного $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$ и сульфоалюминатного ($\text{C}_3\text{A}(\text{C}\hat{\text{S}})_3 \cdot \text{H}_{31}$) расширения за счет роста кристаллогидратов с большими размерами молекул, расклинивающего давления при набухании гидрофобного порошка термоактивированных глинистой и известковой пород и капиллярного (порового) давления мельчайших пузырьков воздуха, являющегося избыточным над любым давлением в скважинах.

8. Объемные расширения мелкопоризованных тампонажных камней при повышении давлений и температур понижаются в 2 – 3 раза по сравнению с величинами при атмосферном давлении, а их прочности при изгибе неуклонно возрастают, что полностью исключает смятие обсадных колонн при практическом использовании новых расширяющихся тампонажных смесей.

9. Использование ТПРД с дозировкой 25 % в составе расширяющейся тампонажной смеси позволило получить тампонажные камни с величиной объемного расширения 12,5 % и адгезию к металлу 8,7 МПа, что на порядок превышает адгезию камня к металлу (0,72 МПа) с применением ПЦТ I – 50.

10. Установлено, что открытая пористость и газопроницаемость мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней значительно уменьшается при дозировке 20 – 25 % ТПРД по сравнению с ПЦ камнем.

11. Дозировки ТПРД к бездобавочным ПЦ существенно повышают термостойкость камней, что позволяет успешно использовать расширяющиеся тампонажные смеси для первичного цементирования обсадных колонн в паронагнетательных скважинах.

12. Дозировки ТПРД к бездобавочным ПЦ существенно повышают коррозионную устойчивость мелкопоризованного облегченного тампонажного камня, о чем свидетельствует рост его прочности на изгиб в течении 12 месяцев с низким темпом и отсутствие каких – либо изменений в капиллярно – пористой среде.

13. Использование в процессе цементирования обсадных колонн новых эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов, совместимых между собой по гранулометрическому и минералогическому составам, приводит к образованию, в зонах смешения данных растворов, мелкопоризованных тампонажных камней с приемлемыми величинами прочности и объемного расширения.

14. Практическое применение гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных растворов позволяет устранять возможные поглощения при продавках и обеспечивать подъем их до устья, а также существенно повышать термическое сопротивление камней в заколонных и межколонных пространствах.

15. Расширяющиеся тампонажные смеси, образующие при гидратации высокоминерализованные (соленасыщенные) растворы, а в процессе твердения расширяющиеся камни в большой (3,4 %) величиной объемного расширения, эффективны для устранения негерметичностей заколонных и межколонных пространств в условиях соленосных отложений, наличия АВПД и высоких температур.

3. РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В УСЛОВИЯХ АНПД, НИЗКИХ И ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

В интервалах интенсивных и катастрофических поглощений необходимо последовательно применять гидрогелевые мелкопоризованные облегченные эрозионный буферный и расширяющийся тампонажный растворы, позволяющие предотвращать возможные поглощения при продавках и обеспечивать подъем их до устья, а также существенно повышать термическое сопротивление камней в заколонных и межколонных пространствах.

В условиях АНПД и при давлениях в поглощающих и продуктивных пластах близких к гидростатическим гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор способен надежно защитить низкопроницаемые поровые, трещинно-поровые и трещинные коллекторы от загрязнения фильтрациями тампонажных растворов, а также самими тампонажными растворами. Гидрогелевый мелкопоризованный облегченный расширяющийся тампонажный раствор, совместимый с гидрогелевым мелкопоризованным эрозионным буферным раствором, обладает способностью повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давления сверху составного столба растворов и осуществлять либо усиливать приствольную кольматацию проницаемых, в том числе продуктивных, пластов пород, а в процессе твердения образовывать камни с большой (более 5 %) величиной объемного расширения в ограниченных заколонных и межколонных пространствах, устраняя тем самым негерметичности обсадных колонн при опрессовках, заколонные перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

Для предотвращения возможных осложнений процесса первичного цементирования всех обсадных колонн в условиях АНПД, низких и высоких температур, а тем самым повышения качества данного технологического процесса, предлагается для практического применения новая технология с последовательным использованием разработанных эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной смесей.

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 емкости 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.

Данная новая технология с последовательным использованием гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных растворов апробирована при проведении опытно – промышленных работ при первичном цементировании обсадных колонн на ряде месторождений РФ. Новые эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси, разработаны и производятся согласно утвержденному ТУ 5739–002–14142287–2011.

Основным назначением эрозионной буферной смеси с воздухововлекающим компонентом является предотвращение разбавления составных столбов облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов в зонах контактов, эрозионное разрушение пленок буровых растворов на обсадных колоннах и рыхлых частей фильтрационных корок на стенках скважин и заменой их на пленки и корки эрозионных буферных растворов.

Расширяющиеся тампонажные смеси, в отличие от СУТМ, образованы при смешивании бездобавочного портландцемента, гидрофобного порошка с дозировками 20 – 25 % – продукта термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 60 – 40 %, воздухововлекающего компонента и необходимых химических реагентов. В процессе гидратации новых расширяющихся тампонажных смесей образуются седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы, а в процессе твердения камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

3.1 Смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах на площадях ПАО «ЛУКОЙЛ»

Эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси с воздухововлекающими компонентами последовательно использованы при опытно – промышленном первичном цементировании 6 – ти эксплуатационных колонн на Харьягинском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ – Коми», 1 – ой эксплуатационной и 2 – х промежуточных колонн на площадях «ЛУКОЙЛ – Пермь». При проведении

ОПР на всех вышеуказанных площадях НК «ЛУКОЙЛ» обеспечен подъем облегченных мелкопоризованных тампонажных растворов до устья.

Результаты АКЦ эксплуатационной колонны в скв. № 5153 Харьягинского месторождения ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" представлены в таблице 3.1[170].

Таблица 3.1 – Результаты АКЦ эксплуатационной колонны в скв.№ 5153 Харьягинского месторождения.

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

В интервале 1727,1 – 1743,2 м расположен продуктивный пласт с высоким пластовым давлением. В период ОЗЦ при снижении гидростатического давления столба мелкопоризованного тампонажного раствора в интервале продуктивного пласта произошло недрение нефти в заколонное пространство.

Внедрение нефти в интервале 1727,1 – 1743,2 м привело к отсутствию контакта мелкопоризованного расширяющегося камня с эксплуатационной колонной и возникновению неопределенного контакта с горной породой, что закономерно, поскольку контакт с чистым (не подвергнутым кольматации) продуктивным пластом всегда и повсеместно неопределенный.

Высокое давление в продуктивном пласте 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) продуктивного пласта, что обеспечило повышение их плотностей,

прочностей и возникновение напряженного сплошного контакта с эксплуатационной колонной и горной породой. Надежная изоляция продуктивного пласта сверху и снизу газоводонефте непроницаемыми камнями с большой величиной объемного расширения позволила существенно повысить качество первичного цементирования в призабойном интервале заколонного пространства.

Согласно «Методики оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть»» РД 153–39.0–349–04, рассчитан КПК – безразмерный коэффициент плотности контакта, характеризующий качество цементирования колонн. При расчете коэффициента плотности контакта для данной эксплуатационной колонны КПК равен 0,94, что соответствует хорошему качеству работ ($0,8 \div 1,0$ хорошо).

Эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси с воздухововлекающими компонентами последовательно использованы при цементировании второй ступени эксплуатационной колонны диаметром 168 мм в скв. № 129 на площади Маговской ООО "ЛУКОЙЛ – Пермь" [170,194].

Первичное цементирование второй ступени эксплуатационной колонны производилось с использованием 9,4 м³ гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и 43 м³ расширяющегося тампонажного растворов с регулируемыми плотностями при перемешивании в емкости осреднительной [170].

Результаты первичного цементирования второй ступени эксплуатационной колонны приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты первичного цементирования второй ступени эксплуатационной колонны 168 мм в скв. № 129 на площади Маговской ООО "ЛУКОЙЛ – Пермь".

Интервалы глубины пластов, м			Контакт камня с колонной и породой		
кровли	подошвы	мощности	эксплуатационной	промежуточной	породой
0	8,2	8,2	Отсутствие АК сигнала		
8,2	28,0	19,8	отсутствует	неопределенный	—
28,0	785,0	757,0	частичный	частичный	—
785,0	797,0	12,0	сплошной	частичный	—
797,0	1869,2	1072,2	сплошной	—	сплошной
1869,2	1881,9	12,7	сплошной	—	частичный

В межколонном пространстве 8,2 – 28 м контакт мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня с эксплуатационной колонной отсутствует, а контакт с промежуточной колонной неопределенный.

В межколонном пространстве 28 – 797 м частичный контакт мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня с эксплуатационной колонной перемежается со сплошным, а с промежуточной колонной контакт частичный.

Частичный контакт с эксплуатационной и промежуточной колоннами объясняется низкой плотностью и прочностью мелкопоризованного облегченного расширяющегося тампонажного камня, образовавшегося при низкой температуре в межколонном пространстве.

В заколонном пространстве 797 – 1181,9 м контакт мелкопоризованного расширяющегося тампонажного камня с эксплуатационной колонной и породой сплошной.

Качество первичного цементирования второй ступени эксплуатационной колонны на Маговской площади следует признать хорошим.

Эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси с воздухововлекающими компонентами последовательно применены при цементировании **промежуточной колонны 245 мм на Забродовской площади ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь"** [170,194].

Для процесса первичного цементирования промежуточной колонны в скв. № 263 последовательно использовано 3 м³ технической воды, а также седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный раствор плотностью 1380 – 1400 кг/м³ объемом 6,5 м³ и тампонажный раствор плотностью 1530 – 1640 кг/м³ объемом 18,8 м³, предназначенный для использования в температурном интервале 21 – 50 °С.

Результаты первичного цементирования промежуточной колонны приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты первичного цементирования промежуточной колонны 245 мм на площади Забродовской ООО"ЛУКОЙЛ-Пермь".

Интервалы глубины пластов, м			Контакт камня с колонной и породой		
кровли	подошвы	мощности	промежуточной	кондуктором	породой
7,7	10,1	2,4	отсутствует	неопределенный	
10,1	73,2	63,1	частичный	сплошной	—
73,2	79,4	6,2	сплошной	сплошной	—
79,4	102,7	23,3	частичный	сплошной	
102,7	107,0	4,3	сплошной	сплошной	
107,0	108,9	1,9	сплошной	—	сплошной
108,9	114,9	6,0	частичный	—	сплошной
114,9	118,0	3,1	сплошной	—	сплошной
118,0	157,0	39,0	частичный	—	сплошной
157,0	162,8	5,8	сплошной	—	сплошной
162,8	165,6	2,8	частичный	—	сплошной
165,6	199,5	33,9	сплошной	—	сплошной
199,5	231,6	32,1	частичный	—	сплошной
231,6	272,5	40,9	сплошной	—	сплошной
272,5	327,7	55,2	частичный	—	сплошной
327,7	334,0	6,3	сплошной	—	сплошной
334,0	344,9	10,9	частичный	—	сплошной
344,9	356,2	11,3	сплошной	—	сплошной

В интервале 10,1 – 107 м межколонного пространства частичный контакт с промежуточной колонной перемежается со сплошным, а контакт с кондуктором сплошной.

В интервале заколонного пространства (107 – 356,2 м) сплошной контакт с промежуточной колонной перемежается с частичным, а контакт с породой 100 % сплошной.

При расчете коэффициента плотности контакта для данной промежуточной колонны КПК равен 0,90, что соответствует хорошему качеству работ (0,8 ÷ 1,0 хорошо).

Эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси с воздухововлекающими компонентами последовательно использованы при первичном цементировании **промежуточной колонны диаметром 245 мм на Москудьинской площади ООО "ЛУКОЙЛ - Пермь"**[170,194].

Для подготовки ствола скв. № 3098 к первичному цементированию промежуточной колонны последовательно применено 1,5 м³ технической воды, 3

м³ водного раствора концентрата "НИКА", 1,5 м³ воды технической и 8 т новой эрозионной буферной смеси. Для первичного цементирования данной промежуточной колонны использовано 19 т новой расширяющейся тампонажной смеси, предназначенной для применения в температурном интервале 21 – 50 °С.

Результаты первичного цементирования промежуточной колонны приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты первичного цементирования промежуточной колонны 245 мм на площади Москудьинской.

Интервалы глубины, м			Контакт камня с		
кровли пластов	подошвы пластов	мощности пластов	промежуточной колонной	кондуктором	породой
5,6	6,0	0,4	Отсутствие камня		
6,0	19,4	13,4	отсутствует	неопределенный	—
19,4	88,7	69,3	частичный	неопределенный	—
88,7	123,2	34,5	частичный	—	частичный
123,2	144,6	21,4	частичный	—	сплошной
144,6	153,2	8,6	частичный	—	частичный
153,2	156,2	3,0	частичный	—	сплошной
156,2	168,8	12,6	частичный	—	частичный
168,8	176,4	7,6	частичный	—	сплошной
176,4	187,0	10,6	частичный	—	частичный
187,0	189,2	2,2	частичный	—	сплошной
189,2	193,8	4,6	сплошной	—	сплошной
193,8	196,8	3,0	частичный	—	сплошной
196,8	200,4	3,6	сплошной	—	сплошной
200,4	243,8	43,4	частичный	—	частичный
243,8	267,8	24,0	частичный	—	сплошной
267,8	342,2	74,4	частичный	—	частичный
342,2	348,4	6,2	сплошной	—	частичный
348,4	352,0	3,6	частичный	—	частичный

В интервале 5,6 – 6,0 м межколонного пространства установлено отсутствие мелкопоризованного облегченного расширяющегося тампонажного камня, а в интервале 6,0 – 88,7 м обнаружено отсутствие контакта и частичный контакт камня с промежуточной колонной и неопределенный контакт с кондуктором.

Отсутствие контакта и частичный контакт с промежуточной колонной обусловлены низкой плотностью и прочностью мелкопоризованного облегченного расширяющегося тампонажного камня при низкой температуре в межколонном пространстве.

Неопределенный контакт с кондуктором обусловлен значительным разбавлением гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора большим объемом (порядка 16 м^3) комбинированного буферного раствора при низкой температуре в межколонном пространстве.

В интервале 88,7 – 352 м (263,3 м) заколонного пространства частичный контакт (94,5 %) мелкопоризованного облегченного расширяющегося тампонажного камня с промежуточной колонной преобладает над сплошным контактом (5,5 %), а с породой соотношение частичного (73,6 %) и сплошного (26,4 %) контактов несколько иное. Более низкое качество первичного цементирования промежуточной колонны на площади Москудьинской, в сравнении с результатами первичного цементирования аналогичной промежуточной колонны на площади Забродовской, можно объяснить только значительным разбавлением всего использованного объема гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора большим объемом комбинированного буферного раствора. В результате указанного значительного разбавления плотность гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора существенно понизилась, а образовавшийся камень столь же существенно понизил прочность при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Тампонажный камень низкой плотности и прочности очевидно обеспечил преимущественно частичный контакт с промежуточной колонной и породой в заколонном пространстве.

При проведении опытно – промышленных работ эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси использовались при первичном цементировании эксплуатационной колонны диаметром 168 мм на площади Ново – Михайловской 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 $52 \text{ }^\circ\text{C}$ с 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 представлены на рисунке 3.1.

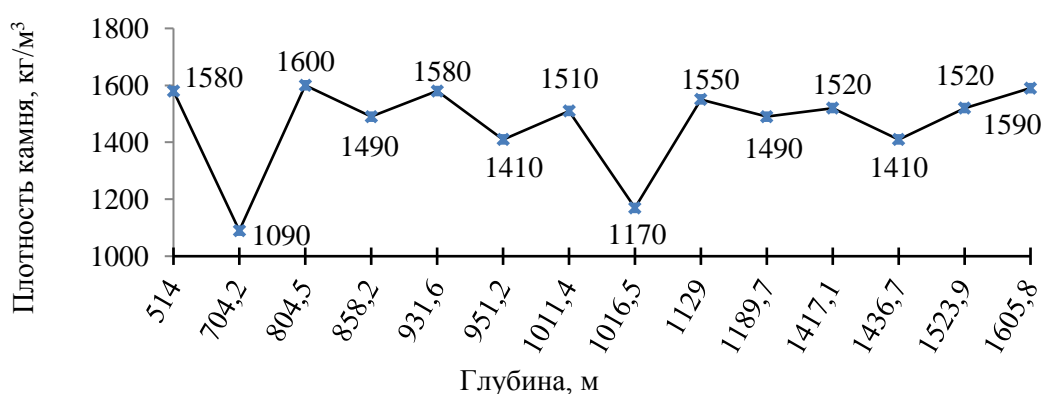


Рисунок 3.1 – Плотности мелкопоризованного тампонажного камня в заколонном пространстве скважины

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.

3.2 Смеси и технология первичного цементирования эксплуатационной колонны в скважине Узунской площади ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"

В глубокой скважине (2843 м), в условиях высокого давления и температуры $75 \text{ }^\circ\text{C}$, на Узунской площади ОАО "Славнефть – Мегионнефтегаз" проведена опытно – промышленная работа по первичному цементированию эксплуатационной колонны диаметром 146 мм с использованием легкого проектного тампонажного материала, а также новых эрозионной буферной и

расширяющейся тампонажной смесей. Легкий тампонажный материал изготовлен с применением микросфер и химических реагентов. При этом плотность легкого тампонажного раствора составила 1240 кг/м^3 . Эрозионная буферная смесь с воздухововлекающим компонентом, при низкой интенсивности перемешивания (на изливе воронки гидравлической низкого давления), обеспечила получение базовой плотности гидрогелевой мелкопоризованной облегченной эрозионной буферной суспензии $1430 - 1450 \text{ кг/м}^3$.

После гидродинамической активации в емкости осреднительной плотности гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора понизилась, а при нагнетании в эксплуатационную колонну составила $1320 - 1340 \text{ кг/м}^3$.

Расширяющаяся тампонажная смесь с воздухововлекающим компонентом, при низкой интенсивности перемешивания (на изливе воронки гидравлической низкого давления), обеспечила получение базовой плотности гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии 1650 кг/м^3 , а при гидродинамической активации в емкости осреднительной плотности тампонажного раствора не измерялась.

При нагнетании в эксплуатационную колонну плотность гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора изменялась в интервале $1570 - 1500 \text{ кг/м}^3$. Причем столь существенное понижение плотности от 1570 до 1500 кг/м^3 осуществлено в конце данного процесса, т.е. при нагнетании $1,8 \text{ м}^3$ тампонажного раствора, из которого порядка $0,3 \text{ м}^3$ осталось внутри эксплуатационной колонны («цементный стакан»).

С применением 9 м^3 гидрогелевого мелкопоризованного облегченного эрозионного буферного раствора производилась подготовка заколонного и межколонного пространств к замещению легким тампонажным раствором, объем которого составил $65,6 \text{ м}^3$. За легким тампонажным раствором в заколонное пространство продавливался гидрогелевый мелкопоризованный облегченный тампонажный раствор, объем которого составил $11,4 \text{ м}^3$. По завершению продавки составного столба растворов, на устье вышли весь объем эрозионного буферного

раствора и часть объема легкого тампонажного раствора. В результате опрессовки зацементированная эксплуатационная колонна оказалась герметичной.

Акустическая цементометрия, с использованием прибора АК – 73М, установила в интервале 2728,4 – 2802,2 м заколонного пространства разный по качеству контакт мелкопоризованного облегченного тампонажного камня с эксплуатационной колонной и породой. Результаты акустической цементометрии приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты акустической цементометрии эксплуатационной колонны в скважине Узунской площади ОАО "Славнефть – Мегионнефтегаз".

Интервалы глубины, м			Контакт камня	
кровли пластов	подошвы пластов	мощность пластов	с эксплуатационной колонной	с породой
2728,4	2752,5	24,1	сплошной	сплошной
2752,5	2756,5	4,0	сплошной	частичный
2756,5	2762,9	6,4	частичный	неопределенный
2762,9	2782,6	19,7	сплошной	сплошной
2782,6	2802,2	19,6	частичный	неопределенный

Анализ данных табл. 3.5 показывает, что контакт мелкопоризованного облегченного тампонажного камня с эксплуатационной колонной и с породой неодинаковый. С эксплуатационной колонной лучше, чем с породой.

В интервале 2752,5 – 2762,9 м (10,4 м) находится продуктивный пласт с высоким давлением. Неопределенный контакт с породой и частичный контакт с эксплуатационной колонной в нижней части продуктивного пласта свидетельствует о том, что продуктивный пласт абсолютно чистый, т.е. не подвергнут кольматации в процессе продавки составного столба растворов с большим расходом. Частичный контакт с эксплуатационной колонной может быть связан с частичным поступлением нефти, в заколонное пространство в период ОЗЦ.

Радиоактивная цементометрия, с использованием прибора СГДТ– ПЛТ– 8, позволила установить плотности и качество мелкопоризованных облегченных тампонажных камней в интервале 2731,7 – 2804,4 м.

Результаты радиоактивной цементометрии приведены на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Результаты радиоактивной цементометрии эксплуатационной колонны в скважине Узунской площади ОАО "Славнефть – Мегионнефтегаз".

Данные рис. 3.2 свидетельствуют, что в некоторых интервалах заколонного пространства интегральные плотности мелкопоризованного облегченного тампонажного камня несколько выше и ниже плотности мелкопоризованного тампонажного раствора (1570 кг/м^3), при нагнетании его в эксплуатационную колонну, а в некоторых интервалах – соответствуют базовой (1650 кг/м^3) плотности мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора либо несколько превышают ее.

Неоднородный по качеству мелкопоризованный облегченный тампонажный камень в интервале 2745,2 – 2760,4 м (15,2 м), вероятно, связан с проникновением нефти во время ОЗЦ, что свидетельствует об отсутствии кольматации продуктивного пласта как во время продавки составного столба растворов, так и в период ОЗЦ.

Однородные по качеству мелкопоризованные облегченные тампонажные камни, соответствующие и выше базовой плотности гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора, расположенные выше и ниже продуктивного пласта, вероятно, образовались за счет высокого давления в продуктивном пласте во время ОЗЦ, что обеспечило надежную изоляцию продуктивного пласта расширяющимися камнями с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

Данная скважина эксплуатировалась более двух лет с большим (68 т / сут) дебитом безводной нефти, а затем успешно переведена в нагнетательную.

3.3 Смеси и технология первичного цементирования хвостовиков диаметром 102 мм на площадях ООО «Мегион - Сервис»

Новые эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси последовательно использованы при 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.

Результаты акустической цементометрии вышеуказанных хвостовиков 102 мм приведены на рисунках 3.3 и 3.4.

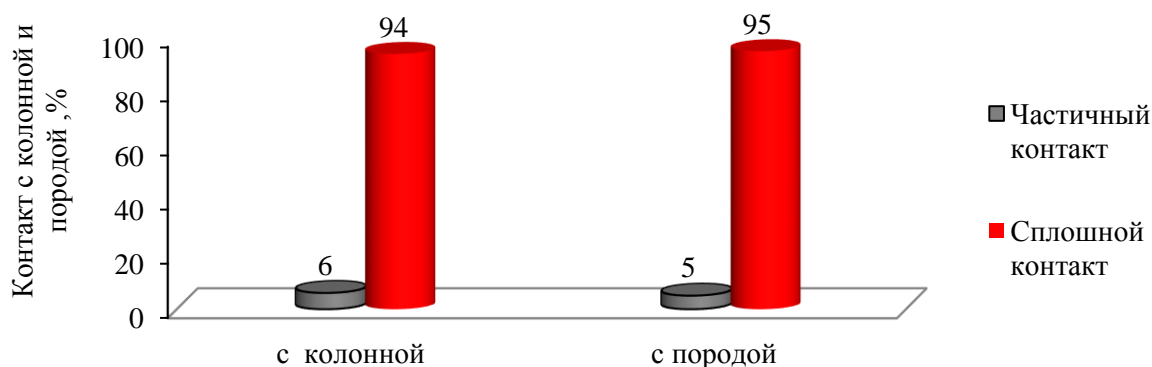


Рисунок 3.3 – Результаты акустической цементометрии в скв. № 570 Тайлаковской площади в интервале 2801,0 – 2920,4 м.

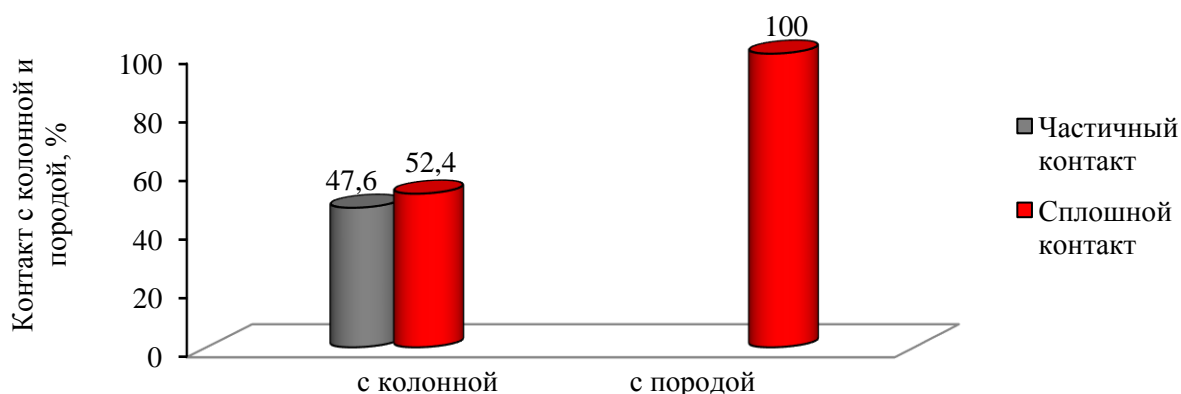


Рисунок 3.4 – Результаты акустической цементометрии в скв. № 25568 – 2 Самотлорского месторождения в интервале 1742,7 – 1845,4 м.

Анализ данных рис. 3.3 и 3.3 показывает, что последовательное использование гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов, образующего в процессе твердения тампонажные камни с большой величиной объемного расширения позволяет успешно цементировать горизонтальные скважины с высоким качеством.

При расчете коэффициента плотности контакта для данных хвостовиков КПК оказался равным 0,98 и 0,95 соответственно, что соответствует хорошему качеству работ ($0,8 \div 1,0$ хорошо)

Таким образом, только последовательное применение новых гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов, образующего в процессе твердения тампонажные камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения, позволит успешно, надежно и эффективно решить проблему существенного повышения качества первичного цементирования обсадных колонн в условиях АНПД и проницаемых пород.

Важно отметить, что большая величина объемного расширения тампонажных камней возникает в периоды ОЗЦ и последующего твердения, т.е. в те периоды, когда камни достаточно эластичны. Оптимальными периодами твердения, в течение которых тампонажные камни приобретают большое объемное расширение, являются 1 – 2 суток. В последующие сроки твердения объемное расширение тампонажных камней должно быть предотвращено.

Безопасность практического применения седиментационно – устойчивых гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешивании и повышенной, а нередко большой, водоотдачей для первичного цементирования разных обсадных колонн обосновывается тем, что при продавках в заколонные пространства они контактируют с горными породами стенок скважин, надежно защищенными малопроницаемыми фильтрационными корками, ограниченное время- до одного часа. При разных режимах продавки в заколонные пространства, а при

турбулентных режимах прежде всего, отфильтровывание их жидкостей в горные породы стенок скважин весьма маловероятно.

Наглядным подтверждением вышеуказанного являются современные базовые технологии первичного цементирования, при которых значительно разбавленные, легкоподвижными буферными агентами, облегченные (легкие), утяжеленные либо нормальной плотности тампонажные суспензии успешно продавливаются в заколонных пространствах без возникновения каких-либо осложнений и потерь исходных объемов.

Мелкопоризованные облегченные тампонажные камни с большой величиной объемного расширения в ограниченных заколонных и межколонных пространствах создают напряженные контакты с обсадными колоннами, а с обезвоживаемыми фильтрационными корками на стенках скважин образуют монолиты. Образование монолитов приводит к устранению газодонефтепроницаемости в заколонных и межколонных пространствах, а тем самым негерметичности обсадных колонн при опрессовках, заколонных перетоков флюидов, межколонных давлений и заколонных проявлений.

Таким образом, повышение качества первичного цементирования обсадных колонн может быть обеспечено за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств, к последующему замещению гидрогелевыми мелкопоризованными облегченными расширяющимися тампонажными растворами, с использованием нового эрозионного буферного раствора, существенного понижения гидродинамической нагрузки на поглощающие пласты пород и пристволевой кольматации их мельчайшими пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов, создания напряженного контакта тампонажных камней с большой (5 % и более) величиной объемного расширения со всеми горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

В заколонных и межколонных пространствах, особенно при малых зазорах, объемное расширение мелкопоризованных облегченных тампонажных камней,

примерно в два раза, понижается, но остается при этом достаточно большим. В результате указанного понижения объемного расширения камни уплотняются, сжимая при этом обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на обсадных колоннах, что обеспечивает устранение различных осложнений.

Предлагаемая для применения новая технология первичного цементирования обсадных колонн с использованием новых эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами проста, надежна и эффективна, что принципиально отличает ее от всех известных технологий, использующих усадочные либо с малой (до 2 %) величиной объемного расширения тампонажные камни.

3.4 Выводы по главе 3

1. Для качественного первичного цементирования обсадных колонн в условиях АНПД, низких и высоких температур необходимы эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси с воздухововлекающими компонентами, обеспечивающие при гидратации низкие плотности гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов.

2. Тампонажная смесь, образующая в процессе гидратации и твердения тампонажный раствор – камень с большой величиной объемного расширения, создает напряженный контакт со всеми горными породами в заколонных и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах скважин.

3. Сущность новой технологии первичного цементирования обсадных колонн состоит в том, что при цементировании каждой конкретной обсадной колонны выбираются базовые (полученные при низкой интенсивности перемешивания) плотности гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной суспензий, составной столб которых гарантировано исключает гидроразрыв даже слабых пластов в разрезе скважин.

4. Для существенного понижения возникающих в процессе продавок гидродинамических, а по окончании продавок гидростатических давлений предлагается целенаправленно формировать в заколонных и межколонных пространствах цементируемых обсадных колонн составные столбы гидрогелевых мелкопоризованных облегченных растворов с разной степенью поризации, позволяющие всякий раз удаляться от давлений гидроразрыва даже слабых пород. В нижней части заколонного пространства плотности растворов будут повышаться и приближаться к базовым, а в верхней части – понижаться и приближаться к плотностям в емкости осреднительной.

5. Плотности мелкопоризованных облегченных тампонажных камней по интервалам глубин имеют существенно пониженные либо те же плотности, что и плотности применяемых гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов. При схватывании тампонажных растворов в заколонных и межколонных пространствах гидростатические давления столбов неуклонно понижаются до атмосферного, а в условиях нормальных и умеренных температур возникают объемные расширения камней, в том числе за счет расклинивающего давления в термо и механохимически активированных глинистых и известковых породах и капиллярного (порового) давления пленок мельчайших пузырьков воздуха, которое избыточно над любым давлением в скважинах.

6. Наличие неопределенных контактов мелкопоризованных тампонажных камней с породами в продуктивных пластах связано с проникновением в растворы – камни флюидов в период ОЗЦ, что закономерно, т.к. контакты с абсолютно чистыми (не подвергнутыми кольматации) проницаемыми продуктивными пластами всегда и повсеместно неопределенные.

7. Последовательное использование гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и расширяющегося тампонажного растворов, образующего в процессе твердения тампонажные камни с большой величиной объемного расширения позволяет успешно цементировать горизонтальные скважины с высоким качеством.

4. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В РАЗНЫХ ГОРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ ЭРОЗИОННОЙ БУФЕРНОЙ И РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

Повышение качества первичного цементирования обсадных колонн обеспечивается в результате качественной подготовки стволов скважин с использованием эрозионного буферного раствора и подъема составных столбов расширяющихся тампонажных растворов разной плотности до устья либо на требуемую высоту, а также создания напряженных контактов тампонажных камней с большой (5 % и более) величиной объемного расширения со всеми породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах, исключающих осложнения процесса цементирования.

Установлено, что мелкопоризованные расширяющиеся 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.

Гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный, а также облегченный и нормальной плотности тампонажные растворы, образуются, как отмечено ранее, при гидратации многокомпонентных эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающим компонентом.

Новые многокомпонентные расширяющиеся тампонажные смеси производятся путем введения в бездобавочные ПЩ разных дозировок ТПРД, включающих необходимые, для конкретных горно – геологических условий применения, химические реагенты. [164,168-207].

Важно отметить, что при разных дозировках ТПРД в компонентных составах расширяющихся тампонажных смесей удачно решена проблема предотвращения

деструкции (растрескивания) тампонажных камней в периоды их образования и последующего гидратационного твердения.

4.1 Смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах Баяндыского месторождения

Работы выполнены применительно к условиям Баяндыского нефтяного месторождения ООО "ЛУКОЙЛ – Коми".

Строительство скважин на Баяндыском месторождении осуществляется в сложных горно – геологических условиях при наличии ММП, разных температур по стволам, высокоминерализованных пластовых вод, поглощений буровых растворов, осыпей и обвалов стенок, нефтепроявлений и присутствия сероводорода (9,8 %) в пластовых флюидах, что обуславливает проектирование конструкций скважин с учетом вышеуказанных особенностей.

Проектная глубина скважин составляет 3080 м по вертикали и 3281 м по стволу.

Конструкция скважин должна обеспечивать охрану недр и окружающей среды за счет герметичности обсадных колонн, заколонных и межколонных пространств, надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов, особенно при наличии в них сероводорода. Для достижения вышеуказанных требований к конструкции скважин на Баяндыском месторождении применяется базовая технология первичного цементирования обсадных колонн, используемая в разных горно-геологических условиях, в том числе при наличии в разрезе ММП мощностью 350 м и льдистостью 18 – 15 %.

Данная базовая технология является наглядным примером первичного цементирования обсадных колонн не только на площадях месторождений ПАО "ЛУКОЙЛ", но и в разных горно – геологических условиях площадей ТЭК России.

При бурении под направления диаметром 426 мм в интервале 0 – 30 м с использованием глинистого раствора плотностью 1100 – 1120 кг/м³ коэффициенты кавернозности имеют величину 1,20, а заколонные зазоры при этом составляют 65 мм. По базовой технологии подготовка заколонных пространств к замещению тампонажными растворами не предусмотрена. Для первичного

цементирования заколонных пространств используются тампонажные растворы плотностью 1750 кг/м^3 , приготавливаемые с применением ПЦТ II – 50 и 4 % – й добавки электролита CaCl_2 . Объем – $4,3 \text{ м}^3$. При температурах твердения тампонажных растворов $15 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$ и растекаемостях $180 - 210 \text{ мм}$ сроки схватывания должны быть следующими (ч – мин): начало $2 - 30$, конец $6 - 20$. При этом через 2 сут прочности камней на изгиб должны быть больше $2,7 \text{ МПа}$, а на сжатие – больше $2,1 \text{ МПа}$.

При бурении под кондукторы диаметром 340 мм в интервале $30 - 650 \text{ м}$ с использованием полимерглинистых буровых растворов плотностью $1120 - 1140 \text{ кг/м}^3$ коэффициенты кавернозности имеют величину $1,17$, а заколонные зазоры при этом составляют 51 мм . Для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению облегченными растворами из ЦБС и тампонажными растворами нормальной плотности в качестве буферной жидкости используются 2 % – й водный раствор КМЦ объемом 6 м^3 и легкая цементная суспензия плотностью 1300 кг/м^3 . Объем – $4,5 \text{ м}^3$.

Для цементирования заколонных и межколонных пространств применяются две порции растворов. Первая порция растворов из ЦБС плотностью 1600 кг/м^3 , приготавливаемая с использованием ПЦТ II – 50, глинопорошка и 4 % – й добавки электролита CaCl_2 . Используется в интервале $400 - 0 \text{ м}$. Объем – $23,6 \text{ м}^3$. Вторая порция тампонажных растворов плотностью 1820 кг/м^3 , приготавливаемая с использованием ПЦТ II – 50 и 4 % – й добавки электролита CaCl_2 . Применяется в интервале $650 - 400 \text{ м}$. Объем – $15,7 \text{ м}^3$.

При температурах твердения $15 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$ и растекаемостях $180 - 220 \text{ мм}$ сроки схватывания облегченных растворов плотностью 1600 кг/м^3 и растворов нормальной плотности 1820 кг/м^3 соответственно должны быть следующими (ч – мин): начало $3 - 40$, $2 - 00$; конец $6 - 20$, $5 - 20$. При этом через 2 сут прочности камней должны быть соответственно следующими: изгиб – больше $2,0$; $2,7 \text{ МПа}$; сжатие – больше $1,7$; $2,1 \text{ МПа}$.

При бурении под промежуточные колонны диаметром 245 мм в интервале $650 - 2502 \text{ м}$ с использованием хлоркалиевых с полигликолем буровых растворов

плотностью 1100 – 1110 кг/м³ коэффициенты кавернозности имеют величину 1,15, а заколонные зазоры при этом составляют 36 мм. Для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению облегченными растворами из ЦБС и тампонажными растворами нормальной плотности в качестве буферной жидкости используются 2 % – й водный раствор КМЦ объемом 6 м³ и легкая цементная суспензия плотностью 1300 кг/м³. Объем – 4,5 м³. Для цементирования заколонных и межколонных пространств применяются две порции растворов. Первая порция растворов из ЦБС плотностью 1600 кг/м³, приготавливаемая с использованием ПЦТ I – 100, глинопорошка и химических добавок – Гидроцем Н (0,2 %), Полицем ДФ (0,2 %), Цемпласт (0,2 %) и НТФК (0,02 %). Применяется в интервале 1125 – 0 м. Объем первой порции 32,1 м³.

Вторая порция тампонажных растворов плотностью 1820 кг/м³, приготавливаемая с использованием ПЦТ I – 100 и вышеуказанных химических добавок к последнему – в интервале 2502 – 1125 м. Объем – 44,2 м³. При температурах твердения 63 – 40 °С и растекаемостях 180 – 220 мм сроки схватывания облегченных растворов плотностью 1600 кг/м³ и растворов нормальной плотности 1820 кг/м³ соответственно должны быть следующими (ч – мин): начало 3 – 50, 3 – 50; конец 6 – 20, 6 – 50. При этом через 2 сут прочности камней должны быть соответственно следующими: изгиб больше 2; 2,7 МПа; сжатие больше 1,7; 2,1 МПа.

При бурении под эксплуатационные колонны диаметром 178 мм в интервале 2502 – 3281 м с использованием хлоркалиевых с полигликолем буровых растворов плотностью 1120 кг/м³ коэффициенты кавернозности имеют величину 1,07, а заколонные зазоры при этом составляют 22,5 мм.

Для подготовки заколонных и межколонных пространств первых и вторых ступеней к замещению облегченными растворами из ЦБС и тампонажными растворами нормальной плотности в качестве буферной жидкости последовательно используются водный раствор ПАВ объемом 3 м³, 2 % – й водный раствор КМЦ объемом 3 м³ и легкая цементная суспензия плотностью 1300 кг/м³. Объем – 3 м³.

Проектом предусмотрено двухступенчатое цементирование эксплуатационных колонн с разрывом во времени. Для этого на глубине 2982 м размещаются муфты ступенчатого цементирования ПДМ – 178. Для цементирования первых ступеней применяются тампонажные растворы нормальной плотности 1920 кг/м^3 , приготавливаемые с использованием ПЦТ I – G–CC–1 и химических добавок – Гидроцем Н (0,2 %), Полицем ДФ (0,2 %), Цемпласт (0,2 %) и НТФК. Применяются в интервале 3281 – 2982 м (299 м). Объем тампонажных растворов $4,5 \text{ м}^3$.

Для цементирования вторых ступеней последовательно применяются химически обработанные облегченные растворы из ЦБС плотностью 1600 кг/м^3 и тампонажные растворы нормальной плотности 1920 кг/м^3 .

Облегченные тампонажные растворы, приготавливаемые с использованием ПЦТ I – 100, глинопорошка и химических добавок – Гидроцем Н (0,2 %), Полицем ДФ (0,2 %), Цемпласт (0,2 %) и НТФК, применяются в интервале 2982 – 0 м. Объем облегченных растворов $36,11 \text{ м}^3$, а объем нормальной плотности тампонажных растворов $7,83 \text{ м}^3$. Суммарный объем вышеуказанных растворов $43,94 \text{ м}^3$.

Сводные данные по базовой технологии на Баяндыском месторождении представлены в таблице 4.1.

При нагнетаниях в цементируемые направления 426 мм и продавках тампонажных растворов плотностью 1750 кг/м^3 в заколонные пространства глинистые буровые растворы плотностью $1100 - 1120 \text{ кг/м}^3$ смешиваются с тампонажными растворами на протяженных интервалах, понижая плотности последних, ухудшая их технологические свойства и физико – механические параметры камней.

При этом сроки схватывания тампонажных растворов удлиняются, несмотря на применение 4 % – й дозировки электролита CaCl_2 .

Таблица 4.1– Применяемые буровые, буферные и тампонажные растворы.

Колонны	Типы растворов	Интервалы цементирования, м	Плотности растворов, кг/м ³	Объемы растворов, м ³
Направление 426 мм	Буровой - глинистый раствор	0 - 30	1100 - 1120	-
	Тампонажный - ПЦТ II-50, 4 % CaCl ₂	30 - 0	1750	4,3
Кондукторы 340 мм	Буровой - полимерглинистый раствор	30 - 650	1120 - 1140	-
	Буферный - 2 % КМЦ, ПЦ (1300 кг/м ³)	650 - 0	-	10,5
	Тампонажный – ПЦТ II-50, глинопорошок, 4 % CaCl ₂	400 - 0	1600	23,6
	Тампонажный – ПЦТ II-50, 4% CaCl ₂	650 - 400	1820	15,7
Промежуточные 245 мм	Буровой -хлоркалийевый с полигликолем раствор	650 - 2502	1100 - 1110	-
	Буферный -2 % КМЦ, ПЦ (1300 кг/м ³)	2502 - 0	-	10,5
	Тампонажный – ПЦТ I-100, глинопорошок, хим. реагенты	1125 - 0	1600	32,1
	Тампонажный – ПЦТ I-100, Гидроцем Н (0,2%), Полицем ДФ (0,2%), Цемпласт (0,2%), НТФ (0,02%)	2502 - 1125 (1377)	1820	44,2
Эксплуатационные 178 мм (МСЦ 2982 м)	Буровой - хлоркалийевый с полигликолем раствор	3281-0	1120	-
	Буферный - ПАВ, 2% КМЦ, ПЦ р-р 1300кг/м ³	3281-0	-	9
	Тампонажный – ПЦТ I -G-CC-1, Гидроцем Н (0,2%),Полицем ДФ (0,2%), Цемпласт (0,2%) и НТФК	3281-2982 (299) (1ступень)	1920	4,5
	Буферный - ПАВ, 2% КМЦ, ПЦ р-р 1300кг/м ³	2982-0	-	9
	Тампонажный – ПЦТ I-100, глинопорошок, хим. реагенты	2452-0	1600	36,11
	Тампонажный – ПЦТ I -G-CC-1, Гидроцем Н (0,2%), Полицем ДФ (0,2%), Цемпласт (0,2%) и НТФ	2982-2452 (530) (2 ступень)	1920	7,83

В процессе твердения в заколонных пространствах образуются низкопрочные камни с большой величиной объемной усадки (5 – 7 % и более), обезвоживающие толстые фильтрационные корки. Данные обезвоженные корки, при вероятных проявлениях флюидов из перекрываемых и нижерасположенных горизонтов, продавливаются с образованием микрозазоров разной раскрытости, что приводит к вероятному возникновению заколонных проявлений.

При последовательных нагнетаниях в цементируемые кондукторы и промежуточные колонны больших (10,5 м³) объемов легкоподвижных буферных жидкостей, больших объемов облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов и последующих продавках их в заколонные и межколонные пространства с высокими скоростями возникают значительные разбавления прежде всего облегченных, но, вероятно, и нормальной плотности растворов.

При последовательных нагнетаниях в эксплуатационные колонны, при первичном цементировании первых ступеней, 9 м³ легкоподвижных буферных жидкостей и легких тампонажных суспензий плотностью 1300 кг/м³, 4,5 м³ химически обработанных тампонажных растворов нормальной плотности 1920 кг/м³ и последующих продавках составных столбов в заколонные пространства с высокими скоростями происходят значительные разбавления тампонажных растворов нормальной плотности.

При последовательных нагнетаниях в эксплуатационные колонны, при первичном цементировании вторых ступеней, 9 м³ легкоподвижных буферных жидкостей и легких тампонажных суспензий плотностью 1300 кг/м³, 36,11 м³ облегченных тампонажных растворов плотностью 1600 кг/м³, 7,83 м³ нормальной плотности тампонажных растворов плотностью 1920 кг/м³ и последующих продавках составных столбов в заколонные и межколонные пространства с высокими скоростями возникают разбавления прежде всего облегченных, но, вероятно, и нормальной плотности тампонажных растворов.

При этом плотности химически обработанных разбавленных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов существенно понижаются, они превращаются в седиментационно – неустойчивые суспензии с высокой

водоотдачей, а сроки схватывания их удлиняются. Вместе с тем, в процессе продавок седиментационно – неустойчивых суспензий в заколонные пространства с высокими скоростями отсутствуют какие – либо осложнения и потери исходных объемов, а это обстоятельство наглядно свидетельствует, что фильтрация жидкостей в породы стенок скважин отсутствует.

Процесс схватывания и твердения составных столбов разбавленных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней в заколонных и межколонных пространствах кондукторов и промежуточных колонн осуществляется в течение 24 – 32 ч при воздействии разных по величине гидростатических давлений, что приводит к разным величинам их объемных усадок даже при обезвоживании фильтрационных корок на стенках скважин и пленок на обсадных колоннах. Очевидно, что объемная усадка разбавленных тампонажных растворов – камней нормальной плотности будет иметь большую величину, чем объемная усадка облегченных тампонажных растворов – камней.

Процесс схватывания и твердения разбавленных тампонажных растворов – камней нормальной плотности в заколонных пространствах первых ступеней эксплуатационных колонн осуществляется в течение 8 – 16 ч при воздействии больших по величине гидродинамических давлений циркулирующих, через окна устройств ступенчатого цементирования, буровых растворов, что приводит к повышению их объемных усадок даже при обезвоживании фильтрационных корок на стенках скважин.

Процесс схватывания и твердения разбавленных составных столбов облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней в заколонных и межколонных пространствах вторых ступеней эксплуатационных колонн осуществляется в течение 24 ч при воздействии разных по величине гидростатических давлений, что приводит к повышению их объемных усадок даже при обезвоживании фильтрационных корок на стенках скважин и пленок на обсадных колоннах. Вполне естественно, что объемная усадка разбавленных камней нормальной плотности будет иметь большую величину, нежели объемная усадка облегченных камней.

Очевидно, что составные столбы значительно разбавленных камней нормальной плотности первых и вторых ступеней и облегченных камней вторых ступеней, имеющих большую, но разную по величине объемную усадку, не обеспечат напряженный контакт с породами стенок скважин и с обсадными колоннами. При обезвоживании фильтрационных корок на стенках скважин и пленок буровых растворов на обсадных колоннах в периоды ОЗЦ и последующих твердений камней разных плотностей вероятно образование микрозоров повышенной раскрытости, являющихся основной причиной возникновения негерметичностей при опрессовках, межпластовых перетоков флюидов и образования техногенных залежей в пластах с низким давлением, межколонных давлений и заколонных проявлений с содержанием в пластовых флюидах до 10 % сероводорода.

Существующая практика первичного цементирования разных обсадных колонн наглядно свидетельствует, что даже значительно разбавленные легкоподвижными буферными жидкостями либо растворами седиментационно-неустойчивые тампонажные суспензии успешно продавливаются в заколонные пространства без возникновения каких – либо осложнений и потерь исходных объемов.

Возможность и целесообразность исключения химических реагентов – структурообразователей, понизителей водоотдачи, газоблокаторов и других реагентов – полимеров – при обработках вышеуказанных тампонажных растворов обосновывается тем, что при продавках в заколонные пространства седиментационно – устойчивые тампонажные растворы с повышенной, а нередко большой, водоотдачей контактируют с горными породами стенок скважин, надежно защищенными малопроницаемыми фильтрационными корками, ограниченное время – до одного часа. При разных режимах движения при продавках, а при турбулентных прежде всего, отфильтровывание жидкостей затворения в горные породы стенок скважин маловероятно.

Для существенного повышения качества первичного цементирования обсадных колонн в разных горно – геологических условиях необходимы буферные

и тампонажные смеси, образующие в процессе гидратации седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные и расширяющиеся тампонажные растворы без применения химических реагентов – структурообразователей, понизителей водоотдачи, газоблокаторов и других реагентов – полимеров, а в процессе твердения – камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

В связи с вышеизложенным, базовые материалы и технологии не могут обеспечивать охрану недр и окружающей среды за счет герметичности заколонных и межколонных пространств, надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых (поглощающих) пластов с низким давлением и от дневной поверхности, а тем более при содержании в пластовых флюидах повышенной концентрации сероводорода.

Повышение качества первичного цементирования всех обсадных колонн в скважинах Баяндыского месторождения можно обеспечить за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, существенного понижения гидродинамического и гидростатического давлений на поглощающие пласты и пристволенной кольматации их мельчайшими пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации (перемешивании в емкости осреднительной) гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажных растворов, а также за счет создания напряженного контакта мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней с большим (5 % и более) объемным расширением со всеми породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

Новые многокомпонентные расширяющиеся тампонажные смеси производятся путем введения в бездобавочные ПЦ разных дозировок ТПРД и химических реагентов для конкретных горно – геологических условий применения, в том числе воздухововлекающих компонентов.

Предлагаемые для практического применения эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси, при гидратации которых образуются

гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные и тампонажные растворы, исследованы в лаборатории.

Технологические свойства гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Технологические свойства гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов.

Показатели раствора	Жидкость затворения	
	пресная	4 % - й р - р CaCl ₂
Водосмесевое отношение	0,65	
Плотность растворов, кг/м ³	1540 → 1380	1570 → 1520
Растекаемость, мм	230	250
Водоотделение, мл	Отсутствует	

В качестве жидкости затворения эрозионной буферной смеси использована пресная и слабосоленая воды.

При В/С = 0,65 и ручном перемешивании базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии составляет 1540 кг/м³, а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин, понижается до 1380 кг/м³, т.е. на 160 кг/м³. При растекаемости раствора 230 мм водоотделение отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При В/С = 0,65, использовании в качестве жидкости затворения 4 % – го раствора CaCl₂ и ручном перемешивании базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии составляет 1570 кг/м³, а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин, понижается до 1520 кг/м³, т.е. на 50 кг/м³. При растекаемости раствора 250 мм водоотделение отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости. Ограниченное (до одного часа) время контактирования при продавках с большими расходами седиментационно – устойчивого гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора, с надежно защищенными

малопроницаемыми фильтрационными корками горными породами заколонных пространств, не требует применения повышенных дозировок дорогостоящих реагентов-электролитов и понизителей фильтрации для их химической обработки.

В таблице 4.3 представлены результаты лабораторных испытаний технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов и физико-механических параметров камней при низких и нормальных температурах.

Таблица 4.3 – Результаты лабораторных испытаний гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней.

Показатели растворов и камней		Расширяющаяся тампонажная смесь (ТПРД 25% к ПЦТ I-50)				
		вода пресная с				
Жидкость затворения		4 % CaCl ₂	2 % CaCl ₂	0,2 % Натросола	0,5 % Сульфа целла	0,5 % Сульфа целла
Водосмесевое отношение		0,60	0,63	0,65	0,65	0,45
Плотности растворов, кг/м ³		1700→ 1480	1650→ 1430	1680→ 1650	1680→ 1650	1860→ 1850
Водоотделение, мл		0	0	0	1	0
Растекаемость, мм		250	235	235	220	225
Температуры твердения, °С		6-8	14-16	20-22	40	40
Сроки схватывания растворов при Р = 0,1 МПа, 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 твердения при Р = 0,1 МПа, кг/м ³		1480/ 1480	1450/ 1450	1650/ 1660	1650/ 1670	1860/ 1870
Прочности камней на изгиб за 2/5сут твердения при Р = 0,1 МПа, МПа		1,2/ 1,9	0,97/ 1,57	0,8/ 1,1	1,18/ 1,6	2,8/ 3,3
Прочности камней на сжатие за 2/5сут твердения при Р = 0,1 МПа, МПа		1,8/ 2,99	1,65/ 2,7	1,5/ 2,4	1,85 /2,93	4,02/ 6,38
Объемное расширение (+) усадка(-) камней за 2/5 сут твердения при Р = 0,1 МПа, %		1,3/ 1,3	3,8/ 3,8	-0,3/ -0,6	-0,5/ -0,8	-0,6/ -0,93

Примечание: стрелкой показаны понижения плотностей растворов в результате перемешивания.

В качестве основного компонента расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами использован ПЦТ I – 50 Вольского цементного завода.

Анализ данных табл. 4.3 показывает, что использование электролитов CaCl_2 с дозировками 4 и 2 % в жидкости затворения приводит к значительному понижению объемного расширения камней, а Натросола 250 EXR с дозировкой 0,2 % – к понижению поризации и возникновению объемной усадки камня. Использование полимера – сульфатцелла – с дозировкой 0,5 % в жидкости затворения существенно понижает поризацию тампонажного раствора и приводит к возникновению объемной усадки как облегченного, так и нормальной плотности тампонажных камней.

В результате перемешивания мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин, технологические свойства гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, полученных при $V/C = 0,60 - 0,65$, и физико-механические параметры камней оказались существенно разными.

При 4 % – ной дозировке электролита CaCl_2 в жидкости затворения базовая (при ручном перемешивании) плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии оказалась повышенной (1700 кг/м^3), а интенсивная гидродинамическая активация мешалкой в течение 3 мин привела к понижению плотности до 1480 кг/м^3 , т.е. на 220 кг/м^3 . При растекаемости 250 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При статической температуре порядка $6 - 8 \text{ }^\circ\text{C}$ сроки схватывания раствора при $P = 0,1 \text{ МПа}$ относительно короткие, а именно (ч – мин); начало 3–55, конец 5–50. Плотность тампонажного камня за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ соответствует плотности гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора и не изменилась до пятых суток. Прочность тампонажного камня на изгиб за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ составила 1,2 МПа, а к пятым суткам повысилась до 1,9 МПа. Прочность тампонажного камня на сжатие за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ составила 1,8 МПа, а к пятым суткам повысилась до 2,99 МПа. Следует отметить, что объемное расширение тампонажного камня за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ имеет малую величину (1,3 %) и эта величина не изменилась до пятых суток.

При дозировке электролита 2 % CaCl_2 в жидкости затворения базовая (при ручном перемешивании) плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1650 кг/м^3 , а интенсивное перемешивание мешалкой в течение 3 мин обеспечило получение пониженной плотности (1430 кг/м^3). При этом понижение плотности тампонажного раствора составило 220 кг/м^3 . При растекаемости 235 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При статической температуре 14 – 16 °С сроки схватывания тампонажного раствора при $P = 0,1 \text{ МПа}$ относительно короткие, а именно (ч – мин): начало 5 - 45, конец 8 – 10. Плотность камня за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ превышает плотность гидрогелевого мелкопоризованного облегченного тампонажного раствора (1450 кг/м^3) и не изменяется до пятых суток. Прочность тампонажного камня на изгиб за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ составила 0,97 МПа, а к пятым суткам повысилась до 1,57 МПа. Прочность тампонажного камня на сжатие за двое суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ составила 1,65 МПа, а к пятым суткам повысилась до 2,7 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при $P = 0,1 \text{ МПа}$ за двое суток твердения составило 3,8 % и не изменилось до пятых суток.

При дозировке Натросола 250 EXR 0,2 % в жидкости затворения базовая (при ручном перемешивании) плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1680 кг/м^3 , а интенсивная гидродинамическая активация мешалкой в течение 3 мин привела к получению пониженной плотности (1650 кг/м^3). При этом понижение плотности тампонажного раствора составило 30 кг/м^3 (см.табл.4.3). При растекаемости 235 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При статической температуре 20 – 22 °С сроки схватывания раствора при $P = 0,1 \text{ МПа}$ продолжительные более 7 ч. Плотность тампонажного камня на вторые сутки твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$ соответствует плотности раствора (1650 кг/м^3), а на пятые сутки повысилась до 1660 кг/м^3 . Двухсуточная прочность тампонажного камня на изгиб при $P = 0,1 \text{ МПа}$ составила 0,8 МПа, а на пятые сутки повысилась

до 1,1 МПа. Прочность тампонажного камня на сжатие за двое суток твердения при $P = 0,1$ МПа составила 1,5 МПа, а к пятым суткам повысилась до 2,4 МПа. Объемная усадка тампонажного камня при $P = 0,1$ МПа на вторые сутки твердения составила 0,3 %, а на пятые сутки повысилась до 0,6 %. При дозировке сульфатцелла 0,5 % в жидкости затворения при $V/C = 0,65$ базовая (при ручном перемешивании) плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1680 кг/м^3 , а интенсивная гидродинамическая активация мешалкой в течение 3 мин привела к получению пониженной плотности (1650 кг/м^3). При этом понижение плотности тампонажного раствора составило 30 кг/м^3 (см. табл. 4.3). При растекаемости 220 мм водоотделение тампонажного раствора практически отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При статической температуре $40 \text{ }^\circ\text{C}$ сроки схватывания раствора при $P = 0,1$ МПа составили (ч – мин): начало 6-05, конец 7 – 20. Плотность тампонажного камня на вторые сутки твердения при $P = 0,1$ МПа составила 1650 кг/м^3 , а на пятые сутки незначительно повысилась до 1670 кг/м^3 . Двухсуточная прочность тампонажного камня на изгиб при $P = 0,1$ МПа на вторые сутки твердения составила 1,18 МПа, а на пятые сутки повысилась до 1,6 МПа. Двухсуточная прочность тампонажного камня на сжатие при $P = 0,1$ МПа на вторые сутки твердения составила 1,85 МПа, а на пятые сутки повысилась до 2,93 МПа. Объемная усадка тампонажного камня при $P = 0,1$ МПа на вторые сутки твердения составила 0,5 %, а на пятые сутки 0,8%.

При дозировке сульфатцелла 0,5 % в жидкости затворения при $V/C = 0,45$ базовая (при ручном перемешивании) плотность гидрогелевой мелкопоризованной тампонажной суспензии составила 1860 кг/м^3 , а интенсивная гидродинамическая активация мешалкой в течение 3 мин привела к получению пониженной плотности (1850 кг/м^3). При этом понижение плотности тампонажного раствора составило 10 кг/м^3 (см. табл. 4.3). При растекаемости 225 мм водоотделение тампонажного раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости

При статической температуре 40 °С сроки схватывания раствора при $P = 0,1$ МПа оказались короткими, а именно (ч – мин): начало 5-30, конец 6-45. Плотность тампонажного камня на вторые сутки твердения при $P = 0,1$ МПа составила 1860 кг/м³, а на пятые сутки возросла до 1870 кг/м³. Двухсуточная прочность тампонажного камня на изгиб при $P = 0,1$ МПа составила 2,8 МПа, а на пятые сутки возросла до 3,3 МПа. Двухсуточная прочность тампонажного камня на сжатие при $P = 0,1$ МПа составила 4,02 МПа, а на пятые сутки возросла до 6,38 МПа. Объемная усадка тампонажного камня при $P = 0,1$ МПа на вторые сутки твердения составила 0,6 %, а на пятые сутки повысилась до 0,93 %.

Анализ данных табл. 4.3 свидетельствует, что понижение дозировки электролита CaCl_2 в жидкости затворения приводит к росту величины объемного расширения тампонажного камня. Использование пресной жидкости затворения и Натросола 250 EXR с дозировкой 0,2 % привело к значительному понижению степени поризации облегченного тампонажного раствора и к объемной усадке камня (см.табл.4.3).

Таким образом, объемное расширение мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней существенно зависит как от дозировок электролита CaCl_2 в жидкости затворения, так и от дозировок высокомолекулярных реагентов – полимеров. Повышение дозировок электролита CaCl_2 в жидкости затворения приводит к понижению величин объемного расширения тампонажных камней, а разные дозировки реагентов – полимеров – существенно понижают поризацию растворов и приводят к объемной усадке камней.

В таблице 4.4 представлены результаты лабораторных испытаний технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов и физико – механических параметров камней при нормальных и умеренных температурах.

Таблица 4.4 – Результаты лабораторных испытаний гидрогелевых мелкопоризованных облепченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней.

Показатели растворов и камней		Расширяющаяся тампонажная смесь (ТПРД 20% к ПЦТ I-G-CC-1)				
Жидкость затворения		вода пресная				
Водосмеевое отношение		0,60	0,63	0,63	0,44	0,42
Дозировка замедлителя, %		-	0,10	0,12	0,12	0,23
Плотности растворов, кг/м ³		1640→ 1340	1640→ 1340	1650→ 1420	1850→ 1720	1900→ 1790
Водоотделение, мл		Отсутствует				
Растекаемость, мм		245	245	250	225	250
Температуры твердения, °С		46	55	75	50	75
Сроки загустевания растворов при P = 0,1 МПа, ч - мин.		7-20	6-05	5-20	4-10	5-55
Сроки загустевания растворов при P = 20 МПа, ч - мин.		5-40	4-10	3-30	2-55	3-05
Сроки схватывания растворов при P = 0,1 МПа, ч -мин	начало	5-30	2-55	3-10	6-45	>7-00
	конец	6-20	4-05	4-30	7-20	>8-00
Плотности камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, кг/м ³		1360/ 1370/ 1350	1320/ 1330/ 1330	1400/ 1420/ 1430	1750/ 1760/ 1760	1810/ 1830/ 1830
Прочности камней на изгиб за 1/2/5сут твердения при P = 0,1 МПа , МПа	0,1МПа	1, 2/ 1,8/ 2,4	1,32/ 1,7/ 1,95	1,75/ 1,9/ 2,8	2,85/ 4,2/ 5,1	3,8/ 4,95/ 6,0
		10МПа	2,9/-/-	3,1/-/-	3,4/-/-	4,2/-/-
	Объемное расширение камней за 1/ 2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, %	13,8/ 14,0/ 14,0	11,8/ 11,8/ 11,8	12,6/ 12,6/ 12,6	10,2/ 10,8/ 10,8	8,7/ 9,1/ 9,1

Примечание: стрелкой показаны понижения плотностей растворов в результате перемешивания.

При изготовлении расширяющихся тампонажных смесей нормальной плотности использована ТПРД с дозировкой 20 % к ПЦТ I-G-CC-1 Вольского цементного завода.

Анализ данных табл. 4.4 показывает, что использование повышенной (0,23 %) дозировки замедлителя приводит к существенному удлинению сроков загустевания – схватывания раствора и понижению объемного расширения тампонажного камня. При замещении гидрогелевого мелкопоризованного

эрозионного буферного раствора гидрогелевыми мелкопоризованными облегченными и нормальной плотности тампонажными растворами аморфные гидрогели металлов и минералов фильтрационных корок и пленок, обладающие повышенной реакционной способностью, вступают в химические связи с новообразованиями (кристаллогидратами) гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов, т.е. входят в структуры тампонажных камней, имеющих большое объемное расширение, обеспечивая тем самым напряженный контакт со всеми горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

Таким образом, можно констатировать, что применение дозировок ТПРД в компонентных составах расширяющихся тампонажных смесей ниже 20 % нежелательно, поскольку существенно понижается объемное расширение тампонажных камней при высоких температурах твердения растворов.

В заколонных и межколонных пространствах, особенно при малых зазорах, объемное расширение гидрогелевых мелкопоризованных как облегченных, так и нормальной плотности камней существенно, примерно в два раза, понижается, но остается при этом достаточно большим. В результате указанного понижения объемного расширения тампонажные камни уплотняются, сжимая при этом обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на обсадных колоннах.

В процессе твердения обезвоженные фильтрационные корки и пленки химически связываются с твердеющими растворами, образуя монолитный камень и обеспечивая тем самым напряженный контакт со всеми породами и обсадными колоннами, исключая негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

Зависимости сроков загустевания гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов от давлений и температур представлены на рисунке 4.1.

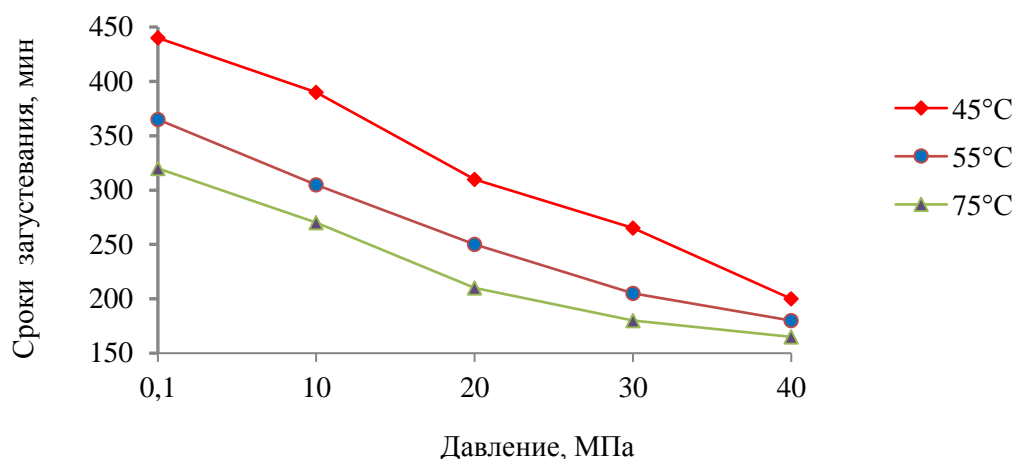


Рисунок 4.1 – Зависимости сроков загустевания гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов от давлений и температур.

Анализ данных рис. 4.1 показывает, что сроки загустевания тампонажных растворов при повышении давлений сокращаются в 2 – 2,5 раза по сравнению с величинами при атмосферном давлении (0,1 МПа).

В таблице 4.5 для всех обсадных колонн Баяндыского месторождения приведены результаты сравнения базовых и новых технологий первичного цементирования.

Представленные в табл. 4.5 данные свидетельствуют, что первичное цементирование направлений, кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн предлагается осуществлять с последовательным использованием гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и расширяющихся облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов, образуемых путем изменения водосмесевого отношения и интенсивности перемешивания в емкости осреднительной.

Составные столбы базовых, при низких интенсивностях перемешиваний, плотностей гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальных плотностей тампонажных суспензий не должны превышать давления гидроразрыва пород при первичном цементировании всех обсадных колонн.

Таблица 4.5 – Результаты сравнения базовых и новых технологий первичного цементированья обсадных колонн в скважинах Баяндыского месторождения.

Информация по цементируемым обсадным колоннам	Наименования обсадных колонн			
	направления 426 мм	кондукторы 340 мм	промежуточные 245 мм	эксплуатационные 178 мм
Интервалы цементирования, м	30-0	400-0	1125-0	2452-0
		650-400	2502-1125	3281-2452
Плотности растворов по базовой технологии, кг/м ³	1750	1600	1600	1600
		1820	1820	1920
Плотности растворов по новой технологии, кг/м ³	1730→ 1600	1650→1400	1650→1400	1650→1400
		1840→1730	1860→1750	1860→1750
Давления пластовые, МПа	0,3	6,57	24,86	32,65
Давления гидроразрыва, МПа	0,6	13,4	50,91	66,53
Давления гидростатические по базовым технологиям, МПа	0,52	6,28	17,66	38,49
		4,46	22,59	11,83
		∑10,74	∑40,25	∑50,32
Давления гидростатические по новым технологиям, МПа	0,51→ 0,47	6,47→5,49	18,21→15,45	39,69→33,68
		4,51→4,24	25,10→23,64	15,10→14,23
		∑10,98→ 9,73	∑43,31→39,09	∑54,79→47,91
Температуры статические и динамические, °С	1-3→ 8-10	14→20-22	63→40-45	78→60-65

Примечание: стрелкой показаны понижения плотностей растворов в результате перемешивания.

При интенсивных перемешиваниях гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных суспензий плотности их значительно понижаются, что обеспечивает понижение гидродинамических и гидростатических давлений составных столбов, а соответственно удаление от давлений гидроразрыва пород при продавках с большими расходами в заколонные и межколонные пространства.

В процессе твердения обезвоженные фильтрационные корки и пленки гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора химически связываются с твердеющими тампонажными растворами в монолитный камень, обеспечивая тем самым напряженный контакт со всеми породами и обсадными колоннами, исключая негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

Гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы могут быть применены, в качестве первых порций составных столбов, при цементировании направлений, кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн.

Гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы нормальной плотности могут быть использованы, в качестве вторых порций составных столбов, при первичных цементированиях направлений, кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн, а также первых ступеней и вторых порций составных столбов при двухступенчатых цементированиях эксплуатационных колонн с разрывом во времени. Применение гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов нормальной плотности позволит надежно закрепить башмаки и призабойные интервалы камнями с повышенной деформативной способностью и с большой (5 % и более) величиной объемного расширения, исключая негерметичности заколонных пространств при опрессовках.

Для подготовки заколонных пространств направлений рекомендуется применять 2 – 3 т, а заколонных и межколонных пространств кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн – 6 – 10 т эрозионной буферной смеси с воздухововлекающим компонентом, образующей при гидратации пресный гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с высокой степенью поризации.

Главной задачей применения больших объемов гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов является предотвращение поглощений при продавках, максимально достижимое удаление в заколонных и

межколонных пространствах зацементированного бурового раствора, разнообразного шлама, рыхлой части фильтрационных корок и пленок буровых растворов на обсадных колоннах и замена их корками и пленками гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов.

Гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы в процессе твердения образуют тампонажные камни пониженной теплопроводности с низким коэффициентом модуля Юнга.

На рисунке 4.2 приведена зависимость коэффициентов теплопроводности от плотности тампонажных камней и модуля Юнга от времени твердения. При этом полученная зависимость линейная.

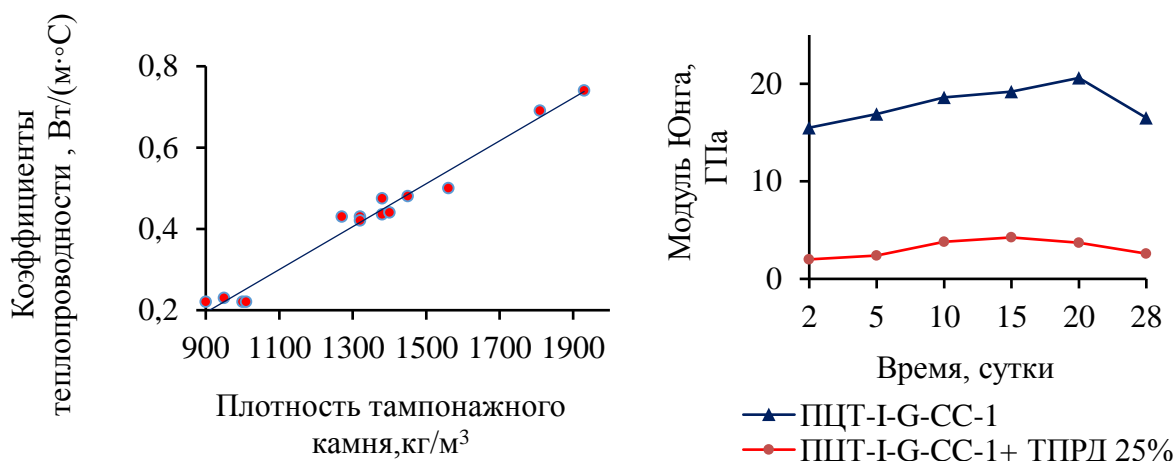


Рисунок 4.2 – Зависимость коэффициентов теплопроводности от плотности тампонажных камней и модуля Юнга от времени твердения.

Видно, что понижение плотностей мелкопоризованных тампонажных камней приводит к понижению величин коэффициентов теплопроводности и модуля Юнга в отличие от ПЦ камней нормальной плотности.

Если учесть, что мелкопоризованные тампонажные камни с большой величиной объемного расширения будут иметь низкие величины коэффициентов теплопроводности и модуля Юнга в интервалах распространения ММП, а соответственно повышенные термические сопротивления, то применение на

практике предлагаемых эрозионных буферных и расширяющихся тамонажных смесей целесообразно и эффективно.

В интервалах распространения ММП целесообразно применять гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тамонажные растворы с повышенной степенью поризации и нагретые до 40 – 50 °С продавочные жидкости, которые рекомендуется дополнительно нагревать внутри зацементированных обсадных колонн. В результате теплопередачи через стенки обсадных колонн сроки схватывания гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тамонажных растворов сократятся, а прочности камней и величины их объемного расширения повысятся. Для нагревания продавочных жидкостей внутри зацементированных обсадных 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 облегченных (легких) тамонажных камней с повышенной степенью поризации и пониженной теплопроводностью 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.

Проведенными стендовыми исследованиями [226] и производственными испытаниями [72,73] доказано, что на глубинах до 500 – 600 м от устья гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные и тамонажные растворы практически не сжимаются, а их плотности на устье скважин оказываются ниже либо соответствуют плотностям, полученным при их приготовлениях в емкости осреднительной.

Таким образом, предлагаемые новые технологии первичного цементирования всех обсадных колонн позволяют исключить гидроразрывы пород при продавках с большими расходами, обеспечивают подъем гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тамонажных растворов до устья и существенно повышают термическое сопротивление мелкопоризованных

тампонажных камней с большой величиной объемного расширения в заколонных и межколонных пространствах.

Ограниченное (до одного часа) время контактирования при продавках с большими расходами седиментационно – устойчивых гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного, облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов, с надежно защищенными малопроницаемыми фильтрационными корками горными породами в заколонных пространствах, не требует применения повышенных дозировок реагентов-электролитов и понизителей фильтрации для их химической обработки.

В заколонных и межколонных пространствах, особенно при малых зазорах, объемное расширение гидрогелевых мелкопоризованных как облегченных, так и нормальной плотности тампонажных камней, примерно в два раза, понижается, но остается при этом достаточно большим. В результате указанного понижения объемного расширения тампонажные камни уплотняются, сжимая при этом обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на обсадных колоннах, устраняя тем самым разнообразные осложнения процесса цементирования.

Разработанные новые технологии первичного цементирования всех обсадных колонн с последовательным использованием эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами принципиально отличаются от всех базовых технологий, использующих усадочные либо с малой величиной объемного расширения тампонажные камни для применения в широком интервале давлений и температур, в том числе при наличии ММП и повышенных концентраций сероводорода в пластовых флюидах.

4.2 Смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в условиях Крайнего Севера при наличии ММП и низких температур

Первичное цементирование скважин в условиях Крайнего Севера осложнено наличием ММП, газогидратных линз, разуплотнений пород, газонасыщенных горизонтов, поглощений в верхних интервалах, проявлений криопэггов и др. [41,52,53,69,75,98,99,134,138,150,154,213-216,219,222].

Применяемые буровые растворы с положительной температурой вызывают в процессе циркуляции растепление и обрушение неустойчивых пород, поглощения в разуплотненных породах и проявления в газонасыщенных горизонтах.

При бурении под направления коэффициенты кавернозности имеют большую величину и изменяются по глубине в пределах 2,5 – 1,35 и более, а **при бурении под кондукторы** – нередко превышают 1,25. Вышеуказанные коэффициенты кавернозности приводят к образованию больших заколонных зазоров по интервалам глубины при широко применяемых на практике **направлениях 426мм и кондукторах 324мм**, а именно: интервал глубины 0 – 40 м – 400 мм; интервал глубины 40 – 120 м – 120 мм; интервал глубины 120 – 450 м – 85 мм. При этом образуются каверны, заполненные выбуренной породой и буровыми растворами. В результате после простоев скважин в консервации обсадные колонны нередко нарушаются, как правило, против каверн.

При применении базовых технологий первичного цементирования обсадных колонн в столь сложных горно-геологических условиях возникают негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

Основными причинами возникновения вышеуказанных осложнений являются [214-219]:

- наличие между тампонажными камнями и стенками скважин толстых рыхлых фильтрационных корок, а между стенками обсадных колонн и тампонажными камнями пленок, возникающих при использовании в компонентных составах буровых растворов водорастворимых полимеров, ПАВ, смазывающих добавок, нефти и др.;
- недостаточно высокое качество применяемых буферных и тампонажных материалов;
- нарушение герметичности крепи при проведении технологических операций в скважинах;
- особенности горно – геологических условий проведения работ.

Сложность литологического разреза большинства месторождений Крайнего Севера приводит к возникновению серьезных проблем при первичном цементировании обсадных колонн, что связано с необходимостью подъема тампонажных растворов на большую высоту в заколонных и межколонных пространствах при наличии пластов с низким давлением гидроразрыва.

В этой связи, повышение качества первичного цементирования обсадных колонн в газовых и газоконденсатных скважинах Севера Западной и Восточной Сибири со сложными горно-геологическими условиями является актуальной и достаточно сложной материаловедческой и технологической проблемой, поскольку ежегодные объемы РИР по исправлению технического состояния крепи неуклонно возрастают [1,2,73,132,153,154,220,228,].

Согласно техническому проекту на строительство скважин на **Бованенковском НГКМ**, для подготовки заколонных и межколонных пространств всех цементируемых обсадных колонн к замещению тампонажными растворами используется химически обработанный водорастворимым полимером - понизителем водоотдачи, буферный раствор плотностью 1450 кг/м³, растекаемостью 160 мм, водоотдачей 5 – 6 см³ и коркой 2 мм.

Для цементирования направлений диаметром 426 мм, кондукторов диаметром 324 мм и промежуточных колонн диаметром 245 мм, имеющих межколонные зазоры 39 и 28 мм соответственно, повсеместно применяются два компонентных состава тампонажных смесей, а именно: ЦТРС АРМ и ЦТРО АРМ.

В качестве жидкости затворения при цементировании направлений и кондукторов используются 4 % – е растворы электролита CaCl₂, а при цементировании промежуточных колонн – 4 % – е растворы электролита NaCl с добавлением полимера Натросол 250 EXR.

Для первичного цементирования эксплуатационных колонн диаметром 168 мм применяются ЦТРС АРМ и пресные жидкости затворения с добавлением полимера Натросол 250 EXR. Тампонажные смеси ЦТРС АРМ при затворении как слабосолеными, так и пресными водами образуют тампонажные растворы плотностью 1880 кг/м³, а тампонажные смеси ЦТРО АРМ при затворении

слабосолеными водами образуют тампонажные растворы плотностью 1500 кг/м³. Для безопасного применения как тампонажных растворов нормальной плотности, так и облегченных тампонажных растворов их жидкости затворения химически обрабатываются структурообразователями, понизителями водоотдачи и другими водорастворимыми полимерами.

Заметим, что применение электролитов CaCl₂ и NaCl с дозировками 4 % к массе тампонажных смесей приводит к значительному понижению объемного расширения камней, а использование армирующих добавок и водорастворимых полимеров, в частности Натросола 250 EXR, устраняет объемное расширение камней практически полностью. Тампонажные камни с большой величиной объемной усадки не создают напряженного контакта со всеми горными породами в заколонных пространствах и с обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах, что приводит к газопроявлениям из газонасыщенных горизонтов, пластическим течениям разуплотненных пород и нередко нарушениям обсадных колонн против больших каверн. Кроме того, как в ранние, так и в поздние сроки после первичного цементирования возникают межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления, являющиеся следствием негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках после ОЗЦ.

Таким образом, тампонажные смеси ЦТРС АРМ и ЦТРО АРМ в процессе гидратации и твердения образуют растворы-камни, объемная усадка которых велика и неуклонно повышается с течением времени и при повышении температуры в процессе эксплуатации скважин. В этой связи разнообразные осложнения процесса первичного цементирования всех обсадных колонн и обводнения скважин как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации вполне закономерны, поскольку являются рукотворными.

Для предотвращения возможных осложнений процесса первичного цементирования всех обсадных колонн на Бованенковском НГКМ, предлагаются для практического применения новые технологии с использованием эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных смесей [164-207].

Для всех цементируемых обсадных колонн в таблице 4.6 представлены результаты сравнения базовых и новых технологий.

Таблица 4.6 – Результаты сравнения базовых и новых технологий для первичного цементирования всех обсадных колонн на Бованенковском НГКМ.

Информация по цементируемым обсадным колоннам	Наименования обсадных колонн			
	направления 426 мм	кондукторы 324 мм	промежуточные 245 мм	эксплуатационные 168 мм
Глубины спуска, м	120	450	750	1590/1942
Интервалы цементирования, м	70-0	300-0	500-0	570-0
	120-70	450-300	750-500	680-570 1942-680
Плотности растворов по базовым технологиям, кг/м ³	1500	1500	1500	1290
	1880	1880	1880	1450 1880
Плотности растворов по новым технологиям, кг/м ³	1570→1420	1570→1420	1570→1420	1290
	1820	1820	1820	1570→1380 1800
Давления пластовые, МПа	1,704	4,5	7,5	16,85
Давления гидроразрыва, МПа	2,28	7,65	12,75	28,62
Давления по базовым технологиям, МПа	2,166	7,268	12,113	25,0
Давления гидростатические по базовой технологии, МПа	1,03	4,41	7,36	6,49
	0,922	2,77	4,61	2,38
	Σ1,952	Σ7,18	Σ11,97	16,78 Σ25,65
Давления гидростатические по новым технологиям, МПа	1,08→0,98	4,62→4,18	7,7→6,97	6,49
	0,892	2,68	4,46	1,70→1,49
	Σ1,972→1,872	Σ7,30→6,86	Σ12,16→11,43	16,13 Σ24,32→24,11
Температуры статические и динамические, °С	-5→4-8	6→10-14	16→20-22	46→33-35

Примечание: стрелками показаны понижения плотностей тампонажных растворов при перемешивании и температур при первичном цементировании обсадных колонн.

Первичное цементирование всех обсадных колонн рекомендуется осуществлять с последовательным применением гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и тампонажного растворов, а также тампонажного раствора нормальной плотности с

регулируемыми в широких диапазонах плотностями при перемешиваниях с разными интенсивностями в емкостях осреднительных.

Применение гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и тампонажных растворов, позволяет поднять их до устья либо на требуемую высоту, исключив при этом поглощения в разуплотненных породах, а тампонажных растворов нормальной плотности – осуществить надежное закрепление башмаков и призабойных интервалов камнями с большой величиной объемного расширения, исключая негерметичности заколонных и межколонных пространств обсадных колонн при опрессовках.

Практикой применения гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, доказано, что при нагнетании в цементируемые обсадные колонны мелкопоризованные растворы сжимаются почти до базовой плотности, получаемой при низких интенсивностях перемешивания, в частности на изливе из воронок гидравлических низкого давления в цементные баки – "чанки".

Однако при последующей продавке в заколонные и межколонные пространства с большими расходами гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы разбавляются буферными жидкостями либо растворами, что приводит к понижению их плотностей на выходе из скважин относительно полученных в емкостях осреднительных при перемешиваниях.

Данные факты из практики свидетельствуют, что гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные и тампонажные растворы обладают упругостью и повышенной коагулирующей способностью, исключая поглощения при продавках [165,166,167,169,176,177,180].

Главной задачей применения гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора в больших объемах является предотвращение поглощений при продавках, максимально достижимое удаление в заколонных и межколонных пространствах заземленного бурового раствора, разнообразного шлама, рыхлой части фильтрационных корок и пленок буровых растворов на

обсадных колоннах и замена их корками и пленками гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов.

Предлагаемые для практического применения эрозионные буферные и расширяющиеся тампонажные смеси с воздухововлекающими компонентами испытаны в лабораторных условиях (табл. 4.3 и 4.4).

Анализ данных табл. 4.3 и 4.4 свидетельствует, что для первичного цементирований направлений и кондукторов можно применять 4 % – ные растворы электролита CaCl_2 , для первичного цементирований промежуточных колонн – 2 % – ные растворы электролита CaCl_2 , а для первичного цементирований эксплуатационных колонн – воды пресные. При использовании пресной жидкости затворения повышение температуры твердения гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов до 40 – 50 °С приводит к значительному сокращению времени начала загустевания и сроков схватывания. Последнее обстоятельство позволяет существенно сокращать времена ОЗЦ при цементировании всех обсадных колонн, а тем самым повышать эффективность строительства скважин при наличии ММП и низких температур.

В связи с вышеизложенным, при первичном цементировании всех обсадных колонн предлагается исключить применение слабосоленых жидкостей затворения с повышенной дозировкой электролита CaCl_2 , а использовать пресные гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы с высокой степенью поризации и нагретые до температуры до 40 – 50 °С продавочные жидкости, которые рекомендуется дополнительно нагревать внутри зацементированных обсадных колонн. Большие по величине заколонные и межколонные зазоры, имеющие место при цементировании обсадных колонн с использованием гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, значительно понизят либо вовсе исключат передачу тепла от нагретых продавочных жидкостей и обсадных колонн к ММП, а поэтому практически устранят растепление последних как при последующем углублении скважин, так и в процессе их эксплуатации. В результате нагревания гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, образующиеся в

процессе твердения камни приобретут повышенную суточную прочность на изгиб и большое объемное расширение. При отсутствии возможности нагрева продавочных жидкостей предлагается использовать слабосоленую жидкость затворения с дозировкой электролита CaCl_2 не более 4 % к массе применяемых расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами.

Гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы, с высокой степенью поризации, в процессе твердения образуют камни пониженной теплопроводности. Если учесть, что мелкопоризованные тампонажные камни с большой величиной объемного расширения будут иметь низкие величины коэффициентов теплопроводности в интервалах распространения ММП, а соответственно повышенные термические сопротивления, то применение на практике предлагаемых эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных смесей целесообразно и эффективно. Наличие больших по величине заколонных и межколонных зазоров и образование в интервалах распространения ММП мелкопоризованных облегченных (легких) тампонажных камней с пониженной теплопроводностью позволит существенно повысить термическое сопротивление проектных конструкций в целом, что обеспечит «пассивную» защиту ММП от растепления как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации скважин. Однако применение вышеуказанной «пассивной» защиты (тепловой изоляции) ММП всего лишь снижает интенсивность растепления, но не устраняет последнюю.

Выполненные расчеты [42,67,72,138,139,142,144,212,222] показали, что за 20 лет эксплуатации радиус протаивания ММП составляет 2,5 радиуса скважины, что почти в 8 раз меньше, чем при отсутствии предлагаемой «пассивной» защиты.

«Пассивная» термозащита ММП от растепления не исключает «активной» термозащиты с использованием термоизолированных труб.

Таким образом, в полном объеме проблему растепления ММП может решить комбинированная «пассивная» и «активная» термозащиты. Очевидно, что комбинированная термозащита сложна и дорогостояща, но при этом надежна и эффективна. Большое объемное расширение тампонажных камней в суточном возрасте твердения создает напряженный контакт со всеми горными породами в

заколонных и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах, исключая тем самым газопроявления из газонасыщенных горизонтов и пластические течения разуплотненных пород, нередко приводящих к нарушениям обсадных колонн прежде всего против больших каверн.

4.3 Усовершенствование технологий первичного цементирования всех обсадных колонн при наличии соленосных отложений, АВПД и высоких температур

Первичное цементирование обсадных колонн на площадях Астраханского ГКМ осложнено рядом неблагоприятных факторов, к которым относятся сложно обработанные химическими реагентами буровые растворы с низкой ($4 - 8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$) водоотдачей и большой плотностью, высокие температуры, АВПД, зоны поглощений буферных и тампонажных растворов, мощные толщи пластов различных по составу солей, пластичных глин и других пород с солевой и сероводородной агрессией [83,87,89,92,104,105,106,124,142, 215].

Указанные факторы воздействуют одновременно, поэтому проблема качественного первичного цементирования обсадных колонн в данном регионе является весьма сложной и не до конца решенной [106,215].

По данным [78], самое низкое качество первичного цементирования наблюдается в солях, доломитах, аргиллитах, несколько лучше в песчаниках и известняках, самое хорошее в глинах и неудовлетворительное в межколонных пространствах.

Первичное цементирование обсадных колонн в соленосных отложениях существенно отличается от первичного цементирования в скважинах без солей.

Известно [106,89,215], что тампонажные растворы, приготавливаемые с применением пресной жидкости затворения, в процессе твердения образуют камни, не создающие напряженного контакта с галитом (каменной солью) и бишофитом, несмотря даже на то, что бишофиты, поглощая воду пресную, увеличиваются в объеме на $3 - 5\%$. В этой связи для обеспечения контакта с галитом, химически обработанные ПЦ затворяют на высокоминерализованной

(соленасыщенной) воде, используя при этом соль техническую (NaCl). Однако даже при этом тампонажные растворы – камни, по данным [89,90], не создают контакта с бишофитом.

Следует отметить, что приведенные выше выводы сделаны применительно к тампонажным камням, которые имеют большую объемную усадку (5 – 7 % и более) даже при использовании пресной жидкости затворения. Объемная усадка тампонажных камней, образованных при применении высокоминерализованной жидкости затворения, может оказаться столь большой по величине, что контакт с бишофитом невозможно создать и при вышеуказанном условии.

Согласно проекту, для сложной обработки буровых растворов, при бурении под все обсадные колонны, применяются разные химические реагенты и смазывающие добавки (графит серебристый смазочный, СМЭГ, ФК-2000 ПЛЮС) и др.

В качестве утяжелителей используются барит, песок и др., а в качестве кольматанта – битум. Перед спуском обсадных колонн предусматривается обработка буровых растворов нефтью.

На практике, столь сложно обработанные химическими реагентами буровые растворы, при структурном режиме движения в заколонных и межколонных пространствах, образуют довольно толстые рыхлые и трудноудаляемые фильтрационные корки на стенках скважин и пленки на обсадных колоннах, существенно понижающие качество первичного цементирования обсадных колонн.

В работах ряда авторов [89,105,106,124,142] показано, что первичное цементирование всех обсадных колонн на площадях АГКМ осложнено, прежде всего, из – за низкого качества применяемых тампонажных материалов. К тампонажным материалам предъявляются специфические требования, которые обусловлены геологическими особенностями месторождения [89,106].

Как отмечено ранее, в разрезе скважин присутствуют мощные отложения глин разного происхождения, толщи различных по химическому составу солей, АВПД, пласты пород с низким давлением гидроразрыва, зоны поглощений,

агрессивные флюиды и газы. Состав солей в соленосных отложениях неоднороден, поскольку в них могут содержаться галит NaCl , сильвин KCl , карналит $\text{KCl}\cdot\text{MgCl}_2$, бишофит $\text{MgCl}_2\cdot 6\text{H}_2\text{O}$ и др.

Вышеуказанные соли, помимо влияния на процесс твердения тампонажного раствора-камня и формирования контакта с колоннами и породами, оказывают сильное коррозионное воздействие, снижая физико – механические параметры камней при действии высокой температуры и давления.

Литературные данные [89,105,106,124,142] свидетельствуют, что для первичного цементирования обсадных колонн в солях должен применяться составной столб облегченных, утяжеленных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней.

Облегченные тампонажные растворы используются в тех случаях, когда требуется поднять их на большие высоты и когда бурение ведется на растворе нормальной плотности.

Утяжеленные и нормальной плотности тампонажные растворы применяются при возможном возникновении пластического течения солей и глин, проявлений рапы и других флюидов в солях и глинах и когда бурение ведется на утяжеленном растворе.

Облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные растворы, в процессе твердения должны образовывать камни, обладающие высокой коррозионной устойчивостью и объемным расширением [89,105,106,124,142,215].

При первичном цементировании обсадных колонн в глинистых отложениях, с применением ПЦ и смесей на их основе, часто не удавалось получить хорошее качество контакта камня с обсадными колоннами и породами.

В этой связи повышение качества первичного цементирования в вышеуказанных отложениях можно обеспечить только путем придания тампонажным материалам специальных свойств – безусадочности и объемного расширения [89].

В глубоких высокотемпературных скважинах, где по интервалу подъема тампонажных растворов температура изменяется от 100 °С и выше до 20 – 30 °С, возникает проблема создания тампонажных материалов, обеспечивающих образование равнопрочных долговечных камней на всем интервале их подъема [89,105,106,124,142].

Большое влияние на качество первичного цементирования обсадных колонн оказывают АВПД с коэффициентом аномальности 1,9 – 2,4, которыми обладают многие месторождения. Первичное цементирование в этих условиях значительно осложнено и требует разработки специальных мероприятий, а также разработки и применения тампонажных материалов со специфическими свойствами [89,105,106,124,142].

В практике первичного цементирования широко применяется способ получения спеццементов, при котором утяжелитель добавляют к ПЦ на буровой в соотношениях, предварительно опробованных в лабораториях.

Однако указанные утяжеленные тампонажные материалы, образующие при гидратации седиментационно – неустойчивые суспензии, очень чувствительны к изменению водосмесевого отношения, что не позволяет повысить качество первичного цементирования обсадных колонн в условиях АВПД. Ввод больших дозировок утяжелителей, для получения требуемой плотности тампонажных растворов, при гидратации приводит к значительному понижению прочности и повышению газопроницаемости образующихся тампонажных камней.

В связи с вышеизложенным, для существенного повышения качества первичного цементирования обсадных колонн требуется разработка и внедрение новых технологий с использованием эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей, обеспечивающих надежную изоляцию заколонных пространств в условиях АВПД.

АНПД, приводящие к поглощению буровых и тампонажных растворов, встречаются на разных глубинах вплоть до 5000 м. Для первичного цементирования обсадных колонн в условиях АНПД применяются облегченные тампонажные растворы плотностью 1400 – 1700 кг/м³ с разными облегчающими

добавками – глинопорошка, диатомита, опоки, трепела, перлита, торфа, асбеста, микросфер и др. [89,105].

Выполненный анализ качества первичного цементирования разных обсадных колонн облегченными растворами – камнями показал, что контакта камней с обсадными колоннами и породами часто не возникает. Это обусловлено существенным недостатком облегченных тампонажных смесей – усадочными деформациями при твердении камней [89,105,106,124,142].

При первичном цементировании всех обсадных колонн применяются следующие базовые материалы и технологии [186].

При цементировании кондукторов диаметром 426 мм, для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, используется буферная жидкость – вода минерализованная плотностью 1050 кг/м^3 в объеме 10 м^3 . Для цементирования применяются два материала, а именно: в интервале 350 – 250 м химически обработанный ПЦТ I – G–CC-1, а в интервале 250 – 0 м химически обработанная облегченная тампонажная смесь ПЦТ III – Об 5 – 50. Плотность утяжеленного тампонажного раствора, приготавливаемого с использованием ПЦТ I–G–CC–1 при $V/C = 0,44$, составляет 1920 кг/м^3 , а с применением облегченной тампонажной смеси ПЦТ III – Об 5 – 50 при $V/C = 0,85$ – 1500 кг/м^3 .

При первичном цементировании I промежуточных колонн диаметром 324 мм, для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, применяется аналогичная буферная жидкость – вода минерализованная плотностью 1050 кг/м^3 в объеме 13 м^3 . Для цементирования используются два химически обработанных материала, а именно: в интервале 2250 – 1750 м (500 м) ПЦТ I–G–CC–1, а в интервале 1750 – 0 м облегченная тампонажная смесь ПЦТ III – Об 5 – 100 либо иная облегченная тампонажная смесь (ПЦТ I–G–CC–1 + цеолит) в соотношении 4:1.

Плотность утяжеленного тампонажного раствора, приготавливаемого с использованием ПЦТ I–G–CC–1 при $V/C = 0,44$, составляет 1920 кг/м^3 , а с

применением облегченной тампонажной смеси ПЦТ III – Об 5 – 100 либо иной тампонажной смеси (ПЦТ I–G–СС–1 + цеолит) при $V/C = 0,85 - 1550 \text{ кг/м}^3$.

При первичном цементировании II промежуточных колонн диаметром 244,5/250,8 мм глубиной 3820 м, имеющих муфту ступенчатого цементирования на глубине 3250 м, для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению химически обработанными ПЦ и тампонажными растворами, используется буферная жидкость – вода минерализованная плотностью 1100 кг/м^3 . Проектные объемы буферной жидкости для первой и второй ступеней составляют соответственно 5 и 6 м^3 . Для цементирования первой ступени применяется тампонажная смесь (ПЦТ I–G–СС–1 + барит) в соотношении 73:27, а второй ступени – ПЦТ I – G–СС–1. Плотности утяжеленных тампонажных растворов, приготавливаемых с использованием тампонажной смеси (ПЦТ I – G–СС–1+ барит) при $V/C = 0,44$, составляют 2050 кг/м^3 , а с применением ПЦТ I– G–СС–1 при $V/C = 0,44 - 1940 \text{ кг/м}^3$.

При первичном цементировании эксплуатационных колонн диаметром 168 мм глубиной 3870 м, имеющих муфту ступенчатого цементирования на глубине 3100 м, для подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению химически обработанными тампонажными растворами, применяется буферная жидкость – вода минерализованная плотностью 1120 кг/м^3 . Проектные объемы буферной жидкости для первой и второй ступеней составляют соответственно 4 и 5 м^3 . Для цементирования первой ступени применяется утяжеленная тампонажная смесь (ПЦТ I–G–СС–1 + песок) в соотношении 80:20, а второй ступени - ПЦТ I–G–СС–1. Плотности утяжеленных тампонажных растворов, приготавливаемых с использованием тампонажной смеси (ПЦТ I–G–СС–1 + песка) при $V/C = 0,43$, составляют 1940 кг/м^3 , а с применением ПЦТ I–G–СС–1 при $V/C = 0,44 -$ ту же самую величину 1940 кг/м^3 .

Таким образом, при первичном цементировании обсадных колонн на площадях АГКМ применяются широко известные проектные технологии с использованием химически обработанных облегченных, утяжеленных и нормальной плотности тампонажных смесей, образующих в процессе

гидратационного твердения растворов, при высоких давлениях и температурах, камни с большой величиной объемной усадки (до 5 – 7 % и более), неуклонно возрастающей с течением времени при разных давлениях и температурах.

Как отмечено выше, для подготовки заколонных и межколонных пространств кондукторов и I промежуточных колонн, к замещению облегченными и утяжеленными тампонажными растворами, применяются одинаковые буферные жидкости - воды минерализованные плотностью 1050 кг/м^3 , а объемы их применения 10 и 13 м^3 соответственно.

Указанные буферные жидкости значительно разбавляют в зонах контактов как буровые, так и замещающие их химически обработанные облегченные тампонажные растворы плотностями 1500 и 1550 кг/м^3 соответственно, а, вероятно, и утяжеленные тампонажные растворы плотностью 1920 кг/м^3 , при последовательном нагнетании в цементируемые обсадные колонны и при продавках в заколонные и межколонные пространства с большими расходами.

Плотности буровых, облегченных, а, вероятно, и утяжеленных тампонажных растворов на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств существенно понижаются, а водоотдача их столь же существенно возрастает.

При этом, сложно обработанные химическими реагентами, вышеуказанные растворы превращаются в седиментационно – неустойчивые суспензии, а поэтому теряется смысл в сложной химической обработке их дорогостоящими структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими высокомолекулярными реагентами – полимерами.

При схватывании, значительно разбавленных буферной жидкостью, облегченных, а, вероятно, и утяжеленных тампонажных суспензий, находящихся под разными по величине гидродинамическими и гидростатическими давлениями, образуются камни с пониженной ранней прочностью и с большой, но разной по величине, объемной усадкой, которая дополнительно и весьма существенно повышается в результате обработки суспензий – камней разными химическими реагентами.

Очевидно, что объемная усадка разбавленных утяжеленных суспензий-камней, образовавшихся при более высоких гидродинамических и гидростатических давлениях составных столбов суспензий, окажется большей по величине, чем усадка облегченных камней. В процессе твердения разбавленных облегченных и утяжеленных суспензий – камней в заколонных и межколонных пространствах фильтрационные корки на стенках скважин и пленки буровых растворов на обсадных колоннах обезвоживаются, а между усадочными камнями, с большой величиной объемной усадки, стенками скважин и обсадными колоннами образуются микрозазоры разной раскрытости. Указанные микрозазоры являются каналами для возникновения негерметичностей заколонных и межколонных пространств при опрессовках и, как следствие, межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений и заколонных проявлений, в случае возникновения газонефтеводорапопроявлений из нижерасположенных горизонтов.

В межколонных пространствах твердение облегченных тампонажных суспензий – камней осуществляется без доступа воды, поэтому величины объемной усадки их возрастают. Между усадочными, с повышенной величиной объемной усадки, облегченными тампонажными камнями и стенками обсадных колонн появляются микрозазоры повышенных раскрытостей, являющиеся каналами для возникновения межколонных давлений.

При последовательных нагнетаниях в цементируемую **I промежуточную колонну** 5 м^3 буферных жидкостей – вод минерализованных плотностью 1100 кг/м^3 , химически обработанных утяжеленных тампонажных растворов плотностью 2050 кг/м^3 и последующих продавках их в заколонные пространства с большими расходами происходит весьма существенное разбавление последних минерализованной водой. Плотности утяжеленных тампонажных растворов при этом понижаются, а сложно обработанные химическими реагентами растворы превращаются в седиментационно – неустойчивые суспензии нормальной плотности с большой водоотдачей.

Седиментационная неустойчивость тампонажных суспензий нормальной плотности, а особенно предназначенных для первичного цементирования первых

ступеней II промежуточных колонн, может приводить к выпадению утяжелителя – барита, в осадок.

Образование осадков на забоях и в призабойных интервалах заколонных пространств, наряду с толстыми рыхлыми фильтрационными корками на стенках скважин и пленками буровых растворов на обсадных колоннах, приводит к появлению дополнительных гидравлических сопротивлений при продавках тампонажных суспензий нормальной плотности с высокими скоростями.

Повышенные гидравлические сопротивления, в свою очередь, могут вызвать гидроразрыв пород и, как следствие, поглощение тампонажных суспензий нормальной плотности. Недоподъем тампонажных суспензий нормальной плотности, до либо выше муфт ступенчатого цементирования, исключит образование камней в интервалах заколонных пространств некоторой высоты, а эти интервалы заполнятся буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора. С другой стороны, на седиментационно – неустойчивые суспензии нормальной плотности в заколонных пространствах первых ступеней, в течение 8 – 16 ч будут воздействовать большие по величине гидродинамические давления циркулирующих буровых растворов плотностью 2000 кг/м³.

После схватывания седиментационно – неустойчивых суспензий нормальной плотности и образования тампонажных камней объемная усадка их дополнительно повысится при воздействии гидродинамических давлений циркулирующих буровых растворов плотностью 2000 кг/м³. При этом в заколонных пространствах, между муфтами ступенчатого цементирования и поверхностями усадочных тампонажных камней, образуются интервалы повышенной высоты, заполненные буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора.

При последовательных нагнетаниях в цементируемые **II промежуточные колонны** 6 м³ буферных жидкостей – вод минерализованных плотностью 1100 кг/м³, утяжеленных тампонажных растворов плотностью 1940 кг/м³ и последующих продавках, через окна муфт ступенчатого цементирования, в заколонные и межколонные пространства вторых ступеней с большими расходами

возникает разбавление утяжеленных тампонажных растворов минерализованной водой.

Плотности последних при этом существенно понижаются, а утяжеленные растворы превращаются в седиментационно–неустойчивые суспензии нормальной плотности, несмотря на сложную обработку их химическими реагентами – структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими высокомолекулярными реагентами-полимерами.

Седиментационно – неустойчивые суспензии нормальной плотности, продавливаемые в заколонные и межколонные пространства вторых ступеней с большими расходами, будут воздействовать на камни первой ступени большими по величине гидродинамическими, а по окончании продавок до устья - гидростатическими давлениями столбов.

Как отмечено ранее, большие по величине гидродинамические и гидростатические давления, действующие в течение продолжительного времени на камни первых ступеней, приведут к повышению их объемной усадки. При этом высоты интервалов в заколонных пространствах первых ступеней, заполненных буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора, увеличатся.

В случае, если против интервалов большой высоты первых ступеней, заполненных буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора, окажутся газоводорапопроявляющие пласты пород с большими по величине пластовыми (поровыми) давлениями, то проявления вышеуказанных флюидов могут произойти в процессе цементирования вторых ступеней II промежуточных колонн либо в любое иное время.

После схватывания разбавленных тампонажных суспензий нормальной плотности и образования камней в заколонных и межколонных пространствах вторых ступеней, объемная усадка их будет разной по интервалам глубины. С повышением глубины в межколонных пространствах объемная усадка камней будет неуклонно возрастать, а у башмаков I промежуточных колонн иметь наибольшую величину с учетом того, что твердение камней осуществляется без

доступа воды. В этой связи между усадочными камнями и стенками обсадных колонн образуются микрозазоры, неуклонно возрастающие по величине раскрытости с течением времени и при высокой температуре.

В заколонных пространствах объемная усадка камней будет иметь большую величину, чем в межколонных пространствах, а с повышением глубины величина объемной усадки будет только возрастать. Наибольшую величину объемная усадка камней будет иметь у муфт ступенчатого цементирования, расположенных на глубине 3250 м.

Следует отметить, что величина объемной усадки камней нормальной плотности изменяется с глубиной пропорционально величинам гидродинамических и гидростатических давлений, возникающих в процессе цементирования вторых ступеней II промежуточных колонн.

В процессе твердения камней нормальной плотности в заколонных пространствах обезвоживаются толстые рыхлые фильтрационные корки на горных породах и пленки бурового раствора на обсадных колоннах, а между усадочными камнями, стенками скважин и обсадными колоннами возникают микрозазоры разной раскрытости, являющиеся каналами для проявлений разных флюидов и возникновения межпластовых перетоков.

При наличии против интервалов большой высоты первых ступеней, заполненных буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора, газоводорапопроявляющих пластов пород с большими пластовыми (поровыми) давлениями, проявления флюидов могут осуществиться в период ОЗЦ и последующего твердения камней в заколонных и межколонных пространствах вторых ступеней. Под действием больших пластовых (поровых) давлений флюиды продавливают обезвоженные фильтрационные корки в заколонных пространствах вторых ступеней, а при достижении башмаков и микрозазоров разной раскрытости, в межколонных пространствах I промежуточных колонн и кондукторов создают межколонные давления и заколонные проявления.

Если же против интервалов большой высоты первых ступеней, заполненных буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора, будут

находится соленосные и другие отложения, подверженные пластическим деформациям и текучести, из-за высокой напряженности пород в массиве, то вероятны смятия обсадных колонн.

При опрессовках заколонных пространств II промежуточных колонн велика вероятность их негерметичностей, а, следовательно, вероятного возникновения межпластовых перетоков флюидов.

При последовательных нагнетаниях в цементируемые эксплуатационные колонны 4 м^3 буферных жидкостей – вод минерализованных плотностью 1120 кг/м^3 , химически обработанных утяжеленных тампонажных растворов плотностью 1940 кг/м^3 и последующих продавках в заколонные пространства с большими расходами возникает разбавление последних минерализованной водой. Плотности утяжеленных тампонажных растворов при этом понижаются, а утяжеленные растворы превращаются в седиментационно – неустойчивые суспензии нормальной плотности с повышенной водоотдачей, несмотря на сложную обработку их дорогостоящими химическими реагентами – структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими высокомолекулярными реагентами – полимерами.

Седиментационная неустойчивость тампонажных суспензий нормальной плотности, особенно предназначенных для цементирования первых ступеней, может приводить к выпадению утяжелителя – песка, в осадок. Образование осадков на забоях и в призабойных интервалах заколонных пространств мощностью 50 м , наряду с толстыми рыхлыми фильтрационными корками на стенках скважин и пленками буровых растворов на обсадных колоннах, приводит к появлению дополнительных гидравлических сопротивлений при продавках тампонажных суспензий нормальной плотности с высокими скоростями.

Повышенные гидравлические сопротивления, в свою очередь, могут вызвать гидроразрыв пород и, как следствие, поглощение тампонажных суспензий нормальной плотности. Недоподъем тампонажных суспензий нормальной плотности, до либо выше муфт ступенчатого цементирования, исключит образование камней в интервалах межколонных пространств некоторой высоты, а

эти интервалы будут заполнены буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора.

С другой стороны, на седиментационно-неустойчивые тампонажные суспензии нормальной плотности в заколонных и межколонных пространствах первых ступеней в течение 8 – 16 ч будут воздействовать большие по величине гидродинамические давления циркулирующих буровых растворов плотностью 1710 кг/м³. После схватывания седиментационно-неустойчивых тампонажных суспензий нормальной плотности и образования камней, объемная усадка их дополнительно повысится при воздействии гидродинамических давлений циркулирующих буровых растворов плотностью 1710 кг/м³. При этом в межколонных пространствах между муфтами ступенчатого цементирования и поверхностями усадочных тампонажных камней, образуются интервалы некоторой высоты, заполненные буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора.

При последовательных нагнетаниях в цементируемые **эксплуатационные колонны** 5 м³ буферных жидкостей – вод минерализованных плотностью 1120 кг/м³, химически обработанных утяжеленных тампонажных растворов плотностью 1940 кг/м³ и последующих продавках составных столбов, через окна муфт ступенчатого цементирования, в межколонные пространства с большими расходами возникает разбавление утяжеленных тампонажных растворов водой минерализованной плотностью 1120 кг/м³. Плотности утяжеленных тампонажных растворов при этом понижаются, а утяжеленные растворы превращаются в седиментационно – неустойчивые суспензии нормальной плотности, несмотря на сложную обработку их химическими реагентами – структурообразователями, понизителями водоотдачи, газоблокаторами и другими высокомолекулярными реагентами-полимерами, применение которых, в данном конкретном случае, является бессмысленным и весьма затратным мероприятием.

Седиментационно – неустойчивые суспензии нормальной плотности, продавливаемые в межколонные пространства вторых ступеней с большими расходами, воздействуют на камни первой ступени большими по величине

гидродинамическими, а по окончании продавок до устья - гидростатическими давлениями составных столбов.

Как отмечено в главе 2, большие по величине гидродинамические и гидростатические давления, действующие в течение продолжительного времени на камни первых ступеней, приводят к повышению их объемной усадки. При этом высоты интервалов в межколонных пространствах первых ступеней, заполненных буферной жидкостью либо смесью буферной жидкости и бурового раствора, возрастут. В случае, если против заколонных пространств первых ступеней мощностью 50 м окажутся газоводорапопроявляющие пласты пород с большими пластовыми (поровыми) давлениями, а в межколонных пространствах, до окон устройств ступенчатого цементирования, образуются усадочные, с большой величиной объемной усадки, камни, то проявления вышеуказанных флюидов могут произойти в процессе цементирования вторых ступеней эксплуатационных колонн. После схватывания разбавленных тампонажных суспензий нормальной плотности в межколонных пространствах вторых ступеней и образования камней, объемная усадка их будет разной по интервалам глубины. С повышением глубины в межколонных пространствах объемная усадка камней будет неуклонно возрастать и у башмаков II промежуточных колонн иметь наибольшую величину с учетом того, что твердение камней осуществляется без доступа воды. В этой связи между усадочными тампонажными камнями и стенками обсадных колонн образуются микрозазоры разной раскрытости, неуклонно возрастающие по величинам раскрытости с течением времени при высокой температуре. В заколонных пространствах мощностью 50 м объемная усадка камней будет иметь большую величину, чем в межколонных пространствах, а с повышением глубины величина объемной усадки будет только возрастать.

Следует отметить, что величина объемной усадки тампонажных камней изменяется с глубиной пропорционально величинам гидродинамических и гидростатических давлений, возникающих при цементировании вторых ступеней эксплуатационных колонн. В процессе твердения тампонажных камней в

заколонных пространствах обезвоживаются толстые рыхлые фильтрационные корки на горных породах и пленки бурового раствора на обсадных колоннах.

При этом между усадочными тампонажными камнями, стенками скважин и обсадными колоннами возникают микрозазоры разной раскрытости, являющиеся каналами для проявлений разных флюидов и межпластовых перетоков последних. Под действием больших пластовых (поровых) давлений флюиды продавливают обезвоженные фильтрационные корки в заколонных пространствах первых ступеней эксплуатационных колонн, а при достижении башмаков II промежуточных колонн, при наличии микрозазоров в межколонных и заколонных пространствах, создают межколонные давления и заколонные проявления. При вводе скважин в эксплуатацию, путем создания депрессии против продуктивных пластов, подошвенные пластовые флюиды продавливают обезвоженные толстые рыхлые фильтрационные корки и пленки буровых растворов на эксплуатационных колоннах, расширяя микрозазоры разной раскрытости между породами непроницаемых перемычек и образующимися усадочными камнями, а также между камнями и эксплуатационными колоннами, проникая при этом в добываемую продукцию и в межколонные пространства.

В итоге, даже частичное проникновение пластовых флюидов в добываемую продукцию является начальным этапом раннего осложнения скважин. По мере расширения микрозазоров между породами непроницаемых перемычек и усадочными камнями осложнение скважин усиливается. При штуцерах малого диаметра, применяемых для сохранения пластовых давлений, не только пластовые воды, но и пластовые флюиды проникают в межколонные пространства II промежуточных и эксплуатационных колонн, создавая межколонные давления на устье.

В связи с вышеизложенным, широко, а практически повсеместно, возникающие разнообразные осложнения процессов первичного цементирования всех обсадных колонн в разные периоды времени закономерны, поскольку являются рукотворными.

Базовые, сложно обработанные разными химическими реагентами, тампонажные смеси и бездобавочные ПЦ, в том числе с расширяющими добавками, и базовые технологии их применения не обеспечивают высокого качества первичного цементирования всех обсадных колонн в условиях АГКМ.

Поэтому, только применение эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами и технологий их использования, позволяющих исключить возникновение разнообразных осложнений, представит реальную возможность существенного повышения качества первичного цементирования всех обсадных колонн на площадях АГКМ и других площадях с аналогичными горно – геологическими условиями.

В таблице 4.7 приведены результаты сравнения базовых и усовершенствованных технологий первичного цементирования всех обсадных колонн на площадях АГКМ.

Существенное повышение качества первичного цементирования может быть осуществлено за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств всех цементируемых обсадных колонн к замещению тампонажными растворами. Для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств всех цементируемых обсадных колонн к замещению тампонажными растворами предлагается применять эрозионную буферную смесь, производимую согласно ТУ 5739–002–14142287–2011.

Важными порошкообразными химическими реагентами, эффективно регулируемыми водоотделения, подвижность и пластичность пресных и минерализованных эрозионных буферных растворов, являются суперпластификаторы, замедлители сроков загустевания – схватывания, при необходимости, и воздухововлекающий компонент.

При применении пресных и слабосоленых жидкостей затворения, приготавливаемые гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы, занимающие промежуточное положение между пенами и растворами неизменной плотности при перемешиваниях, обладают упругостью, повышенной седиментационной устойчивостью, удерживающей и выносной способностью,

регулируемой в широком диапазоне плотностью за счет изменения интенсивности и продолжительности гидродинамической активации.

Таблица 4.7 – Результаты сравнения базовых и усовершенствованные технологии первичного цементирования всех обсадных колонн.

Информация по цементуемым обсадным колоннам	Наименования обсадных колонн			
	кондуктор 426 мм	I промежуточные 324 мм	II промежуточные 244,5/250,8мм	эксплуатационные 168 мм
Ступени цементирования	-	-	вторая	вторая
			первая	первая
Интервалы цементирования, м	250-0	1750-0	3250-0	3100-0
	350-250	2250-1750	3820-3250	3870-3100
Мощность цементуемого интервала, м	250	1750	3250	3100
	100	500	570	770
Плотность буровых растворов, кг/м ³	1180	1360	1920	1710
			2000	
Плотности растворов по базовым технологиям, кг/м ³	1500	1550	1940	1940
	1920	1920	2050	1940
Плотности растворов по усовершенствованным технологиям, кг/м ³	1650→1420	1680→1420	1820	1750
	1820	1860	1920	1920
Давления пластовые, МПа	3,8	27,8	51,0	-
			61,1	61,9
Давления гидроразрыва, МПа	6,0	45,5	66,0	-
			77,6	76,6
Давления гидростатические по базовым технологиям, МПа	3,7	26,6	61,9	-
	1,9	9,4	75,3	66,65
	∑5,6	∑36,0		
Давления гидростатические по усовершенствованным технологиям, МПа	4,05→3,48	28,84→24,38	58,0	-
	1,79	9,12		
	∑5,84→5,27	∑37,96→33,5	74,5	66,5

Появляется способность повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давлений сверху составных столбов растворов, осуществлять приствольную кольматацию проницаемых пород, предотвращать значительное понижение плотностей буровых и тампонажных растворов в зонах контактов, эффективно удалять толстые рыхлые фильтрационные корки со стенок скважин и пленки с поверхностей обсадных

колонн, шлам из коверн и заземленные буровые растворы. Вышеуказанные гидрогелевые мелкопоризованные эрозионные буферные растворы предлагается применять для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств направлений, кондукторов и I промежуточных колонн к замещению тампонажными растворами.

Рекомендуемые для применения массы эрозионной буферной смеси, плотности жидкостей затворения, объемы эрозионных буферных растворов, приготавливаемых при В/С = 0,67 – 0,70, и их технологические свойства представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Рекомендуемые массы эрозионных буферных смесей, плотности жидкостей затворения, объемы эрозионных буферных растворов и их технологические свойства.

Информация по цементируемым обсадным колоннам	Наименования обсадных колонн			
	кондукторы 426 мм	I промежуточные 324 мм	II промежуточные 245/250 мм	эксплуатационные 168 мм
Ступени цементирования	-	-	первая	первая
			вторая	вторая
Плотности жидкостей затворения, кг/м ³	1000 - 1030	1000 - 1030	1100	1120
Плотности буферных растворов, кг/м ³	1570→1460	1570→1460	1690	1690
			1690	1690
Водосмесевые отношения В/С	0,67→0,7	0,67→0,7	0,67→0,7	0,67→0,7
Растекаемости, мм	250→230	250→230	250→240	250→240
Водоотделение, мл	Отсутствует			
Массы буферных смесей, т	10	10	7	7
			10	7
Объемы буферных растворов, м ³	11-12	11-12	6	6
			9	6

Показано, что при использовании в качестве жидкости затворения высокоминерализованных вод плотностью 1200 кг/м³ поризация гидрогелевого эрозионного буферного раствора устраняется, даже при весьма высоких

интенсивностях гидродинамической активации в емкостях осреднительных, а поэтому плотности его повышаются до 1690 кг/м³.

Эрозионные буферные растворы плотностью 1690 кг/м³ обладают повышенной седиментационной устойчивостью, удерживающей и выносной способностью, способностью предотвращать понижение плотностей буровых и тампонажных растворов в зонах контактов, эффективно удалять толстые рыхлые фильтрационные корки со стенок скважин и пленки с поверхностей обсадных колонн, шлам из каверн и защемленные буровые растворы.

Вышеуказанные эрозионные буферные растворы плотностью 1690 кг/м³ предлагается применять для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств первых и вторых ступеней II промежуточных и эксплуатационных колонн к замещению утяжеленными тампонажными растворами.

Первичное цементирование всех обсадных колонн предлагается осуществлять с применением расширяющихся тампонажных смесей, производимых на заводе сухих смесей согласно утвержденному ТУ 5739–002–14142287–2011 либо приготавливаемых в условиях буровых путем смешивания, методом перетарок, бездобавочных ПЦ с разными дозировками ТПРД.

В предыдущих главах указано, что ТПРД, а соответственно производимые расширяющиеся тампонажные смеси, включают все необходимые, для конкретных горно – геологических условий применения, химические реагенты, в том числе воздухововлекающие компоненты, используемые для приготовления гидрогелевых мелкопоризованных облегченных расширяющихся тампонажных растворов.

При изготовлении расширяющихся тампонажных смесей для температур применения до 50 °С используется ТПРД с дозировкой 25 % к ПЦТ I – 50, а для температур применения 50 – 100 °С и выше применяются ТПРД с дозировкой 20 % к ПЦТ I – G – СС–1. Отметим, что суперпластификаторы и замедлители сроков загустевания-схватывания, при необходимости, вводятся сверх 100 % компонентных составов.

Введение в компонентные составы ТПРД, а соответственно в расширяющиеся тампонажные смеси, воздухововлекающего компонента приводит к некоторому замедлению процесса гидратации базовых компонентов – ПЦТ I – 50, вовлечению в тампонажные растворы, при их перемешиваниях, большого количества воздуха, который, равномерно распределяясь в растворах, создает систему замкнутых мельчайших воздушных пузырьков, увеличивающих объемы растворов и повышающих их пластичность и деформативность [166,157,169,173,184,187,189,190,194].

При первичном цементировании направлений, кондукторов и I промежуточных колонн, в качестве жидкости затворения расширяющихся тампонажных смесей, предлагается использовать воды пресные либо слабосоленые плотностью до 1030 кг/м^3 . Указанные воды позволяют обеспечить высокую степень поризации гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, а тем самым существенно понизить их плотности при перемешиваниях.

Гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы, совместимые с гидрогелевыми мелкопоризованными эрозионными буферными растворами по гранулометрическому и минералогическому составам, обладают упругостью, удерживающей и выносной способностью, высокой седиментационной устойчивостью, регулируемой в широких диапазонах плотностью, за счет изменения интенсивностей и продолжительностей их гидродинамической активации.

Появляются способности повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давлений сверху составных столбов растворов и осуществлять либо усиливать приствольную кольматацию проницаемых пород [166,157,169,173,184,187,189,190,194], предотвращая тем самым возможные поглощения в заколонных пространствах.

При твердении гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов при $P = 0,1 \text{ МПа}$ возникают объемные расширения камней в ранние сроки (до 1 сут) за счет превышения на 30 – 120 % объемов

новообразований над объемами исходных оксидов металлов и минералов [36,117,118,134,159,208].

Большое количество замкнутых мельчайших воздушных пузырьков приводит к образованию эластичных, газонепроницаемых, трещиностойких тампонажных камней с большим (5 % и более) объемным расширением и повышенной деформативной способностью.

При твердении гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов в ограниченных заколонных и межколонных пространствах объемные расширения камней понижаются, но остаются при этом достаточно большими, камни уплотняются, пористости их понижаются, а прочности и коррозионные устойчивости, эффективно предотвращающие коррозию обсадных колонн в разных агрессивных средах, существенно возрастают [167,170,171,173,182,183].

Данные исследований технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, полученных при перемешивании мешалкой при 1500 об/мин в течение 3 мин, и физико – механических параметров камней представлены в таблице 4.9.

Гидрогелевые мелкопоризованные облегченные тампонажные растворы-камни, с большой величиной объемного расширения, предназначены для первичного цементирования направлений, кондукторов и I промежуточных колонн.

Анализ данных табл. 4.9 показывает, что при $V/C = 0,65$ и использовании слабосоленой жидкости затворения, с 4 % – ной дозировкой электролита NaCl к массе расширяющейся тампонажной смеси с воздухововлекающим компонентом, базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1660 кг/м^3 , а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин, понизилась до 1440 кг/м^3 , т.е. на 220 кг/м^3 . При растекаемости 230 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

Таблица 4.9 – Результаты исследования технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов и физико – механических параметров камней при разных температурах.

Показатели растворов – камней		Значения показателей мелкопоризованных тампонажных растворов – камней				
		вода 4 % NaCl	вода 2 % NaCl	вода пресная	вода пресная	вода пресная
Жидкость затворения						
Водосмесевое отношение		0,65		0,63		
Дозировка замедлителя, %		0	0	0	0,10	0,12
Плотности растворов, кг/м ³		1660→ 1440	1650→ 1430	1640→ 1370	1640→ 1340	1650→ 1420
Водоотделение, мл		0	0	0	0	0
Растекаемость, мм		230	230	220	225	250
Температура твердения, °С		20 - 22			55	75
Сроки загустевания растворов при P = 0,1 МПа, ч - мин		-	-	-	6-05	5-20
Сроки схватывания растворов при P = 0,1 МПа, ч - мин	начало	6-45	>7-00	>7-00	2-55	7-20
	конец	>7-00	>8-00	>8-00	4-20	8-30
Плотности камней за 1/2/5 сут твердения, кг/м ³	0,1 МПа	-/ 1430/ 1460	-/ 1440/ 1460	-/ 1370/ 1380	1320/ 1330/ 1320	1400/ 1420/ 1420
	10 МПа	-/1730/-	-	-	1720/-/-	1700/-/-
Прочности камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, МПа	0,1 МПа	-/ 1,14/ 1,65	-/ 0,90/ 1,37	-/ 0,80/ 1,23	0,7/ 1,0/ 1,15	1,32/ 1,60/ 1,90
	10 МПа	-/1,55/-	-	-	3,1/-/-	3,11/-/-
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	18,0/ 18,0/ 18,0	12,3/ 12,8/ 12,8

При статической температуре 20 – 22 °С и давлении 0,1 МПа сроки схватывания тампонажного раствора оказались следующими (ч – мин): начало 6–45, а конец больше 7 ч. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа на вторые сутки твердения оказалась несколько ниже плотности раствора, а на пятые сутки повысилась до 1460 кг/м³. При давлении 10 МПа плотность тампонажного камня составила 1730 кг/м³, что на 70 кг/м³ выше базовой плотности тампонажной суспензии. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа на

вторые сутки твердения составила 1,14 МПа, а к пятым суткам повысилась до 1,65 МПа. При давлении 10 МПа прочность тампонажного камня на изгиб на вторые сутки твердения имеет величину 1,55 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа на вторые сутки твердения составило 2 % и не изменилось на пятые сутки.

При $V/C = 0,65$ и использовании слабосоленой жидкости затворения, с 2 % – ной дозировкой электролита NaCl к массе расширяющейся тампонажной смеси, базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1650 кг/м^3 , а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин, понизилась до 1430 кг/м^3 , т.е. на 220 кг/м^3 . При растекаемости 230 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При статической температуре твердения $20 - 22 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении 0,1 МПа сроки схватывания раствора превышают 7 – 8 ч. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа на вторые сутки твердения оказалась выше плотности раствора, а на пятые сутки дополнительно повысилась до 1460 кг/м^3 (см. табл. 4.9). Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа на вторые сутки твердения составила 0,90 МПа, а на пятые сутки повысилась до 1,37 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа на вторые сутки твердения составило 3,1 % и не изменилось на пятые сутки.

Таким образом, повышенные (4 и 2 %) дозировки электролита NaCl к массе расширяющейся тампонажной смеси приводят к некоторому увеличению двухсуточной прочности камней на изгиб при разных давлениях и низких температурах, но и к существенному понижению их объемных расширений, являющихся весьма важными физико-механическими параметрами тампонажных камней.

При использовании пресной жидкости затворения и $V/C = 0,63$ базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1640 кг/м^3 , а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин., понизилась до 1370 кг/м^3 , т.е. на 270 кг/м^3 . При

растекаемости 220 мм водоотделение отсутствует, что указывает на высокую седиментационную устойчивость данного раствора.

При статической температуре твердения 20 – 22 °С и давлении 0,1 МПа сроки схватывания раствора превышают 7 ч. Плотность тампонажного камня на вторые сутки твердения при давлении 0,1 МПа соответствует плотности раствора, а на пятые сутки твердения незначительно возросла (см.табл.4.9). Прочность тампонажного камня на изгиб на вторые сутки твердения при давлении 0,1 МПа составила 0,8 МПа, а на пятые сутки повысилась до 1,23 МПа. Объемное расширение тампонажного камня на вторые сутки твердения составило 10,3 % и не изменилось до пятых суток.

При использовании пресной жидкости затворения и В/С= 0,63 базовая плотность гидрогелевой мелопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1640 кг/м³, а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин., понизилась до 1340 кг/м³, т.е. на 300 кг/м³. При растекаемости 225 мм водоотделение отсутствует, что указывает на высокую седиментационную устойчивость данного раствора.

При статической температуре твердения 55 °С и давлении 0,1 МПа сроки схватывания раствора оказались следующими (ч – мин): начало 2 – 55, конец 4 – 20. Плотность тампонажного камня на первые сутки твердения при давлении 0,1 МПа оказалась ниже плотности раствора и не изменилась на пятые сутки, а при давлении 10 МПа за первые сутки твердения повысилась до 1720 кг/м³, т.е. на 80 кг/м³ превысила базовую плотность 1640 кг/м³. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения соответствует требованиям ГОСТ 1581 – 96 (0,7 МПа), а к пятым суткам повысилась до 1,15 МПа. При давлении 10 МПа прочность тампонажного камня на изгиб на первые сутки твердения возросла до 3,1 МПа, т.е. в 4,4 раза. Объемное расширение тампонажного камня в первые сутки твердения при давлении 0,1 МПа составило 18 % и не изменилось на пятые сутки.

При использовании пресной жидкости затворения, В/С = 0,63 и замедлителя сроков загустевания – схватывания с дозировкой 0,12 % базовая плотность

гидрогелевой мелкопоризованной облегченной тампонажной суспензии составила 1650 кг/м^3 , а при перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин. , понизилась до 1420 кг/м^3 , т.е. на 230 кг/м^3 . При растекаемости 250 мм водоотделение отсутствует, что указывает на высокую седиментационную устойчивость данного раствора.

При статической температуре твердения $75 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$ сроки схватывания раствора оказались следующими (ч – мин): начало $7 - 20$, конец $8 - 30$. Плотность тампонажного камня в первые сутки твердения при давлении $0,1 \text{ МПа}$, оказалась на 20 кг/м^3 ниже плотности раствора, на вторые сутки повысилась до плотности раствора, а на пятые сутки повышение прекратилось. При давлении 10 МПа плотность тампонажного камня в первые сутки твердения возросла до 1700 кг/м^3 , что на 50 кг/м^3 выше базовой плотности суспензии. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении $0,1 \text{ МПа}$ за первые сутки твердения составила $1,32 \text{ МПа}$, а к пятым суткам твердения повысилась до $1,9 \text{ МПа}$. При давлении 10 МПа прочность тампонажного камня на изгиб за первые сутки твердения возросла до $3,11 \text{ МПа}$, т.е. в $2,36$ раза. Объемное расширение тампонажного камня при давлении $0,1 \text{ МПа}$ за первые сутки твердения составило $12,3 \%$, а на пятые сутки твердения повысилось до $12,8 \%$.

В таблице 4.10 приведены технологические свойства тампонажных растворов нормальной плотности и физико – механические параметры камней, полученных при использовании слабосоленой (2% NaCl) и пресных жидкостей затворения в условиях широкого интервала температур применения.

При изготовлении расширяющейся тампонажной смеси нормальной плотности использован компонентный состав ТПРД с дозировками 20 и 25% к ПЦТ I-G-CC-1 Сухоложского цементного завода.

При использовании слабосоленой (2% NaCl) жидкости затворения, $\text{В/С} = 0,50$ и перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин. , плотность тампонажного раствора составила 1820 кг/м^3 . При растекаемости 230 мм водоотделение отсутствует, что указывает на высокую седиментационную устойчивость данного раствора.

Таблица 4.10 – Результаты испытаний технологических свойств тампонажных растворов нормальной плотности и физико – механических параметров камней при разных температурах.

Показатели растворов и камней	Значения показателей тампонажных растворов нормальной плотности и камней				
	вода 2% NaCl	вода пресная	вода пресная	вода пресная	вода пресная
Состав ПЦТ + ТПРД, %	75 + 25			80 + 20	
Водосмесевое отношение	0,50	0,40	0,44	0,50	0,50
Дозировка замедлителя, %	0	0	0,10	0,20	0,23
Плотности растворов, кг/м ³	1820	1900	1850	1800	1810
Водоотделение, мл	0	0	0	0	0
Растекаемость, мм	230	250	225	250	250
Температура статическая - динамическая, °С	20 - 22		55 - 40	75 - 60	75
Сроки загустевания растворов при P = 0,1 МПа, ч - мин	> 6-50	> 7-00	7-10	5-30	> 7-00
Сроки загустевания растворов при P = 20 МПа, ч - мин	-	-	4-50	3-05	4-35
Сроки схватывания растворов при P = 0,1 МПа, ч - мин	начало	6-55	>7-00	>7-00	>7-00
	конец	8-30	>8-00	>8-00	>8-00
Плотности камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, кг/м ³	1800/	1910/	1780/	1730/	1780/
	1830/	1930/	1780/	1730/	1790/
	1830	1940	1790	1730	1790
Прочности камней на изгиб за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, МПа	1,58/	1,97/	2,85/	3,24/	3,80/
	2,15/	4,0/	4,20/	4,70/	5,10/
	2,80	5,97	4,91	5,20	6,0
Объемное расширение камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, %	4,1/	8,7/	16,3/	15,0/	8,7/
	5,2/	8,7/	16,5/	15,3/	9,1/
	5,8	8,7	16,5	15,3	9,1

При динамической и статической температурах 20 – 22 °С и давлении 0,1 МПа время начала загустевания раствора превысило 6 – 50 ч, а сроки схватывания оказались продолжительными, а именно (ч – мин): начало 6 – 55, конец 8 – 30. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения оказалась ниже (на 20 кг/м³) плотности раствора, на вторые сутки твердения повысилась до 1830 кг/м³, а на пятые сутки твердения повышение прекратилось. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа за первые сутки

твердения составила 1,58 МПа, а на пятые сутки повысилась до 2,8 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составило 4,1, а на пятые сутки повысилось до 5,8 % (см.табл. 4.10).

При использовании пресной жидкости затворения, В/С = 0,40 и перемешивании мешалкой плотность тампонажного раствора составила 1900 кг/м³. При растекаемости 250 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При динамической и статической температурах 20 – 22 °С и давлении 0,1 МПа время начала загустевания и сроки схватывания раствора превышают 7 – 8 ч. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за 1 – 5 сутки твердения превышает плотность раствора и неуклонно повышается от первых до пятых суток. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составляет 1,97 МПа, а к пятым суткам повышается до 5,97 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составило 8,7 % и не изменилось до 5 суток.

Использование пресной жидкости затворения, В/С = 0,44 и замедлителя сроков загустевания – схватывания, с дозировкой 0,1 % к массе расширяющейся тампонажной смеси, привело к получению плотности раствора 1850 кг/м³. При растекаемости 225 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При динамической температуре 40 °С и давлении 0,1 МПа время начала загустевания раствора составило (ч – мин) 7– 10, а при давлении 20 МПа составило 4 – 50, при этом сроки схватывания при статической температуре 55 °С и давлении 0,1 МПа превысили 7 ч. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за 1 – 5 сутки твердения оказалась на 70 кг/м³ ниже плотности раствора и практически не изменилась до пятых суток. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составила 2,85 МПа, а к пятым суткам повысилась до 4,91 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составило 16,3 %, а на пятые сутки возросло до 16,5 %.

При дозировке ТПРД 20 % в компонентном составе расширяющейся тампонажной смеси, использование пресной жидкости затворения, В/С = 0,50 и замедлителя сроков загустевания – схватывания с дозировкой 0,20 % к массе расширяющейся тампонажной смеси, привело к получению плотности раствора 1800 кг/м³. При растекаемости 250 мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При динамической температуре 60 °С и давлении 0,1 МПа время начала загустевания раствора составило (ч – мин) 5 – 30, а при давлении 20 МПа составило 3–05ч, при этом сроки схватывания при статической температуре 75 °С и давлении 0,1 МПа превысили 7 ч. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за 1 – 5 сутки твердения оказалась на 70 кг/м³ ниже плотности раствора и не изменилась до пятых суток. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составила 3,24 МПа, а на пятые сутки повысилась до 5,2 МПа. Объемное расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составило 15 %, а на пятые сутки несколько возросло до 15,3 %.

При дозировке ТПРД 20 % в компонентном составе расширяющейся тампонажной смеси, при В/С = 0,50 , использование пресной жидкости затворения и замедлителя сроков загустевания-схватывания с дозировкой 0,23 % к массе расширяющейся тампонажной смеси, привело к получению плотности раствора 1810 кг/м³. При растекаемости 250мм водоотделение раствора отсутствует, что свидетельствует о его высокой седиментационной устойчивости.

При динамической и статической температурах 75 °С и давлении 0,1 МПа время начала загустевания и сроки схватывания раствора превысили 7 ч (см.табл. 4.10). Время начала загустевания при давлении 20 МПа составило 4 – 35 ч. Плотность тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за 1 – 5 сутки твердения оказалась ниже плотности раствора и практически не изменилась до пятых суток. Прочность тампонажного камня на изгиб при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составила 3,80 МПа, а на пятые сутки повысилась до 6,0 МПа. Объемное

расширение тампонажного камня при давлении 0,1 МПа за первые сутки твердения составило 8,7 %, а на пятые сутки возросло до 9,1 %.

Таким образом, понижение дозировки ТПРД в компонентном составе расширяющейся тампонажной смеси до 20 % приводит к существенному понижению величин объемного расширения камней даже при высоких (75 °С и более) статических температурах твердения.

Первичное цементирование II промежуточных и эксплуатационных колонн осуществляется при наличии в разрезе скважин мощных толщ разных по составу солей, АВПД и высоких температур.

В этой связи, при приготовлениях утяжеленных и нормальной плотности тампонажных растворов используются высокоминерализованные (соленасыщенные) жидкости затворения плотностью 1200 кг/м³ и выше.

Для повышения качества первичного цементирования II промежуточных и эксплуатационных колонн, в сложных горно – геологических условиях, необходимы эрозионные буферные и расширяющиеся тампонажные смеси, образующие при приготовлениях высокоминерализованные (соленасыщенные) растворы, а в процессе твердения нефтегазоводорапонепроницаемые камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

Эрозионные буферные растворы неизменной плотности необходимы для качественной подготовки заколонных и межколонных пространств первых и вторых ступеней цементируемых II промежуточных и эксплуатационных колонн к замещению тампонажными растворами.

Причем используемые объемы растворов должны быть, по возможности, большими (до 10 – 12 м³).

Технологические свойства эрозионного буферного и нормальной плотности тампонажных растворов, предназначенных для разных температур применения и давлений, и физико – механические параметры камней приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Технологические свойства эрозионного буферного и нормальной плотности тампонажных растворов – камней.

Показатели растворов и камней	Значения показателей растворов - камней			
	эрозионная буферная смесь	Расширяющаяся тампонажная смесь (ТПРД -20 % + ПЦТ I-G-CC-1 – 80 %)		
Жидкость затворения	вода высокоминерализованная 1200 кг/м ³			
Водосмесевое отношение	0,7	0,45	0,45	0,45
Плотности растворов, кг/м ³	1690	1910	1910	1920
Водоотделение, мл	0	0	0	0
Растекаемость, мм	240	225	230	230
Температура твердения, °С	-	50	60	75
Сроки загустевания растворов при P = 0,1 МПа, ч - мин	-	8-00	6-10	5-30
Плотности камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, кг/м ³	-	1880/ 1880/ 1860	1860/ 1840/ 1840	1840/ 1830/ 1810
Прочности камней на изгиб за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, МПа	-	3,22/ 4,82/ 5,62	4,11/ 5,02/ 5,76	3,89/ 4,55/ 4,64
Объемное расширение камней за 1/2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, %	-	5,3/ 5,3/ 5,5	9,5/ 9,5/ 9,5	9,5/ 10,3/ 10,3
Объемное расширение(+), усадка (-) камней за 1/2/5 сут твердения при P = 50 МПа, %	-	-2,0/ -2,0/ -2,1	3,4/ 3,4/ 3,5	4,0/ 4,0/ 4,2

Из данных табл. 4.11 видно, что при В/С = 0,45, статических температурах 50 и 60 °С и давлении 0,1 МПа высокие плотности тампонажных растворов обеспечивают повышенную прочность камня при изгибе через 1 сутки твердения.

При В/С = 0,7 и перемешивании мешалкой, с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин, плотность эрозионного буферного раствора составила 1690 кг/м³. При растекаемости 240 мм водоотделение отсутствует, что свидетельствует о высокой седиментационной устойчивости данного раствора.

При продавке эрозионных буферных растворов в заколонные и межколонные пространства первых и вторых ступеней с высокими скоростями обеспечится эффективное удаление рыхлых частей фильтрационных корок на породах, солях в

том числе, и пленок буровых растворов на II промежуточных и эксплуатационных колоннах.

При дозировке ТПРД 20 % в компонентном составе расширяющейся тампонажной смеси и $V/C = 0,45$ использование высокоминерализованной жидкости затворения плотностью 1200 кг/м^3 позволило получить тампонажные растворы плотностью $1910 - 1920 \text{ кг/м}^3$. При растекаемостях $225 - 230 \text{ мм}$ водоотделения отсутствуют, что свидетельствует о высокой седиментационной устойчивости данных растворов. При статических температурах $50, 60$ и $75 \text{ }^\circ\text{C}$ времена начала загустевания тампонажных растворов при давлении $0,1 \text{ МПа}$ составили соответственно (ч – мин) $8-00, 6 - 10$ и $5 - 30$. Плотности тампонажных камней при давлении $0,1 \text{ МПа}$ за 1 сутки твердения оказались ниже плотностей растворов, а к пятым суткам стали даже дополнительно понижаться. Прочности тампонажных камней на изгиб при давлении $0,1 \text{ МПа}$ за первые сутки твердения составили $3,22; 4,11$ и $3,89 \text{ МПа}$, а к пятым суткам повысились соответственно до $5,62; 5,76$ и $4,64 \text{ МПа}$. Объемные расширения тампонажных камней при давлении $0,1 \text{ МПа}$ за первые сутки твердения составили $5,3; 9,5$ и 10% , а к пятым суткам изменились соответственно $5,5; 9,5$ и $10,3 \%$.

Отметим, что компонентный состав расширяющейся тампонажной смеси для статических температур применения 50 и $60 \text{ }^\circ\text{C}$ одинаковый, а для температур $75 \text{ }^\circ\text{C}$ несколько иной.

Объемная усадка тампонажного камня, имеющего при давлении $0,1 \text{ МПа}$ объемное расширение $5,3 \%$ неожиданна, что подтверждает большое влияние высокого давления на величину объемного расширения камня.

Если, как отмечено ранее, компонентный состав расширяющихся тампонажных смесей для температур применения 50 и $60 \text{ }^\circ\text{C}$ одинаковый, то на величину объемного расширения камня при высоком давлении существенное влияние оказывают температура твердения и иные факторы.

Таковыми факторами, видимо, являются:

- сроки загустевания – схватывания тампонажного раствора при $P = 0,1 \text{ МПа}$;

- величина объемного расширения тампонажного камня при атм. давлении;

При температуре твердения 50 °С и давлении 0,1 МПа продолжительный срок загустевания тампонажного раствора (8 – 00 ч) привел к понижению величины объемного расширения тампонажного камня.

В этой связи повышение величины объемного расширения тампонажного камня в заколонных и межколонных пространствах при заданной температуре твердения можно обеспечить следующим образом:

- повышением величины (5 % и более) объемного расширения камня при давлении 0,1 МПа;
- путем сокращения сроков загустевания – схватывания раствора до минимально допустимых величин.

Промывка перед цементированием первых ступеней II промежуточных и эксплуатационных колонн в течение 2 – 3 циклов циркуляции буровых растворов приводит к существенному охлаждению заколонных пространств.

При нагнетаниях в цементируемые II промежуточные и эксплуатационные колонны и при последующих продажах в заколонные и межколонные пространства вышеуказанные растворы достаточно медленно нагреваются, а в периоды ОЗЦ столь же медленно остывают. В этой связи, последовательное нагнетание во II промежуточные и эксплуатационные колонны, при первичном цементировании первых ступеней, достаточно больших, порядка 6 м³, объемов холодных облегченных эрозионных буферных растворов плотностью 1690 кг/м³, относительно небольших, порядка 10 – 15 м³, объемов холодных тампонажных растворов нормальной плотности и последующие продажи составных столбов в заколонные пространства с большими расходами обеспечивают дополнительное охлаждение забоев и призабойных интервалов, что позволяет сокращать сроки загустевания-схватывания тампонажных растворов нормальной плотности до минимально допустимых величин путем понижения дозировок замедлителей.

Небольшие затраты времени на нагнетания в цементируемые II промежуточные и эксплуатационные колонны и на последующие продажи составных столбов вышеуказанных растворов в заколонные пространства

исключат нагревания тампонажных растворов нормальной плотности до умеренных температур, повысив тем самым сроки их загустевания-схватывания. Циркуляция теплоемких буровых растворов высокой плотности, через окна устройств ступенчатого цементирования, в течение 8 – 16 ч, перед цементированием вторых ступеней II промежуточных и эксплуатационных колонн, обеспечивает значительное охлаждение заколонных и некоторое нагревание межколонных пространств.

Последовательное нагнетание во II промежуточные и эксплуатационные колонны, при первичном цементировании вторых ступеней, больших, порядка 6 – 9 м³, объемов холодных облегченных эрозионных буферных растворов плотностью 1690 кг/м³, больших объемов холодных тампонажных растворов нормальной плотности и последующие продавки составных столбов, через окна устройств ступенчатого цементирования, в заколонные и межколонные пространства с большими расходами обеспечат дополнительное охлаждение заколонных и некоторое нагревание межколонных пространств. Это позволит сокращать сроки загустевания – схватывания нормальной плотности тампонажных растворов до минимально допустимых величин, путем понижения дозировок замедлителей.

Применяемые при бурении стволов скважин под II промежуточные и эксплуатационные колонны утяжеленные буровые растворы плотностями 1710 и 2000 кг/м³ представляют реальные возможности использовать при цементировании первых и вторых ступеней седиментационно – устойчивые тампонажные растворы нормальной плотности с повышенной водоотдачей, т.к. гидростатические давления составных столбов в заколонных пространствах понижаются незначительно .

В этой связи применение новых технологий первичного цементирования первой и второй ступеней II промежуточных и эксплуатационных колонн, с использованием облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов нормальной плотности, допустимо и целесообразно. При продавках составных столбов в заколонные и межколонные пространства первых и вторых ступеней с большими расходами и при циркуляции утяжеленных буровых растворов, через

окна устройств ступенчатого цементирования, истинные величины гидродинамических давлений на 10 – 15 % превышают гидростатические давления составных столбов.

На основании вышеизложенного, первичное цементирование первых ступеней II промежуточных и эксплуатационных колонн предлагается осуществлять с применением тампонажных растворов плотностью 1920 кг/м³, а вторых ступеней – плотностями 1820 и 1750 кг/м³ соответственно (см.табл. 4.7).

Последовательное применение седиментационно -устойчивых облегченных эрозионных буферных, седиментационно – устойчивых тампонажных растворов нормальной плотности, при первичном цементировании первых и вторых ступеней II промежуточных и эксплуатационных колонн, позволит устранить разрывы сплошности составных столбов и вероятные гидравлические удары, способные разгерметизировать резьбовые соединения при нагнетаниях в цементируемые обсадные колонны с большими расходами.

Таким образом, предлагаемые к практическому применению усовершенствованные технологии первичного цементирования II промежуточных и эксплуатационных колонн, с последовательным использованием облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов нормальной плотности, имеют существенные преимущества перед базовыми технологиями с применением известных тампонажных материалов.

4.4 Смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн при наличии поглощающих пород и низких температур в скважинах Чаяндинского НГКМ

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение имеет сложное геологическое строение, включающее три основных продуктивных горизонта — Ботуобинский, Хамакинский и Талахский, которые различаются по составу газа, продуктивности и имеют особые термобарические пластовые условия.

Неоднородное строение Чаяндинского месторождения предопределило возникновение разнообразных осложнений в процессе строительства скважин.

Основной проблемой при бурении под **направление диаметром 426 мм (60 м) и удлиненное направление диаметром 324 мм (470 м)**, перекрывающие неустойчивые четвертичные отложения, представленные суглинками, супесями, песками и глинами, склонными к кавернообразованию, являются осыпи и обвалы пород, поглощения буровых растворов разной интенсивности, в том числе катастрофические, сужения стволов и др.

Статическая температура в интервале 0 – 470м изменяется от минус 3 до 15 °С, а коэффициент кавернозности составляет 1,30.

При бурении под **кондуктор диаметром 245 мм (470 – 900 м)**, перекрывающий породы ММП, подверженные растеплению при бурении, являются слабощементированные закарстованные породы Бордонской, Метегерской и частично Ичерской свит. Данные свиты представлены аргиллитами, глинистыми доломитами, доломитами неравномерно глинистыми, местами окремненными и загипсованными с прослоями аргиллитов и мергелей, кавернозных и трещиноватых с прослоями аргиллитов, известняками с прослоями доломитов.

Статическая температура в интервале 470 – 900 м изменяется от минус 3 до 15 °С в верхней части и от 15 до 30 °С – в нижней части интервала, а коэффициент кавернозности составляет 1,30. В данном интервале при бурении возникают следующие осложнения – кавернообразование в интервалах каменных солей, поглощения бурового раствора, нередко катастрофические, обвалы стенок скважин. Указанные осложнения процесса бурения затрудняют спуск кондуктора и усложняют его последующее цементирование.

Интервал бурения под **эксплуатационную колонну диаметром 168 мм (900 – 2633 м)** представлен доломитами и известняками плотными, массивными глинистыми, ангидритизированными, участками окремненными с прослоями аргиллитов, доломитами плотными массивными глинистыми, ангидритизированными с прослоями в нижней части каменной соли, переслаиванием каменной соли и подчиненными прослоями доломитов, глинистых доломитов и аргиллитов, известняками, доломитами серыми, светло – серыми,

водорослевыми, кавернозными, трещиноватыми, песчаниками с прослоями гравелитов, аргиллитов и алевролитов.

Статическая температура в интервале 900 – 2633 м изменяется от 30 до 38 °С в верхней части и от 38 до 50 °С – в нижней части, а коэффициент кавернозности составляет 1,20.

В рассматриваемом интервале трещиноватости различной интенсивности возникают следующие осложнения процесса бурения – поглощения бурового раствора с полной потерей циркуляции, нефтегазопроявления и кавернообразования в интервалах аргиллитов и гравелитов. Данные осложнения процесса бурения существенно затрудняют спуск эксплуатационной колонны и значительно усложняют ее последующее цементирование.

Вышеуказанные разнообразные осложнения процесса бурения воздействуют одновременно, поэтому качественное первичное цементирование обсадных колонн на месторождениях Восточной Сибири является сложной и не до конца решенной проблемой. Согласно рабочему проекту применяемые буровые, буферные и тампонажные растворы – камни представлены в таблице 4.12.

При последовательном нагнетании в цементируемое **направление диаметром 426 мм** и продавке в заколонное пространство составного столба буферного раствора плотностью 1200 кг/м³ объемом 2 м³ и облегченного тампонажного раствора плотностью 1500 кг/м³ объемом 6,77 м³ с повышенным расходом возникает смешивание и частичное разбавление буферного раствора полимерглинистым буровым раствором плотностью 1100 кг/м³ в зоне контакта и на протяженном интервале внутриколонного и заколонного пространств.

При этом плотность частично разбавленного буферного раствора понижается, что, в свою очередь, приводит к понижению плотности облегченного тампонажного раствора в зоне контакта и на протяженном интервале внутриколонного и заколонного пространств. При этом существенно ухудшаются технологические свойства облегченного тампонажного раствора и физико – механические параметры образующегося тампонажного камня.

Таблица 4.12 – Проектные буровые, буферные и тампонажные растворы.

Обсадные колонны	Типы растворов	Интервалы цементирования, м	Плотности растворов, кг/м ³	Объемы растворов, м ³
Направление, 426 мм	Буровой полимерглинистый	0 - 60	1100	-
	Буферный МБП-С + барит + вода техническая	60 - 0	1200	2
	Тампонажный CemFrost Lite-APM + CaCl ₂ + NaCl + вода техническая.	60 - 0	1500	6,77
Направление удлиненное, 324 мм	Буровой полимерглинистый	60 - 470	1100	-
	Буферный МБП-С + барит + вода техническая	470 - 0	1200	3
	Тампонажный CemFrost Lite-APM + CaCl ₂ + NaCl + вода техническая	370 - 0	1500	26,32
	Тампонажный CemFrost –APM + CaCl ₂ + NaCl, вода техническая	470 - 370	1890	9,04
Кондуктор, 245 мм	Буровой полимерглинистый соленасыщенный	470 - 900	1240	-
	Буферный МБП-С + барит + вода техническая	900 - 0	1300	3
	Тампонажный Cem Frost Lite-APM + CaCl ₂ + NaCl + вода техническая.	470 - 0	1500	12,25
	Тампонажный ЦТС-Н-50+ CaCl ₂ + NaCl + Софэксил-310 + Натросол EXR-250 + СП-1+ вода техническая	900 - 470	1800	18,90
Эксплуатационная 168 мм МСЦ с пакером для манжетного цементирования с глубиной установки 1749/2633 м	Буровой безглинистый биополимерный	900 - 1749	1050	-
	Буферный МБП-С + барит + вода техническая	1749 - 0	1200	3
	Тампонажный ЦТРО-APM+ CaCl ₂ + NaCl + Софэксил-310 + СП-1 + вода техническая	900 - 0	1500	16,31
	Тампонажный ЦТС-Н-50+ CaCl ₂ + NaCl + Софэксил-310 + Натросол EXR-250 + СП-1+ вода техническая	2633 - 900	1800	37,60

Сроки загустевания – схватывания разбавленного облегченного тампонажного раствора пониженной плотности удлиняются, несмотря на содержание в жидкости затворения 16 % электролитов CaCl₂ и NaCl. В процессе загустевания-схватывания разбавленного облегченного тампонажного раствора обезвоживаются фильтрационная корка на породах и пленка полимерглинистого бурового раствора на колонне, а в процессе последующего твердения в заколонном пространстве, при отрицательной и низкой положительной температурах,

образуется низкопрочный камень с большой (5 – 7 % и более) величиной объемной усадки. Большая величина объемной усадки образующегося тампонажного камня возникает в связи с содержанием в жидкости затворения 16 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, а также армирующего компонента в составе тампонажной смеси, которые практически полностью устраняют объемное расширение камней, образующихся даже при использовании расширяющихся тампонажных смесей. Обезвоженные фильтрационная корка на породах и пленка на колонне, при наличии тампонажного камня с большой величиной объемной усадки в заколонном пространстве, продавливаются с образованием микрозазоров разной раскрытости, что, с высокой вероятностью, приводит к возникновению заколонного проявления флюида-грифона, из нижерасположенных трещиноватых проявляющих горизонтов.

При последовательном нагнетании в цементируемое **удлиненное направление диаметром 324 мм** и продавке в заколонное и межколонное пространства составного столба буферного раствора плотностью 1200 кг/м^3 объемом 3 м^3 , облегченного тампонажного раствора плотностью 1500 кг/м^3 объемом $26,32 \text{ м}^3$ и тампонажного раствора нормальной плотности 1890 кг/м^3 объемом $9,04 \text{ м}^3$ с повышенным расходом возникает смешивание и частичное разбавление буферного раствора буровым полимерглинистым раствором плотностью 1100 кг/м^3 в зоне контакта и на протяженных интервалах внутриколонного, заколонного и межколонного пространств. Плотность частично разбавленного буферного раствора понижается, что, в свою очередь, приводит к понижению плотности облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах внутриколонного, заколонного и межколонного пространств.

Технологические свойства частично разбавленного облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных растворов и физико – механические параметры образующихся тампонажных камней ухудшаются.

Сроки загустевания – схватывания, частично разбавленного облегченного и вероятно нормальной плотности тампонажных растворов пониженных плотностей удлиняются, несмотря на содержание в жидкости затворения 16 % электролитов

$\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, а также армирующих компонентов в составах облегченной и нормальной плотности тампонажных смесей.

В процессе загустевания – схватывания разбавленных облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных растворов обезвоживаются фильтрационная корка на породах и пленка полимерглинистого бурового раствора плотностью 1100 кг/м^3 на колоннах, а в процессе последующего твердения в заколонном и межколонном пространствах при низкой температуре образуются облегченный и нормальной плотности тампонажные камни пониженной плотности с большими величинами объемной усадки. Большие величины объемной усадки разбавленного облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных камней возникают в связи с содержанием в жидкости затворения 16 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, а также армирующих компонентов в составах облегченной и нормальной плотности тампонажных смесей, которые полностью устраняют объемное расширение камней, образующихся даже при использовании расширяющихся тампонажных смесей.

Обезвоженная фильтрационная корка на породах и пленки полимерглинистого бурового раствора на колоннах, при наличии разбавленных облегченного и нормальной плотности тампонажных камней с большими величинами объемной усадки в заколонном и межколонном пространствах, продавливаются с образованием микрозазоров разной раскрытости, что, с высокой вероятностью, приводит к возникновению заколонного перетока и, как следствие, межколонного давления при проявлении флюидов из нижерасположенных горизонтов.

При последовательном нагнетании в цементируемый **кондуктор диаметром 245 мм** и продавке в заколонное и межколонное пространства составного столба буферного раствора плотностью 1300 кг/м^3 объемом 3 м^3 , облегченного тампонажного раствора плотностью 1500 кг/м^3 объемом $12,25 \text{ м}^3$ и тампонажного раствора нормальной плотности 1800 кг/м^3 объемом $18,9 \text{ м}^3$ с повышенным расходом возникает смешивание, частично разбавленного полимерглинистым соленасыщенным буровым раствором плотностью 1240 кг/м^3 , буферного раствора

с облегченным и, вероятно, нормальной плотности тампонажными растворами в зонах контактов и на протяженных интервалах внутриколонного, заколонного и межколонного пространств.

Технологические свойства смешанных и частично разбавленных облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных растворов и физико – механические параметры образующихся тампонажных камней ухудшаются.

Сроки загустевания – схватывания смешанных и частично разбавленных облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных растворов пониженных плотностей удлиняются, несмотря на содержание в жидкости затворения 16 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$ и армирующего компонента в составе облегченной тампонажной смеси, а в жидкости затворения тампонажного раствора нормальной плотности – 22 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$ и химических реагентов – пеногасителя Софэксил – 310, газоблокирующей добавки Натросола EXR – 250 и пластификатора СП – 1.

В процессе загустевания-схватывания разбавленных облегченного и, вероятно, нормальной плотности тампонажных растворов обезвоживаются фильтрационная корка на породах и пленки полимерглинистого соленасыщенного бурового раствора плотностью 1240 кг/м^3 на колоннах, а в процессе твердения в заколонном и межколонном пространствах, при низкой и нормальной температурах, образуются облегченный и нормальной плотности тампонажные камни пониженной плотности с большими (5 – 7 % и более) величинами объемной усадки. Большая величина объемной усадки облегченного тампонажного камня возникает в связи с содержанием в жидкости затворения 16 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$ и армирующего компонента в составе облегченной тампонажной смеси, а значительно большая величина объемной усадки тампонажного камня нормальной плотности и пониженной прочности- в связи с содержанием в жидкости затворения не только 16 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, но и химических реагентов – пеногасителя Софэксил – 310, газоблокирующей добавки Натросола EXR – 250 и пластификатора СП – 1 с повышенными дозировками, которые совместно

гарантировано создают большую объемную усадку камня, образующегося даже при использовании расширяющихся тампонажных смесей.

Обезвоженные фильтрационная корка на породах и пленки полимерглинистого соленасыщенного бурового раствора на колоннах, при наличии облегченного и нормальной плотности тампонажных камней с большими величинами объемной усадки в заколонном и межколонном пространствах, продавливаются с образованием микрозазоров разной раскрытости, что, с высокой вероятностью, приводит к возникновению заколонного перетока и, как следствие, межколонного давления при проявлении флюидов из нижерасположенных трещиноватых горизонтов.

При последовательном нагнетании в цементируемую **эксплуатационную колонну диаметром 168 мм** и продавке в заколонное и межколонное пространства составного столба буферного раствора плотностью 1200 кг/м^3 объемом 3 м^3 , облегченного тампонажного раствора плотностью 1500 кг/м^3 объемом $16,31 \text{ м}^3$ и тампонажного раствора нормальной плотности 1800 кг/м^3 объемом $37,6 \text{ м}^3$ с повышенным расходом возникает смешивание, разбавленного буровым безглинистым биополимерным раствором плотностью 1050 кг/м^3 , буферного раствора с облегченным тампонажным раствором, а, вероятно, и с тампонажным раствором нормальной плотности в зонах контактов и на протяженных интервалах внутриколонного, заколонного и межколонного пространств.

Технологические свойства облегченного, а, вероятно, и нормальной плотности тампонажных растворов, а также физико-механические параметры образующихся тампонажных камней ухудшаются.

Сроки загустевания – схватывания облегченного, а, вероятно, и нормальной плотности тампонажных растворов пониженных плотностей удлиняются, несмотря на содержание в жидкости затворения облегченного тампонажного раствора 22 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, армирующего компонента, а также химических реагентов – пеногасителя Софэксила – 310 и пластификатора СП–1, а в жидкости затворения тампонажного раствора нормальной плотности – 22 % электролитов

$\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$ и химических реагентов – Софэксила – 310, Натросола EXR – 250 и СП–1

В процессе загустевания – схватывания разбавленных облегченного, а, вероятно, и нормальной плотности тампонажных растворов обезвоживаются фильтрационная корка на породах и пленки безглинистого биополимерного бурового раствора плотностью 1050 кг/м^3 на колоннах, а в процессе твердения в заколонном и межколонном пространствах, при нормальных температурах, образуются облегченный и нормальной плотности тампонажные камни пониженной плотности с большими величинами объемной усадки.

Большая величина объемной усадки облегченного тампонажного камня пониженной прочности возникает в связи с содержанием в жидкости затворения 22 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, армирующего компонента, а также пеногасителя Софэксила–310 и пластификатора СП – 1 с повышенными дозировками, которые совместно гарантировано создают большую объемную усадку камня, образующегося при использовании расширяющейся тампонажной смеси ЦТРО.

Значительно большая величина объемной усадки тампонажного камня нормальной плотности и пониженной прочности возникает в связи с содержанием в жидкости затворения не только 22 % электролитов $\text{CaCl}_2 + \text{NaCl}$, но и химических реагентов – пеногасителя Софэксила – 310, газоблокирующей добавки Натросола EXR – 250 и пластификатора СП – 1 с повышенными дозировками, которые совместно гарантировано создают большую объемную усадку камня, образующегося при использовании тампонажной смеси ЦТС–Н–50.

Обезвоженные фильтрационная корка на породах и пленки безглинистого биополимерного бурового раствора на колоннах, при наличии облегченного и нормальной плотности тампонажных камней пониженной плотности с большими величинами объемной усадки в заколонном и межколонном пространствах, продавливаются с образованием микрозазоров разной раскрытости, что, с высокой вероятностью, приводит к возникновению негерметичности заколонного и межколонного пространств, перетоку флюидов между разнонапорными пластами в заколонном пространстве и, как следствие, межколонного давления при

вероятных проявлениях флюидов из горизонтов с большими пластовыми (поровыми) давлениями выше МСЦ с пакером для манжетного цементирования.

Анализ представленных в таблице 4.12 проектных буферных и тампонажных материалов и технологий их практического применения при строительстве эксплуатационных газовых скважин в горно – геологических условиях Чаяндинского НГКМ показывает, что данные материалы и технологии, с высокой вероятностью, не обеспечивают необходимую надежную охрану недр и окружающей среды, путем предотвращения негерметичности заколонных и межколонных пространств, межпластовых перетоков флюидов между разнонапорными пластами и, как следствие, межколонных давлений.

В связи с тем, что эксплуатационная колонна цементируется выше фильтра применение МСЦ с пакером для манжетного цементирования, размещаемого на глубине 1749 – 1753 м, вероятно, позволит обеспечить герметичность заколонного пространства при опрессовке с использованием воды технической (минерализованной).

Фильтровая часть эксплуатационной колонны диаметром 168 мм в интервале 1749/2633м по вертикали и 1753/3033 м по стволу не цементируется.

Практическое применение химически обработанных тампонажных смесей, образующих при гидратации и твердении усадочные тампонажные растворы – камни, приводит к тому, что при опрессовках заколонных и межколонных пространств скважин возникают негерметичности. Объемная усадка тампонажных камней, неуклонно возрастающая с течением времени, при повышении давлений и температур, достигает 5 – 7 % и более, а это способствует образованию больших перепадов давлений вдоль стволов скважин и возникновению осложнений, приводящих, в ряде случаев, к потерям значительных объемов газа.

Повышение качества первичного цементирования всех обсадных колонн в скважинах подземных гелиехранилищ может быть обеспечено за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, значительного понижения гидродинамической нагрузки на проницаемые (поглощающие) пласты пород и пристволенной кольматации их

мелкодисперсными пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации (перемешивании в емкости осреднительной) седиментационно – устойчивых гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов нормальной плотности, образующих при твердении камни с большой (5 % и более) величиной объемного расширения. При этом мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные камни должны создавать напряженные контакты со всеми породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

Для предотвращения вероятных осложнений процесса первичного цементирования всех обсадных колонн, а тем самым повышения качества данного технологического процесса, предлагаются для практического применения новые эрозионные буферные и расширяющиеся тампонажные смеси заводского производства [175-181].

Первичное цементирование всех обсадных колонн рекомендуется осуществлять с последовательным применением гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов нормальной плотности. Причем плотности всех вышеуказанных гидрогелевых мелкопоризованных растворов должны регулироваться в широких диапазонах при разных интенсивностях перемешивания в емкостях осреднительных.

Применение гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, позволяет поднять их до устья либо на требуемую высоту, исключив при этом поглощения в разуплотненных породах, а гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов нормальной плотности – осуществить надежное закрепление башмаков и призабойных интервалов камнями с большой (5 % и более) величиной объемного расширения, исключая негерметичности заколонных и межколонных пространств всех обсадных колонн при опрессовках.

Практикой применения гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, доказано, что при нагнетании в цементируемые обсадные колонны мелкопоризованные растворы сжимаются почти до базовой плотности, получаемой на изливе из воронок гидравлических низкого давления в цементные баки – "чанки".

Данные факты из практики первичного цементирования свидетельствуют, что гидрогелевые мелкопоризованные облегченные эрозионные буферные и тампонажные растворы, а также гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы нормальной плотности, обладают упругостью и повышенной кольматирующей способностью, исключая поглощения при продавках.

Для всех цементируемых обсадных колонн в таблице 4.13 приведены результаты сравнения проектных и новых смесей и технологий первичного цементирования всех обсадных колонн.

Главной задачей применения гидрогелевых мелкопоризованных эрозионных буферных растворов в больших объемах является предотвращение поглощений при продавках, максимально достижимое удаление в заколонных и межколонных пространствах зацементированного бурового раствора, разнообразного шлама, рыхлой части фильтрационных корок и пленок буровых растворов на обсадных колоннах.

Представленные в табл. 4.13 результаты сравнения проектной и усовершенствованной технологий первичного цементирования всех обсадных колонн в горно – геологических условиях Чаяндинского НГКМ свидетельствуют, что в указанных горно – геологических условиях могут быть эффективно применены разработанные смеси, при гидратации которых, с использованием пресной жидкости затворения, образуются седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные эрозионные буферные и тампонажные растворы, а также гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы нормальной плотности.

Таблица 4.13 – Результаты сравнения проектной и усовершенствованной технологий первичного цементирования всех обсадных колонн.

Информация по цементируемым обсадным колоннам	Наименования обсадных колонн			
	направление 426 мм	удлиненное направление 324 мм	кондуктор 245 мм	эксплуатационная 168 мм
Глубины спуска, м	60	470	900	1749/2633
Интервалы цементирования, м	60-0	370-0	470-0	900-0
		470-370	900-470	1749-900
Плотности растворов по проекту, кг/м ³	1500	1500	1500	1500
		1890	1800	1800
Плотности растворов по усовершенствованной технологи, кг/м ³	1670→1420	1670→1420	1670→1420	1670→1420
		1820→1710	1820→1710	1820→1710
Давления пластовые, МПа	0,53	4,61	8,82	12,77
Давления гидроразрыва, МПа	1,07	8,61	16,11	41,1
Давления гидростатические по проекту, МПа	0,88	5,44	6,92	13,24
		1,85	7,59	14,99
		∑ 7,29	∑ 14,51	∑ 28,23
Давления гидростатические по усовершенствованной технологии, МПа	0,98→0,84	6,1→5,2	7,7→6,5	14,7→12,5
		1,79→1,68	7,7→7,2	15,2→14,2
		∑7,89→6,88	∑15,4→13,7	∑29,9→26,7
Температуры статическая и динамическая, °С	-1,8	3,1→15-17	6,3→20-22	12,2→ 27-30

Примечание: стрелками показаны понижения плотностей мелкопоризованных тампонажных растворов и гидростатических давлений в результате перемешивания и изменения статических температур в процессе первичного цементирования.

Результаты лабораторных исследований технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов и физико – механических параметров мелкопоризованных камней приведены в таблице 4.14, а технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов нормальной плотности и физико – механических параметров мелкопоризованных камней в таблице 4.15.

Таблица 4.14 – Результаты лабораторных исследований технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов и физико – механических параметров камней.

Показатели растворов и камней		Значения показателей мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов - камней				
Жидкость затворения		вода 4 % CaCl ₂	вода 2 % CaCl ₂	вода пресная	вода пресная	вода пресная
Водосмесевое отношение (В/С)		0,60		0,65	0,63	0,60
Дозировка Нагросола 250 EXR, %		-		0,2	-	
Плотности растворов, кг/м ³		1700→ 1480	1650→ 1430	1680→ 1650	1670→ 1420	1630→ 1450
Водоотделение, мл		Отсутствует				
Растекаемость, мм		250	235	235	250	240
Температуры твердения, °С		6-8	14-16	20-22		40
Сроки загустевания при P=0,1МПа, мин		не менее 90				440
Сроки схватывания растворов при P = 0,1МПа, ч-мин	начало	3-55	5-45	>7-00	>7-00	5-30
	конец	5-50	8- 10	>8-00	>8-00	6-20
Плотности камней за 2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, кг/м ³		1480/ 1480	1450/ 1450	1650/ 1660	1370/ 1380	1350/ 1360
Прочности камней на изгиб за 2/5сут твердения при P = 0,1МПа ,МПа		1,2/1,9	1,5/2,4	0,8/1,1	1,0/1,23	1,9/2,2
Объемное расширение (усадка) камней за 2/5 сут твердения при P = 0,1МПа, %		1,3/1,3	2,5/2,5	-1,3/-1,6	10,3/10,3	14,0/ 14,1

Примечание: стрелкой показаны понижения плотностей гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов в результате перемешивания.

Анализ данных табл. 4.14 показывает, что при использовании пресной жидкости затворения повышение температуры твердения седиментационно – устойчивых 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 на изгиб 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 4.15 – Результаты лабораторных исследований технологических свойств гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов нормальной плотности и физико – механических параметров камней.

Показатели растворов и камней	Значения показателей мелкопоризованных тампонажных растворов - камней нормальной плотности			
	вода 2 % CaCl ₂	вода пресная	вода пресная	вода пресная
Жидкость затворения				
Водосмесевое отношение	0,45	0,44	0,42	0,5
Дозировка Натросола 250 EXR, %	-	0,2	-	-
Плотности растворов, кг/м ³	1800→ 1710	1850→ 1850	1820→ 1710	1790→ 1720
Водоотделение, мл	Отсутствует			
Растекаемость, мм	235	215	240	245
Температуры твердения, °С	20-22			40
Сроки загустевания при P = 0,1 МПа, мин	не менее 90			290
Сроки схватывания растворов при P = 0,1 МПа, ч-мин	начало	6-15	>7-00	4-20
	конец	6-55	>8-00	5-10
Плотности камней за 2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, кг/м ³	1710/ 1730	1860/ 1860	1720/ 1740	1730/ 1740
Прочности камней на изгиб за 2/5сут твердения при P = 0,1 МПа, МПа	2,2/3,0	1,9/3,2	2,9/3,8	3,0/4,8
Объемное расширение (усадка) камней за 2/5 сут твердения при P = 0,1 МПа, %	5,9/5,9	-0,5/-0,7	8,7/8,7	10,0/ 10,2

В связи с вышеизложенным, при первичном цементировании всех обсадных колонн рекомендуется использовать пресные седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы и нагретые до 40 – 50 °С продавочные жидкости, которые рекомендуется дополнительно нагревать внутри зацементированных обсадных колонн. Для нагревания продавочных агентов внутри зацементированных обсадных колонн могут быть использованы установки для прогрева скважин, ориентированные на интенсификацию добычи нефти, либо иные аналогичные

установки. Большие по величине заколонные и межколонные зазоры, имеющие место при первичном цементировании обсадных колонн с использованием гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, значительно понизят либо вовсе исключат передачу тепла от нагретых продавочных жидкостей и обсадных колонн к ММП, а поэтому практически устранят растепление последних как при последующем углублении скважин, так и в процессе их эксплуатации.

В результате нагревания гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, образующиеся в процессе твердения камни приобретут повышенную суточную прочность на изгиб и большое объемное расширение.

При отсутствии возможности нагрева продавочных жидкостей предлагается использовать слабосоленую жидкость затворения с дозировкой электролита CaCl_2 не более 4 % к массе применяемых тампонажных смесей.

Гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы, в процессе твердения образуют камни пониженной теплопроводности.

Если учесть, что мелкопоризованные тампонажные камни с большой величиной объемного расширения будут иметь низкие величины коэффициентов теплопроводности в интервалах распространения ММП, а соответственно повышенные термические сопротивления, то применение на практике предлагаемых новых смесей целесообразно и эффективно. Наличие больших по величине заколонных и межколонных зазоров и образование в интервалах распространения ММП облегченных (легких) мелкопоризованных тампонажных камней с пониженной теплопроводностью позволит существенно повысить термическое сопротивление проектных конструкций в целом, что обеспечит «пассивную» защиту ММП от растепления как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации скважин.

Таким образом, рекомендуемые к практическому применению усовершенствованные технологии первичного цементирования всех обсадных колонн, при наличии соленосных отложений, поглощающих пород и низких температур, с последовательным использованием гидрогелевых

мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов, имеют существенные преимущества перед проектными технологиями с применением химически обработанных ПЦТ и тампонажных смесей на их основе.

4.5 Выводы по главе 4

1. Для качественного первичного цементирования обсадных колонн в условиях разных пластовых давлений и температур необходимы буферные и тампонажные смеси, в том числе заводского изготовления, обеспечивающие при гидратации как низкие плотности облегченных буферных и тампонажных растворов, так и тампонажные растворы нормальной плотности.

2. Тампонажные смеси, образующие в процессе гидратации и твердения растворов камни с большой величиной объемного расширения, создают напряженные контакты со всеми горными породами в заколонных и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах скважин.

3. Сущность усовершенствованной технологии первичного цементирования обсадных колонн состоит в том, что при цементировании каждой конкретной обсадной колонны выбираются базовые (полученные при низкой интенсивности перемешивания) плотности гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионных буферных и тампонажных суспензий, а также тампонажные суспензии нормальной плотности, составной столб которых гарантировано исключает гидроразрыв слабых пластов в разрезе скважин.

4. Для существенного понижения возникающих в процессе продавок гидродинамических, а по окончании продавок гидростатических давлений предлагается целенаправленно формировать составные столбы гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности растворов с разной степенью поризации в заколонных и межколонных пространствах цементируемых обсадных колонн, позволяющие всякий раз удаляться от давлений гидроразрыва слабых пластов пород.

5. Мелкопоризованные облегченные тампонажные камни с большой величиной объемного расширения имеют низкую теплопроводность как в

заколонных, так и в межколонных пространствах, что обеспечивает повышенное термическое сопротивление проектных конструкций, а соответственно "пассивную" защиту ММП от растепления при эксплуатации скважин .

6. При первичном цементировании всех обсадных колонн, с использованием составных столбов гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней, предлагается исключить применение слабосоленых жидкостей затворения с повышенной дозировкой электролитов CaCl_2 и NaCl , а использовать пресные воды и нагретые до 40 – 50 °С продавочные жидкости, которые затем дополнительно нагревать внутри зацементированных обсадных колонн.

7. Большие по величине заколонные и межколонные зазоры, имеющие место при первичном цементировании всех обсадных колонн с использованием гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных растворов, практически предотвращают передачу тепла от нагретых продавочных жидкостей и обсадных колонн к ММП, а поэтому исключают растепление последних как при последующем углублении стволов скважин, так и в процессе их эксплуатации.

8. Использование пресных жидкостей затворения при повышенных температурах твердения гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов – камней приводит к существенному повышению их прочности и величин объемного расширения в суточном возрасте.

9. При первичном цементировании всех обсадных колонн на площадях АГКМ применяются известные базовые технологии с использованием облегченных, нормальной плотности тампонажных смесей и бездобавочных ПЦ, образующих в процессе гидратационного твердения, при высоких температурах и давлениях, камни с большой величиной объемной усадки (до 5 – 7 % и более), неуклонно возрастающей с течением времени при разных давлениях и температурах.

10. Базовые буферные жидкости – воды минерализованные с разными плотностями и объемами, при последовательных нагнетаниях составных столбов в

цементируемые обсадные колонны и продавках в заколонные и межколонные пространства с большими расходами, значительно разбавляют в зонах контактов как буровые, так и замещающие их химически обработанные тампонажные растворы.

11. Недоподъем разбавленных тампонажных суспензий пониженной плотности в заколонных пространствах первых ступеней цементируемых обсадных колонн, до либо выше муфт ступенчатого цементированья, исключит образование тампонажных камней в интервалах некоторой высоты, а эти интервалы заполнятся буферными жидкостями либо смесями буферных жидкостей и буровых растворов.

12. Если против интервалов некоторой высоты в заколонных пространствах первых ступеней, заполненных буферными жидкостями либо смесями буферных жидкостей и буровых растворов, будут находиться соленосные и другие отложения, подверженные пластическим деформациям и текучести из-за высокой напряженности пород в массивах, то весьма вероятны смятия обсадных колонн.

13. В заколонных пространствах цементируемых обсадных колонн образуются тампонажные камни пониженной плотности с большой величиной объемной усадки, неуклонно возрастающей с течением времени при разных температурах, которые, обезвоживая толстые рыхлые фильтрационные корки на породах, приводят к появлению микрозазоров разной раскрытости, являющихся каналами для возникновения негерметичностей при опрессовках и межпластовых перетоков флюидов.

14. В межколонных пространствах цементируемых обсадных колонн твердение облегченных камней осуществляется без доступа воды. Поэтому образуются облегченные камни с разной величиной объемной усадки, зависящей от величин гидростатических давлений и статических температур. Усадочные камни с разной величиной объемной усадки образуют сквозные микрозазоры разной раскрытости, являющиеся каналами для возникновения межколонных давлений и заколонных проявлений.

15. Таким образом, практически повсеместно возникающие разнообразные осложнения процессов первичного цементирования разных обсадных колонн в разные периоды времени закономерны, поскольку являются рукотворными.

16. Существенное повышение качества первичного цементирования всех обсадных колонн осуществимо за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, а также создания напряженных контактов мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности камней с большой (5 % и более) величиной объемного расширения со всеми горными породами и обсадными колоннами как в заколонных, так и в межколонных пространствах скважин.

17. Плотные, высокопрочные, коррозионностойкие тампонажные камни с большой величиной объемного расширения, создающие напряженные контакты со всеми горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах, исключают появление негерметичностей при опрессовках, межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений и заколонных проявлений.

5. РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО – ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ВЫПУСК, ИСПЫТАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННЫХ ПАРТИЙ 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 ТУ 5739–002–14142287–2011, выпущены опытно – промышленные партии.

Разработанная технология первичного цементирования обсадных колонн в сложных горно – геологических условиях, основана на последовательном применении совместимых по структурно – технологическим свойствам составных столбов гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и расширяющихся тампонажных растворов.

Данная технология, позволяет осуществлять процессы цементирования как в одну, так и в две ступени с разрывом во времени, внедрена на различных площадях нефтяных месторождений РФ при первичном цементировании 34 обсадных колонн.

Опытно – промышленные партии эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей производились при использовании керамзитовых заводов и цеха сухих смесей.

В качестве основных сырьевых компонентов использовались глинистая и известковая породы Мончаловского месторождения Тверской области, Чеганлинского карьера Оренбургской области и Андреевского месторождения Калужской области.

Обжиг глинистой и известковой пород проводился во вращающихся печах при температурах 1000 – 1070 °С.

Грубый и тонкий помол продуктов термической активации глинистой и известковой пород производили в мельницах шаровых до удельной поверхности

$S_{уд} = 200 - 230 \text{ м}^2/\text{кг}$. В процессе помола периодически отбирали пробы для проведения ситового анализа смесей термоактивированных пород.

Результаты ситового анализа 4 проб представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Усредненные результаты ситового анализа проб смесей термоактивированных глинистой и известковой пород.

№ проб	Размер сита, мм	1,25	0,9	0,63	0,5	0,315	0,14	0,08	0,045	меньше
1	Количество частиц в смесях, %	0,1	0,3	4,8	9,4	12,3	19,7	22,1	18,3	12,3
2		0,06	0,6	5,3	8,9	11,7	21,4	20,5	19,1	10,6
3		0,09	0,2	6,2	10,6	15,4	24,5	19,9	11,2	8,8
4		0,2	0,5	7,5	11,3	17,7	19,1	17,5	16,8	7,7

Анализ данных табл. 5.1 показывает, что при проверке качества помола термоактивированных пород на сите № 0,08 осталось 46 – 58 % грубодисперсных частиц.

Фотографии просеивания проб смесей термоактивированных глинистой и известковой пород представлены на рисунке 5.1.

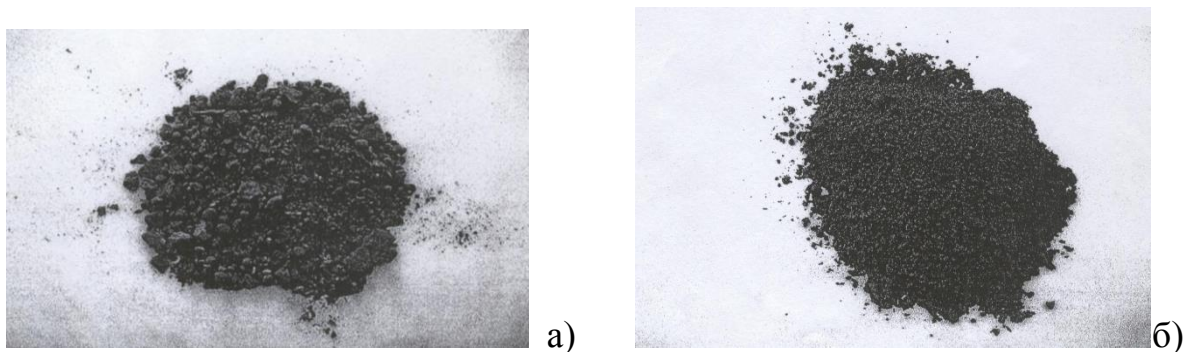


Рисунок 5.1 – Ситовой анализ пробы смесей термоактивированных глинистой и известковой пород.

а) Остаток после просеивания через сито с размером ячейки 0,9 мм;

б) Остаток после просеивания через сито с размером ячейки 0,08 мм.

Наличие в порошке значительного количества мелкой фракции при гидратации приводит к формированию устойчивой гидрогелевой структуры буферного раствора, а средней и крупной фракции – к проявлению эрозионного свойства последнего.

Средний химический состав смеси глинистой и известковой пород в соотношении 80 – 20 % следующий (в %): SiO₂ 53,3; Al₂O₃ 16,7; Fe₂O₃ 4,5; CaO 20,9; MgO 0,6; Na₂O 0,1; K₂O 1,5; SO₃ 0,4; п.п.п. 17 – 29.

В результате выполненной разработки получен компонентный состав эрозионной буферной смеси заводского изготовления, образованный при смешивании порошков – продуктов термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 80 – 20 %, суперпластификатора в количестве 0,02 – 0,08 % и регулятора сроков загустевания – схватывания, при необходимости.

Дополнительное введение в компонентный состав эрозионной буферной смеси воздухововлекающего компонента в количестве 0,01 – 0,04 % позволяет получать при приготовлении гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор с регулируемой в широких диапазонах плотностью при перемешивании.

Результаты лабораторного испытания гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора представлено в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Технологические свойства гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора.

Показатели раствора	Жидкость затворения - вода пресная
Водосмесевое отношение	0,65
Плотность раствора базовая, кг/м ³	1560
Плотность раствора при 1500 об/мин, кг/м ³	1340
Растекаемость, мм	235
Водоотделение, мл	Отсутствует

Представленные в табл. 5.2 результаты лабораторного испытания свидетельствуют, что плотность гидрогелевого мелкопоризованного эрозионного буферного раствора изменяется за счет интенсивности перемешивания, образуя седиментационно – устойчивую гидрогелевую структуру пониженной плотности с высокой растекаемостью.

Таким образом, гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор обладает высокой удерживающей и выносной способностями, а поэтому эффективно подготавливает заколонное и межколонное пространства скважин к замещению тампонажными растворами, предотвращая значительное разбавление последних в зоне контакта.

Новые расширяющиеся тампонажные смеси образуются при смешивании разработанной термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки (ТПРД), компонентный состав которой включает смесь порошков – продуктов термической и механохимической активации глинистой и известковой пород в соотношении 60 – 40 %, воздухововлекающего компонента с дозировками 0,01 – 0,04 %, химических реагентов (суперпластификаторов в количестве 0,02 – 0,08 %, регуляторов сроков загустевания – схватывания) и бездобавочных портландцементов.

Средний химический состав смеси порошков глинистой и известковой пород в соотношении 60 – 40 % следующий (в %): SiO_2 28,17; Al_2O_3 5,84; Fe_2O_3 4,14; CaO 45,52; MgO 0,83; Na_2O 0,55; K_2O 1,86; SO_3 4,03; п.п.п. общ. 4,77; п.п.п 500 °C 2,12; 900 °C 2,63.

Результаты лабораторных испытаний, отраженные в разделе 2 диссертационной работы показывают, что оптимальными дозировками смеси порошков термоактивированных глинистой и известковой пород в составах расширяющихся тампонажных смесей являются 20 – 25 %.

При изготовлении расширяющихся тампонажных смесей для разных температур применения используются бездобавочные ПЦ разных цементных заводов. Компонентные составы всех бездобавочных ПЦ включают тонкомолотый клинкер и добавку (до 5 %) двуводного гипса.

Минералогические (фазовые) составы всех бездобавочных ПЦ – тампонажных и строительных, различаются и нередко весьма существенно. Поэтому для производства опытно-промышленных партий расширяющихся тампонажных смесей исследовались два вида цементов – Белгородского цементного завода Цем I 42,5Н и ПЦ 500 Д0 АО «Подольск – Цемент», отличающихся гидратационной активностью.

Подходящий бездобавочный ПЦ выбирали по результатам определения технологических свойств расширяющихся тампонажных растворов и физико – механических параметров камней.

Результаты сравнительных лабораторных исследований расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами и бездобавочных ПЦ приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты сравнительных лабораторных испытаний расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами и бездобавочных ПЦ.

Показатели растворов и камней	Цем I 42,5Н + ТПРД 25 %	Цем I 42,5Н	ПЦ 500 Д0 + ТПРД 25 %	ПЦ 500 Д0
Тип и завод - производитель	Белгородский		АО«Подольск - Цемент»	
Жидкость затворения	вода пресная			
Водосмесевое отношение	0,60	0,5	0,60	0,5
Плотности растворов, кг/м ³	1630→1420	1840	1650→1480	1850
Водоотделение, мл	0	2,5	3	4
Растекаемость, мм	250	240	230	235
Температура твердения, °С	20-22			
Прочности камней на изгиб за 2/5 сут, Р = 0,1 МПа, МПа	1,0/ 1,8	5,1/6,8	1,1/ 1,90	5,05/6,6
Прочности камней на сжатие за 2/5 сут, Р = 0,1 МПа, МПа	1,8/ 4,51	21,5/36,0	1,85/ 3,9	20,6/35,5
Объемное расширение (+), усадка (-) камней за 2/5 сут, Р = 0,1 МПа, %	11,8/ 12,0	-0,2/-0,4	9,0/ 9,2	-0,6/-0,8

Бездобавочный ПЦ (Цем I 42,5Н) Белгородского цементного завода имеет следующий минералогический состав (%): $C_3S = 52,5$; $C_2S=23$; $C_3A = 4$; $C_4AF =16$, а бездобавочный ПЦ 500 Д0 производства АО «Подольск – Цемент» отличается большим содержанием алита и трехкальциевого алюмината (%): $C_3S = 60$; $C_2S=15$; $C_3A = 8$; $C_4AF =14$.

Анализ представленных в табл. 5.3 результатов лабораторных испытаний свидетельствует о следующем:

- гидратация сравниваемых расширяющихся тампонажных смесей при $V/C = 0,60$ и использовании пресной жидкости затворения обеспечила близкие базовые плотности гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных суспензий при достаточно высоких их растекаемостях 250 и 230 мм;
- расширяющаяся тампонажная смесь ПЦ 500 Д0 + ТПРД 25 % при гидратации обеспечила водоотделение 3 мл при плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора 1480 кг/м^3 , что свидетельствует о невысокой седиментационной устойчивости последнего;
- при температуре твердения $20 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ прочности тампонажных камней на изгиб и сжатие за 2/5 сут при $P = 0,1 \text{ МПа}$ практически одинаковые, а объемные расширения различны;
- гидратация сравниваемых бездобавочных ПЦ при $V/C = 0,50$ и использовании пресной жидкости затворения обеспечила близкие по величине плотности и растекаемости ПЦ растворов, но повышенное водоотделение (4 мл) раствора из ПЦ 500 Д0;
- при температуре твердения $20 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ прочности ПЦ камней на изгиб и сжатие за 2/5 сут при $P = 0,1 \text{ МПа}$ практически одинаковые, а объемные усадки различаются более чем в два раза.

Проведенный анализ показывает, что различия минералогических составов бездобавочных ПЦ разных заводов – изготовителей приводит к различию и нередко весьма существенному технологических свойств тампонажных растворов и физико – механических параметров образующихся камней при гидратации расширяющихся тампонажных смесей и бездобавочных портландцементов.

Результаты сравнения бездобавочных ПЩ свидетельствуют, что Цем I 42,5 Н Белгородского цементного завода имеет преимущество перед ПЩ 500 Д0 производства АО «Подольск – Цемент»;

Очевидно, что использование Цем I 42,5 Н обеспечит более высокое качество приготавливаемых расширяющихся тампонажных смесей с различными дозировками ТПРД.

При разных дозировках ТПРД расширяющиеся тампонажные смеси в процессе гидратации образуют седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы, а в процессе твердения камни повышенной термостойкости, пластичности, деформативности с большой (5 % и более) величиной объемного расширения.

Причем для изготовления расширяющихся тампонажных смесей можно использовать как строительные, так и тампонажные бездобавочные ПЩ.

Изготовление порошкообразных расширяющихся тампонажных смесей в заводских условиях осуществляется в следующей последовательности:

1) порошки – продукты термической и механохимической активации глинистой и известковой пород доставляются в цех сухих смесей и затариваются в герметичные силоса. В дополнительный герметичный силос затаривается также бездобавочный портландцементов;

2) из силосов вышеуказанные компоненты дозировочными шнеками подаются в промежуточные бункеры, а далее, через весовые дозаторы, направляются в смеситель лопастной. В смеситель лопастной также подаются необходимые химические реагенты;

3) приготовленные смеси из смесителя лопастного, через вибросито, подаются в приемный бункер, а далее шнеком перекачиваются в силос готовой продукции. Из силоса готовой продукции приготовленные смеси, с использованием весового дозатора, затариваются в МКРы массой 1 т;

4) из МКРов периодически производится отбор проб для определения технологических свойств эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также физико-механических параметров камней.

Проведены лабораторные исследования водоотделения гидрогелевых мелкопоризованных расширяющихся тампонажных растворов при температуре 20 ± 2 °С с использованием цилиндров объемом 250 мл, расположенных вертикально и под углом 45 °С, при выдержке 0,7 от начала схватывания.

Результаты лабораторного исследования представлены на рисунке 5.2.

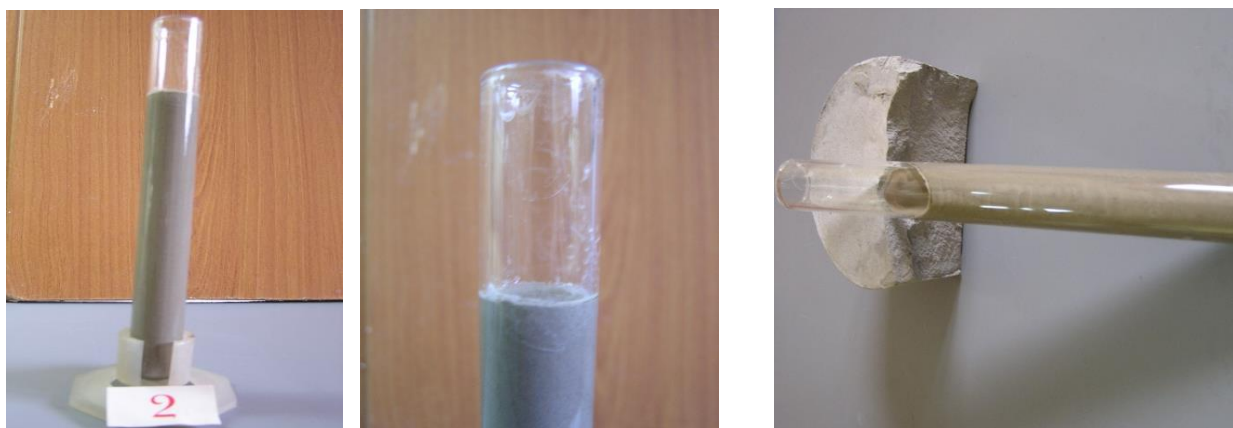


Рисунок 5.2 – Результаты исследования водоотделения гидрогелевых мелкопоризованных расширяющихся тампонажных растворов.

Приведенные на рис. 5.2 результаты лабораторного исследования свидетельствуют, что водоотделение гидрогелевых мелкопоризованных расширяющихся тампонажных растворов как в вертикальном цилиндре, так и в наклонном под углом 45 °С отсутствует, а трещин и суффозионных каналов не обнаружено.

Проведенные исследования убедительно свидетельствуют, что расширяющиеся тампонажные смеси в процессе гидратации образуют седиментационно-устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы.

В связи с тем, что бездобавочный ПЦ (Цем I 42,5 Н) Белгородского цементного завода в составе расширяющейся тампонажной смеси показал лучшие результаты его использовали при производстве опытно-промышленных партий.

Лабораторными исследованиями установлено, что введение ТПРД с разными дозировками в бездобавочные ПЦ снижает их прочность как в ранние, так и в поздние сроки твердения. Замедленное нарастание прочности мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней в ранние сроки твердения (1 – 2 сут) связано с тем, что вводимые в бездобавочные ПЦ ТПРД разных дозировок как бы разбавляют бездобавочные ПЦ, уменьшая их количество.

Наблюдается некоторое понижение прочности мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней вследствие возникновения внутренних напряжений в их структуре при быстром росте кристаллов этtringита в ранние сроки твердения.

Однако в дальнейшем прочность мелкопоризованных расширяющихся тампонажных камней возрастает и нередко достаточно интенсивно. Объясняется это тем, что общее количество новообразований (гидрогранатов и гидросиликатов кальция, в том числе низкоосновных) при гидратации расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами, в конечном счёте, больше, чем при гидратации бездобавочных портландцементов.

Таким образом, гидрогелевые мелкопоризованные расширяющиеся тампонажные растворы, совместимые с гидрогелевыми мелкопоризованными эрозионными буферными растворами, обладают упругостью, высокой седиментационной устойчивостью, регулируемой в широких диапазонах плотностью за счет изменения интенсивностей и продолжительностей гидродинамической активации. Появляется способность повышать скорость движения в заколонных и межколонных пространствах при снижении давлений сверху составных столбов растворов и осуществлять либо усиливать приствольную кольматацию проницаемых, в том числе продуктивных, пластов пород.

В 2010 – 2011г. на площадях ПАО «ЛУКОЙЛ» проведены опытно – промышленные работы по цементированию обсадных колонн в разных горно – геологических условиях.

1. При проведении ОПР использованы седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный и тампонажный

растворы с регулируемыми плотностями. Регулирование плотностей вышеуказанных растворов в широких диапазонах осуществлялось путем изменения интенсивности и продолжительности гидродинамической активации (перемешивания) в емкости осреднительной, без применения дополнительного оборудования – компрессоров высокого давления либо азотных установок.

При первичном цементировании кондуктора диаметром 245 мм в скв. № 7359 куст № 756 на Кечимовском месторождении последовательно использованы облегченные седиментационно – устойчивые гидрогелевые мелкопоризованные эрозионный буферный и тампонажный растворы с регулируемыми плотностями при перемешивании.

В начальный период приготовления эрозионной буферной суспензии с использованием цементной емкости – "чанка", плотность ее колебалась в диапазоне 890 – 1750 кг/м³, а в основной, наиболее продолжительный период времени – в диапазоне 1520 – 1560 кг/м³.

При нагнетании эрозионной буферной суспензии в емкость осреднительную и перемешивании ее в течении некоторого времени (до покрытия буферной суспензией вращателей – перемешивателей) образовался седиментационно – устойчивый гидрогелевый мелкопоризованный эрозионный буферный раствор, плотность которого колебалась в диапазоне 1420 – 1440 кг/м³.

При нагнетании эрозионного буферного раствора плотностью 1420 – 1440 кг/м³ в цементируемый кондуктор плотность его колебалась в диапазоне 1470 – 1500 кг/м³.

В начальный период приготовления тампонажной суспензии с использованием цементной емкости – "чанка", плотность ее колебалась в диапазоне 1370 – 1680 кг/м³, а в основной, наиболее продолжительный период времени- в диапазоне 1520 – 1650 кг/м³.

При нагнетании тампонажной суспензии в емкость осреднительную и перемешивании ее в течении некоторого времени (до покрытия тампонажной суспензией вращателей – перемешивателей) образовался седиментационно –

устойчивый гидрогелевый мелкопоризованный облегченный тампонажный раствор, плотность которого колебалась в диапазоне 1480 – 1520 кг/м³.

При нагнетании тампонажного раствора плотностью 1480 – 1520 кг/м³ в цементируемый кондуктор плотность его колебалась в диапазоне 1520 – 1560 кг/м³.

При продавке составного столба гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов в заколонное пространство кондуктора на устье вышло 2 – 3 м³ эрозионного буферного раствора плотностью 1430 кг/м³, а затем произошла потеря циркуляции.

Следует отметить, что плотность 1430 кг/м³ вышедшего на устье эрозионного буферного раствора соответствует плотности его при приготовлении в емкости осреднительной (1420 – 1440 кг/м³).

Если учесть, что при промывке скважины, после спуска кондуктора, буровым раствором плотностью 1140 кг/м³ имела место потеря циркуляции, которая восстанавливалась с использованием установки насосной, то результат цементирования кондуктора с использованием седиментационно – устойчивых гидрогелевых мелкопоризованных облегченных эрозионного буферного и тампонажных растворов следует признать удовлетворительным.

Можно предположить, что потерю циркуляции при продавке составного столба гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов в заколонное пространство вызвала вода техническая в объеме 3 м³, использованная в качестве дополнительного буфера.

Проведены опытно – промышленные работы по применению эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной смесей при первичном цементировании эксплуатационных колонн диаметром 168 мм в скв. № 2487 Мельниковского, в скв. № 5619 Черемуховского и в скв. № 1501 Енорусскинского месторождений.

Эксплуатационные колонны 168 мм на всех вышеуказанных месторождениях ранее цементировались в две ступени с использованием составных столбов ПЦ растворов нормальной плотности 1930 – 1940 и 1820 – 1850 кг/м³.

Причем для цементирования первой ступени использовался бездобавочный ПЦТ–I–G–СС–1, а второй ступени – бездобавочный ПЦТ– I – 50. Бездобавочный

ПЦТ–I–G–CC–1 обеспечивал плотность портландцементного раствора 1930 – 1940 кг/м³, а ПЦТ–I–50 – 1820 – 1850 кг/м³.

Для повышения эффективности и качества цементирования эксплуатационных обсадных колонн в вышеуказанных условиях последовательно применены разработанные эрозионная буферная и расширяющаяся тампонажная смеси полностью заводского изготовления.

Для подготовки заколонных и межколонных пространств скважин Мельниковского, Черемуховского и Енорусскинского месторождений к замещению тампонажными растворами использовано по 10 т эрозионной буферной смеси, образующей при приготовлении порядка 11 м³ гидрогелевой мелкопоризованной облегченной эрозионной буферной суспензии базовой (при изливе из воронки гидравлической низкого давления) плотности 1480 – 1510 кг/м³.

При перемешивании гидрогелевой мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии базовой плотности в емкости осреднительной происходило понижение плотности образующегося эрозионного буферного раствора до 1320 – 1340 кг/м³ за счет воздухововлечения из атмосферы.

Для приготовления гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов в условиях буровой не требуется применение дополнительного оборудования – компрессоров высокого давления либо азотных установок.

Последовательное приготовление гидрогелевых мелкопоризованных облегченных тампонажных суспензий производилось с использованием гидроворонки низкого давления, цементных емкостей – «чанков», и емкостей осреднительных.

При этом базовые (на изливе гидроворонки низкого давления) плотности мелкопоризованных тампонажных суспензий поддерживались равными 1630 – 1650 кг/м³, а плотности в емкостях осреднительных – 1460 ± 20 кг/м³.

Оценка качества цементирования всех эксплуатационных колонн 168 мм производилась с использованием только акустической цементометрии.

При этом акустические цементометры повсеместно настроены на нормальную плотность тампонажного раствора и образующегося камня 1850 кг/м³.

Анализ данных акустической цементометрии показывает, что в межколонных пространствах контакты образующихся тампонажных камней с эксплуатационными колоннами и предыдущими колоннами – кондукторами, значительно хуже, чем в заколонных пространствах.

Небольшой процент сплошного контакта с эксплуатационными колоннами и кондукторами, а также отсутствие контакта с указанными колоннами в опытных скважинах (№ 2487 Мельниковского и № 5619 Черемуховского месторождений) можно объяснить следующим образом:

- при цементировании эксплуатационных колонн в одну ступень гидрогелевые мелкопоризованные тампонажные растворы в межколонных пространствах образуют камни пониженной плотности, а поэтому акустический цементометр показывает отсутствие контакта с кондукторами;
- не исключается также частичное поглощение гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов в период ОЗЦ, приводящее к некоторому понижению уровня в межколонных пространствах.

Большой процент частичного контакта образующихся тампонажных камней с эксплуатационными колоннами и кондукторами дает все основания считать, что межколонное пространство во всех опытных скважинах зацементировано надежно.

В заколонных пространствах опытных скважин (№ 2487 Мельниковского и № 5619 Черемуховского месторождений) сплошной и частичный контакты тампонажных камней с эксплуатационными колоннами и породами составляет 100 %. В связи с тем, что при проведении опрессовки в скв. № 1501 Енорусскинского месторождения возникло катастрофическое поглощение, не ликвидируемое при продавке в заколонное пространство разных высоковязких растворов, принято решение об установке в призабойной зоне перекрывателя и цементированию эксплуатационной колонны 168 мм в два приема (две ступени).

При этом устройство ступенчатого цементирования установлено на глубине 1025 м, т.е. на расстоянии 283,5 м от башмака эксплуатационной обсадной колонны.

Для подготовки заколонного и межколонного пространств к замещению тампонажными растворами использовано 10 т порошкообразной эрозионной буферной смеси полностью заводского изготовления, из которой приготовлено порядка 11 м³ гидрогелевой мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии базовой (при изливе из гидроворонки низкого давления) плотности 1480 кг/м³.

При перемешивании в емкости осреднительной с повышенной интенсивностью плотность гидрогелевой мелкопоризованной эрозионной буферной суспензии понизилась до 1320 – 1330 кг/м³ за счет воздухововлечения из атмосферы. Следом за гидрогелевым мелкопоризованным эрозионным буферным раствором производилось приготовление гидрогелевой мелкопоризованной тампонажной суспензии базовой (на изливе из гидроворонки низкого давления) плотности 1650 кг/м³.

По расчету для цементирования первой ступени использовали 9 т разработанной расширяющейся тампонажной смеси полностью заводского изготовления. При перемешивании в емкости осреднительной с повышенной интенсивностью базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной тампонажной суспензии понизилась до 1460 кг/м³ за счет воздухововлечения из атмосферы. Присутствующий при проведении опытно-промышленной работы начальник ПТО запретил нагнетать гидрогелевый мелкопоризованный тампонажный раствор плотностью 1460 кг/м³ в заколонное пространство и потребовал довести плотность тампонажного раствора до базовой плотности 1650 кг/м³. Для повышения плотности гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора от 1460 до 1650 кг/м³ использовано 2т расширяющейся тампонажной смеси, которая подавалась в емкость осреднительную при непрерывном перемешивании. По данным исследования, при плотности тампонажного раствора 1650 кг/м³ растекаемость его не превышала 170 – 190 мм. При продавке тампонажного раствора с малой растекаемостью в заколонное

пространство давление нагнетания повышалось до 17 МПа, но поглощение при этом отсутствовало. Об отсутствии поглощения свидетельствовало наличие непрерывной циркуляции в течение всего процесса продавки. Данный факт позволяет сделать вывод о том, что при наличии перекрывателя эксплуатационную колонну 168 мм в этой скважине можно было бы зацементировать в один прием (одну ступень).

Для цементирования второй ступени использовано 22 т разработанной расширяющейся тампонажной смеси полностью заводского изготовления. При приготовлении базовая плотность гидрогелевой мелкопоризованной тампонажной суспензии поддерживалась равной 1650 кг/м^3 , а плотность в емкости осреднительной составляла 1460 кг/м^3 . Гидрогелевый мелкопоризованный тампонажный раствор плотностью 1460 кг/м^3 нагнетался в эксплуатационную колонну при давлении до 0,4 МПа, а при продавке в заколонное и межколонное пространства давление нагнетания повышалось до 12 МПа. Посадку продавочной пробки на упорное кольцо осуществили при давлении 15 МПа. На устье вышло $1,5 \text{ м}^3$ гидрогелевого мелкопоризованного тампонажного раствора.

Результаты акустической цементометрии первой и второй ступеней эксплуатационной колонны 168 мм, зацементированной в скв. № 1501 Енорусскинского месторождения, приведены в приложении к диссертационной работе. Данные акустической цементометрии свидетельствуют, что в интервалах заколонного пространства 1308,5 – 1025 м и 1025 – 352,5 м имеет место 100 % сплошного и частичного контактов как с эксплуатационной колонной, так и с породой.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- в условиях Мельниковского, Черемуховского и Енорусскинского месторождений, а также иных месторождений с аналогичными горно – геологическими условиями, первичное цементирование эксплуатационных и промежуточных обсадных колонн можно и нужно осуществлять в один прием при последовательном использовании разработанных эрозионной буферной и расширяющейся тампонажной смесей;

- для гарантированного и безусловного подъема гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов до устья скважин необходимо несколько (до 1550 – 1500 кг/м³) понизить их базовые (при изливе из гидроворонок низкого давления) плотности и расширить диапазон регулирования плотностей при перемешивании в емкостях осреднительных до 1300 – 1400 кг/м³;

- при понижении базовых плотностей гидрогелевых мелкопоризованных эрозионного буферного и тампонажного растворов и расширении диапазонов их регулирования при перемешивании в емкостях осреднительных технологические свойства растворов изменятся, а именно: растекаемость понизится, седиментационная устойчивость, упругость, удерживающая и выносная способности повысятся, повысятся также способности повышать скорости движения в заколонном и межколонном пространствах при снижении давлений сверху и осуществлять приствольную кольматацию проницаемых пород в заколонных пространствах скважин;

- при твердении гидрогелевых мелкопоризованных тампонажных растворов в заколонных и межколонных пространствах скважин образуются эластичные газонепроницаемые камни с большим объемным расширением и повышенной деформативной способностью, обеспечивающие сплошные и частичные контакты с цементируемыми и предыдущими обсадными колоннами и породами.

Таким образом, существенное повышение качества первичного цементирования всех обсадных колонн осуществимо за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, а также создания напряженных контактов гидрогелевых мелкопоризованных облегченных и нормальной плотности тампонажных камней с большой (5 % и более) величиной объемного расширения со всеми горными породами и обсадными колоннами как в заколонных, так и в межколонных пространствах скважин.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Ориентировочный технико-экономический расчет по цементированию обсадных колонн

Конструкция скважин включает обсадные колонны, а именно: удлиненный кондуктор с глубиной спуска 1090 м, промежуточную колонну с глубиной спуска 2185 м и эксплуатационную колонну с глубиной спуска 2540 м.

Таблица 6.1 – Стоимость тампонажных портландцементов и химических реагентов по базовой технологии первичного цементирования скважин.

Показатель	Расход материала, кг
Кондуктор 1090 м	
ПЦТ I-100	88620
глина	10760
НТФ	17,3
Промежуточная колонна 2185 м	
ПЦТ III-О65-100	56310
КМЦ	22
НТФ	41,5
Газблок	1245
ПЦТ I -G -СС1	27000
Эксплуатационная колонна 2540 м	
ПЦТ I -G -СС1	61000
НТФ	12,5
Гидроцем С	64,05
Цемент МФ	128,3
Полицем ДФ	42,75
КМЦ	7,93
Газблок	910
Итого (руб): 2 141 901	

Новая технология первичного цементирования обсадных колонн с применением расширяющихся тампонажных смесей.

Таблица 6.2 – Стоимость расширяющихся тампонажных смесей заводского изготовления.

Показатель	Расход материала, т
Кондуктор 1090 м	
Расширяющаяся тампонажная смесь	63,26
Расширяющаяся тампонажная смесь	20,72
Замедлитель	0,115
Промежуточная колонна 2185 м	
Расширяющаяся тампонажная смесь	56,31
Расширяющаяся тампонажная смесь	20,76
Замедлитель	0,28
Эксплуатационная колонна 2540 м	
Расширяющаяся тампонажная смесь	14,89
Расширяющаяся тампонажная смесь	26,69
Замедлитель	0,15
Итого (руб.): 4 193 962,328	

$\mathcal{E} = C1 - C2$, где

\mathcal{E} – экономический эффект, руб

$C1$ – себестоимость базовых материалов, руб;

$C2$ – себестоимость новых материалов, руб;

$\mathcal{E} = 2\,144\,719,4 - 4\,193\,962,328 = -2049242,928$ руб.

Технология применения предлагаемых готовых расширяющихся тампонажных смесей с воздухововлекающими компонентами превышает стоимость базовых материалов на 2049242,928 руб, т.к. для производства расширяющихся тампонажных смесей задействован завод сухих смесей, поэтому себестоимость увеличилась.

Таблица 6.3 – Термостойкая пластифицирующе – расширяющая добавка (ТПРД) к бездобавочным портландцементом для образования расширяющихся тампонажных смесей.

Показатель	Расход материала, т
Кондуктор 1090 м	
ПЦТ I - 100	67,184
ТПРД (20 %)	16,796
Замедлитель	0,115
Промежуточная колонна 2185 м	
ПЦТ I-100	61,656
ТПРД (20 %)	15,414
Замедлитель	0,28
Эксплуатационная колонна 2540 м	
ПЦТ I-100	33,264
ТПРД (20 %)	8,316
Замедлитель	0,15
Итого (руб.): 1 845 894,812	

$$\text{Э} = 2\,144\,719,4 - 1\,845\,894,812 = 298\,824,588 \text{ руб.}$$

При использовании термостойкой пластифицирующе – расширяющей добавки (ТПРД) и бездобавочного портландцемента Заказчика, экономический эффект составил 298 824,588 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 – 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 – 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

водосмесевого 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 – коррозионностойкие камни с большой величиной объемного расширения. Данная технология внедрена на нефтяных месторождениях РФ при первичном цементировании 34 обсадных колонн.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисов А.Г. Ремонтно – изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин / А.Г.Аветисов , А.Г.Кошелев, В.И.Крылов // – М.: Недра, 1981. – С. 215.
2. Агеев С.А. Стратегические аспекты, технические и технологические решения повышения эффективности ремонта скважин / С.А. Агеев, Н.В. Рахимов, Г.А. Киряков // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, – 2016. – № 4. – С. 13 – 20.
3. Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно – активных средах / Ф.А.Агзамов, Б.С. Измухамбетов // – СПб. – 2005. – С. 318.
4. Ахрименко В. Е. Облегченные тампонажные растворы для цементирования высокотемпературных скважин / В. Е. Ахрименко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 5. – С. 31 – 36.
5. Ашрафьян М. О. Эффективность вытеснения буровых растворов и разрушение глинистых корок при цементировании скважин / М.О.Ашрафьян, А.И.Булатов // ТНТО. Сер.: Бурение. М.: ВНИИОЭНГ. – 1969. – С. 76.
6. Ашрафьян М. ОФормирование потоков вязкопластичной жидкости в затрубном пространстве скважины / М.О.Ашрафьян , А. И. Булатов, Г. А. Еремин и др. // Нефт. Хоз – во. – 1970. – № 11. – С. 25 – 28.
7. Ашрафьян М.О. Влияние технологических факторов на качество цементирования скважин / М.О.Ашрафьян, А.И.Булатов // ОИ. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1978. – С. 19.
8. Ашрафьян М. О. Повышение качества разобщения пластов в глубоких скважинах / М. О. Ашрафьян – М.: Недра, 1982. – С. 152.
9. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях / М. О. Ашрафьян. – Москва : Недра, 1989. – С. 227.
10. Ашрафьян М.О. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин / М.О. Ашрафьян , Д.Ф. Новохатский, А.Е.Нижник и др. // "Просвещение – Юг". – Краснодар, –2003, – С. 368.

11. Ашрафьян М.О. Об условиях движения технологических жидкостей при цементировании скважин / М.О. Ашрафьян, А.Е. Нижник // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 10. – С. 32 – 33.
12. Ашрафьян М.О. Об условиях существования напорного режима движения технологических жидкостей при цементировании скважин / М.О. Ашрафьян, А.Е. Нижник // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 12. – С. 33 – 35.
13. Ашрафьян М.О. Оценка пропускной способности канала (щели) между обсадной колонной и цементным камнем, возникающего при опрессовке колонны / М.О. Ашрафьян // Нефт. хоз-во. – 2009. – № 12. – С. 77 – 79.
14. Бабаян Э. В. Некоторые гидродинамические особенности технологических процессов строительства вертикальных и наклонно направленных скважин / Э. В. Бабаян, А. И. Булатов // ОИ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – С. 60.
15. Бакшутов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В.С. Бакшутов. – М.: Недра, 1986. – С. 271.
16. Бабушкин В.И. О закономерности объемных изменений в структурирующихся коллоидных системах / В.И. Бабушкин // Техника и технология силикатов. – 2003. – С. 40 – 45.
17. Бакшутов В.С. Кристаллохимия силикатных минералов тампонажных цементов / Исследования тампонажных цементов / В.С. Бакшутов // Труды МИНХиГП, 1982. – С. 53 – 63.
18. Беловская О.С. Применение новых вязко-упругих буферных жидкостей / О.С. Беловская // институт "ТатНИПИнефть".
19. Березняков А.И. Проблемы устойчивости добывающих скважин месторождений полуострова Ямал / А.И. Березняков и др. – М.: ИРЦ "Газпром", 1997. – С. 159.
20. Болдырев А.С. Добавки в бетон. Справочное пособие / А.С. Болдырев, В.Б. Ратинов. – М.: Стройиздат. – 1988. – С. 229 – 244.

21. Булатов А. И. Влияние буферной жидкости и расхаживания колонн на качество цементирования скважины / А.И. Булатов, М. О. Ашрафьян, Г. А. Обабко // Нефт. хоз – во, 1966. – № 12. – С. 25 – 29.
22. Булатов А. И. Целесообразность использования буферной жидкости при цементировании скважин и установке мостов / А.И. Булатов, М. О. Ашрафьян, Г. А. Обабко и др. // Тр. КФ ВНИИ. – вып. 18. – 1967. – С. 144 – 155.
23. Булатов А. И. Смещение тампонажного и глинистого растворов в процессе цементирования скважин при турбулентном режиме течения / А.И. Булатов, Г. А. Обабко, Э. Л Рутберг // Нефт. хоз–во. – 1969. – № 2. – С. 26 – 28.
24. Булатов А.И. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И.Булатов, В.И. Рябченко, И.А. Сибирко и др. – М.: Недра, 1969. – С. 144.
25. Булатов А. И. Влияние режима течения цементного раствора на изменение коэффициента вытеснения жидкостей из кольцевого пространства скважин / А.И. Булатов, М. О. Ашрафьян, Р.Ф. Уханов и др. // Тр. КФ ВНИИнефти., 1970. – Вып. 23. – С. 222 – 224.
26. Булатов А. И. О влиянии разности удельных весов вытесняющей и вытесняемой жидкостей на степень удаления последней из эксцентричного кольцевого зазора / А.И. Булатов, Р. Ф. Уханов, И. М. Давыдов // Тр. КФ ВНИИнефти., 1970. – Вып. 23. – С. 242 – 247.
27. Булатов А.И. О необходимости учета седиментационной устойчивости цементов / А.И. Булатов, А.К. Куксов, Д.Ф. Новохатский // Бурение. – 1971. – №2. – С. 24 – 28.
28. Булатов А. И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1973. – С.243.
29. Булатов А.И. Управление физико – механическими свойствами тампонажных систем / А.И. Булатов. – М.: Недра. – 1976. – С. 248.
30. Булатов А. И. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин / А.И. Булатов, Р. Ф. Уханов – М.: Недра, 1978. – С. 240.
31. Булатов А. И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю. М. Проселков, В. И. Рябченко – М: Недра, 1981. – С.301.

32. Булатов А. И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В. С. Данюшевский – М.: Недра, 1987. – С. 280.
33. Булатов А. И. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов / А.И. Булатов, Н. А. Мариампольский – М.: Недра, 1988. – С. 220.
34. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов – М.: Недра, 1990. – С. 409.
35. Булатова А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы / под ред. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1999. – С. 424 .
36. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин/ А.И. Булатов // 3 – е изд. "Просвещение – Юг" – Краснодар, 2009. – С. 538.
37. Бутт Ю.М. Химическая технология вяжущих материалов: учебник для вузов / Ю.М Бутт, М.М.Сычев, В.В Тимашев – М.: Высш. школа, 1980. – С. 472.
38. Вяхирев В.И. Облегчающая добавка к тампонажным растворам / В.И.Вяхирев, В.В. Ипполитов, Е.Г. Леонов и др. // Газовая промышленность. – М.: Газ – Ойл Пресс – Сервис, 1997. – № 6. – С. 21 – 24.
39. Вяхирев В.И. Расширяющиеся тампонажные цементы / В.И.Вяхирев, В.В.Ипполитов, А.А. Фролов и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – С. 52 .
40. Вяхирев В.И. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы / В.И.Вяхирев и др. – М.: Недра, 1999. – С. 180 .
41. Вяхирев В.И. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин / В.И.Вяхирев и др. – М.: Недра, 2000. – С. 134 .
42. Гаврилюк А. Е. Применение содового раствора в качестве буферной жидкости при цементировании эксплуатационных колонн в скважинах / А. Е. Гаврилюк , В. Д. Сафронов // РНТС. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1974, – № 4. – С. 20 – 21.
43. Гайворонский А. А. Крепление скважин и разобщение пластов / А.А. Гайворонский, А.А.Цыбин – М.:Недра, 1981. – С. 367.

44. Гальперина М.К. Глины России для производства керамических изделий / М.К. Гальперина // Обзорно – аналитический справочник. – ВНИИЭСМ. – М., 1992. – С. 123.
45. Гамидов Н. С. Предотвращение образования флюидопроводящих каналов путем уменьшения контракции цементного раствора / Н. С. Гамидов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 9. – С. 51 – 53.
46. Гасан-Заде Н.А. К вопросу нарушения сплошности цементного камня / Н.А. Гасан-Заде, М.Х. Агаев // Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ. – 1973. – № 3. – С. 30 – 33.
47. Гасумов Р.А. Повышение герметичности скважин применением модели давления пригруза при цементировании эксплуатационной колонны / Р.А. Гасумов, В.Е. Дубенко, Ю.С. Минченко и др. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 2. – С. 45 – 48.
48. Гнездов В.П. Разработка седиментационно-устойчивого безусадочного тампонажного раствора на основе портландцемента и технологии его применения при креплении наклонных скважин с аномальными пластовыми давлениями / В.П. Гнездов // Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 1984. – С. 24 .
49. Грачев В.В. Исследование и разработка методов повышения герметичности заколонного пространства / В.В. Грачев // Автореф. дисс. канд. техн. наук., М., 1981. – С. 19.
50. Грег С., Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость / С. Грег, К. Синг – М.: Мир, 1984. – С. 320.
51. Гринько Ю. В. Разработка комплексных реагентов – компаундов для цементирования продуктивных пластов / Ю. В. Гринько // Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Краснодар, 2004. – С. 24.
52. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского

- месторождения (часть 1) / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40 – 50.
53. Григулецкий В.Г. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С.Варламов, В.Г. Григулецкий, Г.П. Варламов, С.П. Варламов - Уфа : – 2004. – С. 619.
54. Гурджиев А. Г. Тампонажные растворы с расширяющей добавкой / А. Г. Гурджиев // Бурение и нефть. – 2007. – № 3. – С. 36 – 37.
55. Гусман А.М., Порожский К.П. и др. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Екатеринбург. – 2002. – С. 576.
56. Данюшевский В.С. Тампонажный цемент с большой величиной расширения / В.С. Данюшевский, И.Ф. Толстых, Чжао Пинхаун // Тр. МИНХ и ГП. – М.: Недра, 1970. – вып. 96. – С. 186 – 195.
57. Данюшевский В.С. Выбор тампонажного цемента для различных условий бурения / В.С. Данюшевский // РНТС сер. «Бурение». – 1973. – вып. 11. – С. 8 – 15.
58. Данюшевский В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, И.Ф. Толстых, В.М. Мильштейн – М.: Недра. – 1973. – С. 311.
59. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В.С. Данюшевский – М.: Недра. – 1978. – С. 293 .
60. Детков В. П. Пути упрочнения контакта цементного камня с глинистыми породами, слагающими стенки скважин / В. П. Детков, Л. В. Макаров // РНТС. Сер.: Бурение. – 1968. – вып. 12. – С. 24 – 29.
61. Детков В.П. О применении азрированных цементных растворов при креплении скважин на нефть и газ / В. П. Детков, Л.В.Макаров // НТС. Сер. «Нефть и газ», 1972. – вып. 12. – С. 21 – 26.
62. Детков В. П. Применение эрозионных буферных жидкостей при цементировании скважин на Самотлоре / В. П. Детков, В. Л. Богданов, З. Ш. Ахмадишин // РНТС. Сер.: Бурение. – 1975. – № 2. – С. 42 – 45.
63. Детков В. П. Буферные жидкости в цементировании скважин / В. П. Детков и др. // Татарские кн. изд – во, – Казань, 1975. – С. 112.

64. Детков В.П. Применение аэрированных суспензий при ремонтно – изоляционных работах в скважинах Самотлорского месторождения / В. П. Детков, В. М. Горбачев // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – № 2. – С. 36 – 40.
65. Детков В. П. Применение аэрированных тампонажных суспензий для цементирования скважин / В. П. Детков, А. К. Сибирзянов // Нефт. хоз–во – 1978. – № 5. – С. 39 – 42
66. Детков В. П. Цементирование наклонных скважин / В. П. Детков – М.: Недра, 1978. – С. 478 .
67. Детков В. П. Аэрированные суспензии для цементирования скважин / В. П. Детков – М.: Недра, 1991. – С. 356 .
68. Детков В. П. Цементирование эксплуатационных колонн в сложных условиях / В. П. Детков, А. Р. Хисматулин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – № 12. – С. 21 – 26.
69. Детков В. П. Влияние буферной жидкости на качество крепления скважин / В. П. Детков, А. Р. Хисматулин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, – 2003. – № 3. – С. 33 – 39.
70. Детков В. П. Физико – химическая механика – основа для разработки технологии цементирования скважин в условиях Крайнего Севера / В. П. Детков, А. Р. Хисматулин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 7. – С. 31 – 37.
71. Детков В.П. Применение аэрированных суспензий при цементировании скважин / В. П. Детков, А. Р. Хисматулин // Нефт. Хоз – во. – 2003. – № 9.– С. 36 – 40.
72. Детков В. П. Оценка давления сил поверхностного натяжения в аэрированном тампонажном растворе / В. П. Детков, А. Р. Хисматулин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. - № 5. – С. 28 – 32.
73. Детков В. П. Изоляционные работы в скважинах различного назначения / В. П. Детков – Просвещение – Юг.- Краснодар:, 2008. – С. 283.

74. Детков В. П. Некоторые вопросы повышения качества крепления скважин / В. П. Детков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – № 1. – С. 32 – 36.
75. Доровских И. В. Выявление закономерностей процессов разрушения скважинной цементной оболочки в условиях повышенной коррозионной активности флюида / И. В. Доровских, В. В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. – № 9. – С. 47 – 52.
76. Доровских И. В. Обоснование применения и разработка коррозионно-стойких тампонажных материалов с конденсированной твердой фазой для строительства скважин / И. В. Доровских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – № 5. – С. 34 – 36.
77. Еременко Т.Е. Влияние реологических свойств и режимов потока на процесс замещения жидкостей при цементировании скважин / Т.Е. Еременко, Д. Ю. Мочернюк, Н. Г. Гелетий // Тр. Укр НИИпроекта. – вып. 9. – 1962. – С. 56 – 66.
78. Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин / Т.Е. Еременко – М.: Недра, 1965. – С. 213 .
79. Еленова А.А. Разработка комплексной добавки для ускоренного твердения цементного камня / А.А. Еленова // Дисс. канд.техн.наук. Москва, 2017. — С. 164.
80. Живаева В.В. Методика определения факторов, влияющих на прочность адгезионной связи цементного камня с обсадной колонной / В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 5. – С. 36 – 38.
81. Запорожец Л.С. Новый коррозионно-стойкий тампонажный материал / Л.С. Запорожец, Н.Х. Каримов, В.С. Данюшевский // Сб. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1979. – вып. 9. – С. 25 – 27.
82. Зейнанов Г.К. К вопросу о причинах смятия и сломов обсадных колонн при эксплуатации скважин / Г.К. Зейнанов, М.Б. Кулиев // Азерб.нефт.хоз – во. – Баку, 1974. – № 9. – С.10 – 12.

83. Зильберман В. И. О регламентирование репрессий на пласты при бурении скважин / В. И. Зильберман, Н. И. Дегтев, М. Г. Ульянов // Нефт. хоз – во. – 1988. – № 12. – С. 16 – 20.
84. Измухамбетов Б.С. применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин / Б.С. Измухамбетов, Ф.А.Агзамов, Б.Т. Умралиев. – СПб.: Недра, 2007. – С. 464.
85. Ильясов Е. Н. Эффективность вытеснения бурового раствора из каверн / Е. Н. Ильясов, В. Г. Смолянинов, Ю. И Терентьев и др. // Нефт. хоз-во. – 1972. - № 8.- С. 24 – 28.
86. Ильясов Е.Н. Удаление фильтрационной корки со стенок скважины химическим способом / Е.Н.Ильясов, Ю. И.Терентьев, В. И. Капралов и др // РНТС. Сер.: Бурение. – М., ВНИИОЭНГ, 1973. – № 3. – С. 18 – 22.
87. Караев А. К. Влияние эксцентричного расположения обсадных колонн на полноту вытеснения промывочного раствора при креплении скважин / Караев А. К., Гасанов Г. Т., Гасанзаде и др. // Нефт. хоз – во. – 1968. - № 12. – С. 22 – 25.
88. Каримов Н.Х. Особенности крепления скважин в соленосных отложениях / Н.Х.Каримов, Н.А. Губин – М.: Недра. – 1974. – С.114.
89. Каримов Н.Х. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями / Н.Х. Каримов, Б.Н. Хахаев, Л.С. Запорожец – М.: Недра. – 1977. – С. 192.
90. Каримов Н.Х. Разработка рецептур расширяющихся тампонажных цемента / Н.Х Каримов, В.С. Данюшевский // Обзорн. инф.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1980. – С. 48 .
91. Каримов Н.Х. Обоснование необходимого расширения тампонажных материалов / Н.Х. Каримов // Реф. Об. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1983. – № 7. – С. 35 – 36.
92. Каримов Н.Х. Оптимальная кинетика расширения тампонажных материалов / Н.Х. Каримов // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 11. – С. 22 – 25.

93. Каримов Н.Х. Разработка составов и технологии применения расширяющихся тампонажных материалов для цементирования глубоких скважин в сложных геологических условиях / Н.Х. Каримов // Автореф. дисс. д – ра. техн. наук. Уфа, 1986. – С.49.
94. Каримов Н.Х. Условия повышения контактных напряжений в заколонном пространстве скважин / Н.Х. Каримов, Н.К.Бакиров // Бурение нефтяных и газовых скважин: межвуз. сб. трудов УНИ. – Уфа, 1990. – С. 258.
95. Катеев Р.И. Облегчающая добавка для тампонажных растворов / Р.И. Катеев, С.И. Амерханова, М.Г. Газизов и др // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 47 – 49.
96. Ключов А.А. Облегченный тампонажный раствор для низкотемпературных скважин / А.А.Ключов, Б.И. Ключов // А.с. 884368 СССР, МКИ³ Е 21 В 33/138. – 1981. – № 32.
97. Ключов А.А. Тампонажные растворы пониженной плотности для цементирования газовых скважин / А.А. Ключов, М.М. Шаляпин и др. – М.: ВНИИГазпром, 1982. – № 8. – С. 1 – 18.
98. Ключов А.А. К эффективности использования тампонажных растворов понижаенной плотности / А.А. Ключов // ЭИ. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. – 1985. – вып.10. – С. 9 – 11.
99. Ключов А.А. Быстрохватывающиеся тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / А.А. Ключов, М.М.Шаляпин, Т.В. Кузнецова и др. // Обзорная информация. Газовая промышленность. Серия «Бурение газовых и газоконденсатных скважин». – М. – 1987. – С. 33.
100. Ключов А.А. Разработка и исследование цементных тампонажных композиций, твердеющих при пониженных температурах / А.А. Ключов // Автореф. дисс. д – ра. техн. наук. – М. – 1993. – С.40 .
101. Костырин В. И. Тампонажные материалы и химические реагенты / В. И. Костырин // Справ. пособ. – М.: Недра, 1989. – С. 142.
102. Кравцов В. М. О путях повышения надежности крепления скважин на ПХГ / В. М. Кравцов // МНТС. – Уфа: Изд. Уфимс. нефт. ин – та, 1983. – С. 93 – 103.

103. Кравченко И.В. Расширяющийся цемент / И.В Кравченко – М.: Госстройиздат, 1962.
104. Кравченко И.В. Теоретические основы получения специальных цементов / И.В. Кравченко , Т.В. Кузнецова // Цемент. – 1982. – № 9. – С.17 – 19.
105. Красильников К.Г. Физико–химия собственных деформаций цементного камня / К.Г. Красильников, Л.В.Никитина, Н.Н. Скоблинская –М.,Стройиздат. – 1980. – С. 255 .
106. Кривобородов Ю.Р. Тампонажный цемент для скважин с аномально высокими пластовыми давлениями / Ю.Р. Кривобородов // Техника и технология силикатов, 1999. – № 1– 2. – С. 4 – 7.
107. Кривобородов Ю.Р. Тампонажные цементы для скважин с особыми горно – геологическими условиями / Ю.Р. Кривобородов // Международное совещание по химии и технологии цемента. – М. – 2000. – С. 84 – 92.
108. Кривобородов Ю.Р. Расширяющийся тампонажный материал пониженной плотности / Ю.Р.Кривобородов, Н.В.Самсоненко и др. // Патент РФ №2192539, 2002. – опубл. Бюл.№ 31.
109. 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.
110. Кривобородов Ю.Р. Тампонажный состав / Ю.Р.Кривобородов, Н.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2204694 , 2003. – опубл. Бюл. № 14.
111. Кривобородов Ю.Р. Облегченные тампонажные цементы / Ю.Р. Кривобородов, Н.В. Самсоненко, А.Н.Долгополов // НИЦ Газпром, 2005. – № 1. – С. 18 – 27.
112. Кривошей А. В. Разработка расширяющихся тампонажных смесей для низких и умеренных температур / А. В. Кривошей // Нефт. хоз – во. – 2005. – № 4. – С. 36 – 37.

113. Кривошей А.В. Влияние избыточного давления на адгезию расширяющегося цементного раствора – камня / А.В. Кривошей, Д. Ф.Новохатский, Л.И Рябова // Бурение и нефть. – 2008. – № 12. – С. 28 – 29.
114. Курбанов Я.М. Тампонажные растворы для глубоких нефтегазовых скважин/ Я.М.Курбанов, Б.Н. Хахаев и др. – М.: Недра, 1996. – С. 239.
115. Крылов В.И. Осложнения при бурении скважин / В.И. Крылов – М.: Недра, 1965. – С. 247.
116. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах / В.И. Крылов – М. : Недра. 1980. – С. 16.
117. Кузнецова Т.В. Химия и технология расширяющихся и напрягающих цементов / Т.В. Кузнецова. – М. : ВНИИЭСМ, 1980. – С. 56.
118. Кузнецова Т.В. Алюминатные и сульфоалюминатные цементы / Т.В. Кузнецова – М.: Стройиздат, 1986. – С. 206.
119. Кузнецов Ю.С. Жидкость для глушения скважин на основе отходов соды / Ю. С. Кузнецов, В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2013. – N 1. – С. 34 – 35.
120. Куницких А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами / А.А. Куницких // Дисс. канд.техн.наук – Пермь, – 2016. – С. 144.
121. Литвишко В.Г. Вытеснение глинистого раствора при цементировании скважин / В.Г. Литвишко, Л. И. Векслер // Тр. ВНИИНГП. – вып. 11. – 1967. – С. 173 – 183.
122. Людвиг Х. – М., Дрессель Д. Синтетические гидраты силиката кальция в сборных железобетонных конструкциях // СРІ Международное бетонное производство. – 2011. – № 5. С. 42 – 46.
123. Мавлютов М.Р. Результаты испытаний опытной партии вяжущего при цементировании обсадных колонн / М.Р. Мавлютов, В.М. Кравцов, В.П. Овчинников и др. // Бурение. – 1979. – № 6. – С. 56.

124. Мавлютов М.Р. Исследование коррозии мономинеральных цементов в условиях сероводородной агрессии / М.Р. Мавлютов, В.М. Кравцов // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. – 1981 . – № 5. – С. 13 – 20.
125. Мавлютов М.Р. Долговечность цементного камня в нефтяных и газовых скважинах / М.Р. Мавлютов, Ф.А. Агзамов, В.П. Овчинников и др. – Уфа.: Изд – во УНИ, 1987. – С. 94.
126. Макаров Л.В. Влияние буферной жидкости на высоту подъема цементных растворов при цементировании скважин / Л.В. Макаров, С. В. Болгимбаев, В. П. Детков // РНТС. Сер.: Бурение. – М., ВНИИОЭНГ, 1967. – № 10. – С. 32 – 35.
127. Малеванский В. Д. О повышении качества цементирования нефтяных и газовых скважин / В. Д. Малеванский // Нефт. хоз-во. – 1962. – № 10. – С. 18 – 22.
128. Малеванский В. Д. Основные требования по обеспечению высококачественного цементирования скважин газовых и газоконденсатных месторождений / В. Д. Малеванский – М.: Недра, 1964. – С. 150.
129. Минченко Ю.С. Совершенствование технологии цементирования эксплуатационной колонны при строительстве высокопроизводительных скважин ПХГ / Ю.С. Минченко // Дисс. канд.техн.наук. Ставрополь: ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ», 2015. — С.174.
130. Мильштейн В.М. Практика цементирования нефтяных и газовых скважин / В.М. Мильштейн – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – С. 67.
131. Мирзаджанзаде А.Х. Применение высокомолекулярных добавок для изоляции поглощающих пластов / А.Х. Мирзаджанзаде, В. И.Мищевич, Ю. Г. Мамедов // Нефт. хоз-во. – 1970. – № 1. – С. 25 – 28.
132. Мнацаканов В.А. Ключевые технологические проблемы строительства скважин / В.А. Мнацаканов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.:ВНИИОЭНГ. – 2010. – № 5. – С. 4 – 7.
133. Моради Сейед Шахаб Табатабаи Буферная жидкость для цементировании обсадных колонн в условиях высоких давлений и температур / Сейед Шахаб Табатабаи Моради, Н.И.Николаев, национальный минерально – сырьевой

- университет "Горный"//доклад на Российской технической нефтегазовой конференции. – 2014.
134. Мчедлов – Петросян О.П. Расширяющиеся составы на основе портландцемента/ О.П. Мчедлов – Петросян , Л.Г. Филатов. – М., Стройиздат, 1975.
135. Назаров В.И. Определение зоны смешения глинистого и цементного растворов при цементировании обсадных колонн / В.И. Назаров // РНТС. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1968. – № 9. – С. 27 – 28.
136. Немировский А.В. Открытые фонтаны на континентальном шельфе: Анализ причин / А.В. Немировский // НТЖ. Газовая промышленность. – М.: Недра, 1986. – № 8. – С. 43 – 44.
137. Нижник А.Е. Использование эффективных буферных жидкостей – залог качественного цементирования обсадных колонн / А.Е. Нижник, Т. В. Шамина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2004. – № 5. – С. 28 – 31.
138. Нижник А.Е. Особенности крепления сеноманских скважин на Песцовом и Заполярном месторождениях / А.Е.Нижник // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 5. – С. 50 – 52.
139. Нижник А.Е. Совершенствование технологических процессов и технических средств при заканчивании скважин / А.Е. Нижник // Автореф. дисс. д-ра техн. наук. – Краснодар, 2009. – С. 51.
140. Новохатский Д.Ф. Оценка качества цементирования скважин геофизическими методами / Д.Ф. Новохатский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 2. – С. 33 – 35.
141. Овчинников П.В. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П.В. Овчинников , В.Г. Кузнецов и др // Недра-Бизнесцентр. – 2002. – С. 115 .
142. Оголихин Э.А. Влияние всестороннего гидравлического давления на физико-механические свойства цементного камня при различных температурах. / Э.А.

- Оголихин, Л.К. Мухин, П.А.Ежов // Тр. МИНХ и ГП им.И.М. Губкина. – М.: Недра, 1970. – Вып.96. – С.166 – 173.
143. Орешкин Д.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород / Д.В.Орешкин, А.А.Фролов, В.В. Ипполитов. – М.: Недра, 2004. – С. 232.
144. Паркер П.Н. Применение расширяющихся цементов для цементирования скважин / П.Н Паркер, В.В.Уол // Экспресс-информация нефтегазодобывающей промышленности. –1966. – № 34. – С. 25 – 27.
145. Паркер П.Н. Цементирование скважин при низких скоростях замещения бурового раствора / П.Н. Паркер // РНТС. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1969. – № 12. – С. 25 – 27.
146. Первушин Г.Н. Проблемы трещиностойкости облегченных цементных материалов / Г.Н.Первушин , Д.В. Орешкин. – Ижевск.: ИжГТУ, 2003. – С. 350.
147. Перейма А.А. Разработка тампонажных материалов и технологических жидкостей для заканчивания и ремонта скважин в сложных горно-геологических условиях / А.А. Перейма // Автореф. дисс. д-ра техн. наук. – Ставрополь, 2009. – С.42 .
148. Перейма А. А. Применение безусадочных тампонажных материалов для повышения качества крепления скважин / А. А. Перейма, Н. М. Дубов, В. С.Барыльник , Самсоненко Н.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море . – М.: ВНИИОЭНГ. – 2010. – № 5. – С. 41 – 45.
149. Перейма А. А. О влиянии химической обработки тампонажных растворов на эффективность действия расширяющих добавок / А. А. Перейма, Ю. С. Минченко, С. Г.Трусов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2011. – № 5. – С. 27 – 30.
150. Поляков В. Н. Системные решения технологических проблем строительства скважин / В. Н.Поляков, В. И.Вяхирев, В. В. Ипполитов (под общ. ред. В.Н. Полякова. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – С. 240.
151. Поляков В. Н. Технологические проблемы разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин / В. Н. Поляков и др. // Строительство

- нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2009. – № 6. – С. 34 – 37.
152. Протасов Г. Н. Пути повышения качества контакта цементного камня с глинистыми породами, слагающими стенки скважины / Г. Н.Протасов, М. М. Абдулаев, В. Н. Еременко // РНТС. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1968. – № 12. – С. 15 – 17.
153. Райкович С.И. Межколонные давления и заколонные движения флюидов в скважинах. Пути решения проблемы II Тр. международного технологического симпозиума "Интенсификация добычи нефти"/ С.И. Райкович // Институт нефтегазового бизнеса. – М., 2003. – С. 579 – 587.
154. Райкович С.И. Способ предупреждения миграции газа по заколонному пространству нефтяных и газовых скважин, а также последующих межколонных газопроявлений и грифонов газа на их устье. / С.И. Райкович // Патент № 2235858 РФ, МПК E 21 B 33/14, опубл. 2004.
155. Расизаде Я. М. Опыт применения вязкоупругого разделителя для очистки ствола скважины при ее бурении и креплении / Я. М. Расизаде и др. // РНТС. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – вып. 12. – С. 32 – 34.
156. Рахимбаев Ш.М., Булатов А.И., Ганиев Г.Г. Пути понижения давления при цементировании скважин / Ш.М. Рахимбаев, А.И.Булатов, Г.Г. Ганиев // Бурение. – 1970. – № 2. – С.27 – 30.
157. Резниченко И. Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И. Н. Резниченко – М.: Недра, 1982. – С. 230.
158. Рогов В. В. Экспериментальные исследования показателей свойств тампонажных материалов на базе гранулированного пеностекла термогласс / В. В.Рогов, И. Ф. Чупров, А. С. Фомин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – М.: ВНИИОЭНГ. – 2011. – № 2. – С. 31 – 33.
159. Розман Д.А. Регулирование свойств напрягающих и расширяющихся цементов путем изменения их зернового состава и ввода новых расширяющихся добавок / Д.А. Розман //Автореф. дисс. канд.техн.наук. – М. –1985. – С. 20 .

160. Руководство по применению химических добавок в бетоне. – М.: Стройиздат. – 1985. – С. 64.
161. Рябоконт С.А. Влияние опрессовки обсадных колонн на качество цементирования скважин / С.А.Рябоконт, Д.Ф. Новохатский // Нефт. хоз-во. – 2003. – № 3. – С.41 – 43.
162. Савенок О.В. Разработка облегченных цементов для борьбы с поглощениями тампонажного раствора / Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – № 10 –11. – С. 26 – 28.
163. Савенок О.В. Новая технология ликвидации интенсивных поглощений / М.О.Ашрафьян, Н.Б. Савенок // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – № 6 – 7. – С. 23 – 25.
164. Самсоненко Н.В. Состав и свойства тампонажного цемента с регулируемой плотностью / Н.В. Самсоненко // Сборник докладов Всероссийской научно – технической конференции РГУНГ им. И.М.Губкина. – М., 2000. – С. 31 – 33.
165. Самсоненко Н.В. Тампонажный цемент с применением сульфоалюминатной добавки // 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 / Н.В. Самсоненко, Ю.Р. Кривобородов // строительство – формирование среды жизнедеятельности. – М., 2000. – 4.2. – С. 76 – 77.
166. Самсоненко Н.В. Расширяющийся облегченный тампонажный цемент/ Н.В. Самсоненко // Дисс. канд.техн. наук – М., 2006.
167. Самсоненко А.В. Сухая смесь для буферного раствора / А.В.Самсоненко, Н.В. Самсоненко, В.И. Самсоненко и др.// Патент РФ №2324721 , опубл. 20.05.2008. – Бюл. № 14.
168. Самсоненко Н.В. Способ цементирования скважин / Н.В.Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В.Самсоненко и др. // Патент РФ № 2369722, опубл. 2009. –Бюл. № 28.

169. 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. – № 4. – С. 30 – 34.
170. 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.
171. 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.
172. Самсоненко Н.В.Расширяющийся тампонажный материал / Н.В.Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В.Самсоненко и др. // Патент РФ № 2380392, опубл. 27.01.2010. – Бюл. № 3.
173. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора / Н.В.Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В.Самсоненко и др.// Патент РФ № 2401292 , опубл.10.10.2010. – Бюл. № 28.
174. 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.
175. 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.
176. 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.
177. Самсоненко А.В. Разработка порошкообразных смесей и технологии цементирования скважин в условиях низких пластовых давлений/ диссер. канд. тех. наук / А.В. Самсоненко // Науч. – произв. Об – ние "Буровая техника". – М. – 2011. – С. 200.
178. Самсоненко А.В. Результаты исследования коррозионной устойчивости тампонажного камня в агрессивных средах / А.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 1. – С. 41 – 43.
179. 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.
180. 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. 41 – 43.
181. 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.
182. 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.
183. Самсоненко А.В. Опыт применения новых материалов и инновационной технологии цементирования эксплуатационной колонны 168 мм на Харьгинском 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.
184. Самсоненко Н.В. Комплекс оборудования для цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ на полезную модель № 113299. – 2012. – Бюл. № 4.
185. Самсоненко Н.В. Комплекс оборудования для цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ на полезную модель № 134851. – 2013. – Бюл. № 33.
186. 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.
187. 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 – 21.
188. 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.
189. Самсоненко А.В. Пути повышения качества крепления обсадных колонн в районах распространения многолетнемерзлых пород / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 2. – С. 36 – 43.
190. 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.
191. 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.

192. 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.
193. Самсоненко Н.В. Способ устранения заколонных перетоков и межколонных давлений в нефтяных и газовых скважинах / Н.В.Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В.Самсоненко и др. // Патент РФ № 2550116, опубл. 10.05.2015. – Бюл. № 13.
194. 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.
195. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные технологии для повышения качества цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016, – № 7, – С. 42 – 47.
196. 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.
197. 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.
198. 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.

199. 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 – 19.
200. 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.
201. 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.
202. Самсоненко Н.В. Инновационные порошкообразные смеси и технологии цементирования обсадных колонн в скважинах Восточно – Мессояхского месторождения / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц // Булатовские чтения: материалы I Международной научно – практической конференции. – Т. 3 – Краснодар: Издательский Дом – Юг.: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2017. – С. 244 – 251.
203. Самсоненко Н.В. Современные известные и новые тампонажные смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах разного назначения //Инженер – нефтяник. – 2018, – № 3, – С.24 – 29.
204. Самсоненко Н.В. Известные и новые тампонажные смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах подземных гелиехранилищ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2018, – №11, – С. 34 – 39.
205. Самсоненко Н.В. Результаты сравнения известных и новых тампонажных смесей и технологий первичного цементирования обсадных колонн // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2018, – № 4, – С.20 – 26.

206. Самсоненко Н.В. Разработка и внедрение в производство порошкообразных смесей и технологий первичного цементирования скважин // Инженер – нефтяник. – 2019, – № 2, – С. 24 – 29.
207. Самсоненко Н.В. Проблемы цементирования обсадных колонн при строительстве нефтегазовых скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020, – № 2, – С. 20 – 25.
208. Самсоненко Н.В. Рекомендуемые к применению новые смеси и технологии для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах Баяндыского месторождения // Инженер – нефтяник. – 2020, – № 1, – С. 30 – 36.
209. Самсоненко Н.В. Анализ и предложения по повышению качества цементирования скважин на Штокмановском ГКМ на примере разведочной скважины № 7 // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – № 3(45), – 2020, – С. 40 – 46.
210. Самсоненко Н.В. Пути повышения качества крепления скважин // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно – практической конференции: сборник статей. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2020, – С. 331 – 335.
211. Тейлор, Х. Химия цемента. / Х. Тейлор; Перевод с английского : А. И. Бойкова, Т. В. Кузнецова. – М.: Мир, 1996. – С. 560.
212. Тугунов П.И. Теплообмен скважины с мерзлыми породами / П.И.Тугунов, Р.Х. Санников, М.Р.Мавлютов // Технология бурения нефтяных и газовых скважин – Межвузовский науч. – темат.сб. – Уфа: Изд.Уфимский нефтяной институт., 1983. – С.3 – 14.
213. Уханов Р. Ф. Совершенствование технологии применения буферных жидкостей / Р. Ф. Уханов // ТНТО. Сер. Бурение. – М.:ВНИИОЭНГ. – 1977. – С. 89.
214. Фарукшин Л. Х. Исследование прочности тампонажных цементов в условиях всестороннего давления / Л. Х. Фарукшин // Тр. ВНИИБТ. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – Вып. IX. – С. 56 – 60.

215. Фаттахов З.М. Причины возникновения межколонных давлений на скважинах Астраханского ГКМ / З.М.Фаттахов // Обзорная информация. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ООО "ИРЦ Газпрома". – 2003. – С. 45.
216. Федоров Г.Г. Применение аэрированных жидкостей при цементировании скважин на полуострове Мангышлак / Г.Г.Федоров, В.П.Детков, В.А. Иштутинов и др. // ТНТО. Сер: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1968. – С.152 – 166.
217. Фролов А.А. Облегченный расширяющийся тампонажный раствор / А.А.Фролов, В.Ф.Янкевич, В.П.Овчинников и др. // Изв.ВУЗов.Нефть и газ. – Тюмень. – ТюмГНГУ. – 1977. – № 5. – С.77 – 79.
218. Фролов А.А. Облегченный расширяющийся тампонажный раствор / А.А.Фролов, В.Ф.Янкевич, В.П.Овчинников и др. // Изв.Вузов: Нефть и газ. – Тюмень. – ТюмГНГУ. –1997. – № 5. – С.77 – 79.
219. Фролов А.А. Специальные тампонажные материалы для разобщения газосодержащих горизонтов месторождений Крайнего Севера / А.А.Фролов // Изв. Вузов: Нефть и газ. – 2000. – № 5. – С. 23 – 30.
220. Фролов А.А. Совершенствование технических средств и технологий для цементирования газовых скважин месторождений Крайнего Севера / А.А. Фролов // Изд – во ТюмГНГУ. – Тюмень. – 2000. – С.164.
221. Фролов А.А. Опыт применения облегченных кремнеземсодержащих растворов при цементировании скважин месторождений Крайнего Севера / А.А.Фролов, В.П.Овчинников, П.В. Овчинников и др. // Бурение. – М., 2001. – № 5. – С.19 – 22.
222. Халитова Э.Г. Анализ причин межколонных давлений на газовых скважинах Бованенковского НГКМ и разработка мероприятий по их ликвидации / Э.Г. Халитова // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. –С.41 – 43.
223. Хаук Х. Г., Кёниг Р. С-S-N: современный подход к ускорению // СРІ Международное бетонное производство. 2013. – № 2. – С. 26 – 30.

224. Хисматулин А. Р. К вопросу об обводненности скважин / А. Р. Хисматулин, В. П. Детков // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С.47 – 53.
225. Хисматулин А. Р. Механизм эффекта аэрации тампонажных суспензий / А. Р. Хисматулин, В. П. Детков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – М.: ВНИИОЭНГ. – 2004. – № 11. – С. 29 – 34.
226. Хисматулин А. Р. Исследование аэрированных суспензий применительно к цементированию скважин в условиях АНПД / А. Р. Хисматулин // Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Краснодар. – 2006. – С. 22 .
227. Шадрин Л. Н. Зависимость скорости водоотдачи от режима течения цементных растворов / Л. Н.Шадрин, Е. М. Соловьев // Тр. МИНХ и ГП. – вып. 60. – 1966. – С. 105 – 119.
228. Шарафутдинов З.З. Прорыв пластовых флюидов через зацементированное пространство скважин и основные пути его предотвращения. – ч. 2/ 3. З.Шарафутдинов, В. В. Ипполитов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2008. – № 7. – С. 42 – 49.
229. Шарипов А. У. Повышение качества цементирования при применении методов химического и механического удаления глинистой корки со стенок скважины / А. У. Шарипов, Р. М. Клявин // Тр. конференции по вопросам технологии цементирования скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1970. – С. 34 – 37.
230. Шейкин А.Е. Безусадочный портландцемент / А.Е.Шейкин, Т.И. Якуб – М.: Стройиздат, 1970. – С. 157 .
231. Шерстнев Н. М. Применение вязко – упругих сред при бурении скважин / Н. М. Шерстнев, Я. М. Расизаде, Н. А. Сидоров // ТНТО. Сер.: Бурение. – М.:ВНИИОНЭНГ. – 1976. – С. 179 .
232. Шерстнев Н. М. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении / Н. М. Шерстнев, Я. М. Расизаде, С. А. Ширинзаде – М.: Недра, 1979. – С. 304.
233. Шихалиев Ф. А. К применению упруго – вязкого разделителя при цементировании нефтяных и газовых скважин / Ф. А. Шихалиев, Г. А. Журавлев // Азерб. нефт. хоз – во. – 1973. – № 3. – С. 19 – 21.

234. Шишов В. А. Определение в промысловых условиях эффективного коэффициента смешения бурового и цементного растворов при турбулентном режиме / В. А. Шишов, Р. Ф. Уханов, Э. Ш. Рутберг // Нефт. хоз – во. – 1972. - № 2. – С.18 – 20.
235. Шляховой Д. С. Исследования по повышению качества цементирования скважин и сохранению свойств продуктивных пластов / Д. С. Шляховой // Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Краснодар, 2009. – С. 24.
236. Шуть К.Ф. .Предупреждение осыпей и обвалов кристаллических пород во время бурения скважин / К.Ф.Шуть // Автореф. дисс. канд. техн. наук. – Москва, 2009. – С. 22.
237. 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.
238. Юзбашев Г.С. О влиянии объемного изменения цементного камня на передачу давления цементным кольцом / Г.С. Юзбашев, Л.Х. Фарукшин // Тр.ВНИИБТ. – М.: Гостоптехиздат, –1963. – Вып.IX. – С. 49–55.
239. Erik B Nelson, Dominique Guillot. Well cementing [M]. Schlumberger, 2006. -p. 219-231.
240. ISO 10426-2:2003 Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 2: Testing of well cements.
241. Keller S.R., Crook R.J. et al // Deviated-wellbore cementing: Part 1. J. of Petrol. Technol., 1987. Vol. 39. №8. – p. 48.
242. Liu, Gefei, Weber, Lawrence D. Centralizer Selection and Placement Optimization // 150345 – MS SPE Conference Paper – 2012. p. 150 – 160.
243. Howard G.C., Clark J.B Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing // Oil and Gas J. – 1948. – Vol. 46, № 46. – p. 92 – 98.

244. Ludwig, H. –M.; Neumann, Th.; Rothenbacher, W.: Eigenschaften und Anwendung eines Schnellzementes für konstruktive Bauteile, in: Beton 2008. No. 1. P.10 – 17.
245. Wojtanowicz A., Manowski W., Nishikawa S. Gas Flow in Wells after cementing / Final report. – Louisiana State University, Raton Rouge, Louisiana, – 2000., September 5. – P.85.

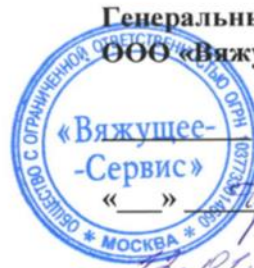
ПРИЛОЖЕНИЯ

ООО «Вяжущее – Сервис»

ОКП 57 3900

Группа Ж 12

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «Вяжущее – Сервис»

Н.В. Самсоненко

« » _____ 201 г.*12.01.2011*

СМЕСИ ТАМПОНАЖНЫЕ ПОРОШКООБРАЗНЫЕ

Технические условия

ТУ 5739-002-14142287-2011

Впервые

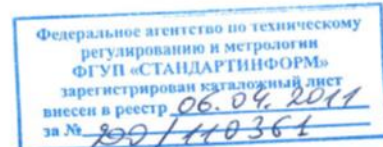
Срок введения с «12» 01 2011 г.

РАЗРАБОТАНО

ООО «Вяжущее – Сервис»

Заместитель генерального
директора*[Signature]* К.С. Двукраев
«17» 12 2010 г.Заместитель генерального
директора*[Signature]* В.И. Самсоненко
«24» 12 2010 г.

2011 г.



Инь. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата




**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА**
 Межрегиональное управление №1 Федерального медико-биологического агентства

(наименование территориального органа)

САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
 № 77.МУ.02.573.П.001321.08.08 от 12.08.2008 г.

Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что продукция:
Материал тампонажный седиментационно-устойчивый.

изготовленная в соответствии
 ТУ 5739-001-14142287-2007 "Материал тампонажный седиментационно-устойчивый", декларация о соответствии.

СООТВЕТСТВУЕТ (НЕ СООТВЕТСТВУЕТ) санитарным правилам
(ненужное зачеркнуть, указать полное наименование государственных санитарно-эпидемиологических правил и нормативов):
 СП 2.6.1.758-99 "Нормы радиационной безопасности" (НРБ -99),

Организация-изготовитель
 ООО "Вяжущее-Сервис" 125480, г. Москва, ул. Героев-Панфиловцев, д. 1/2, Российская Федерация

Получатель санитарно-эпидемиологического заключения
 ООО "Вяжущее-Сервис" 125480, г. Москва, ул. Героев-Панфиловцев, д. 1/2, Российская Федерация

Основанием для признания продукции, соответствующей (не соответствующей)
 санитарным правилам, являются (перечислить рассмотренные протоколы исследований, наименование
 учреждения, проводившего исследования, другие рассмотренные документы):
 Протокол № 390СВ03-08 от 28.03.2008 г. ИЛ ЭП ЭМС (атт. аккр. РОСС.RU.0001.515247)

№ 2038676

© ЗАО «Первый печатный двор», г. Москва, 2008 г., тираж - 10.

ГИГИЕНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКЦИИ	
Вещества, показатели (факторы)	Гигиенический норматив (СанПиН, МДУ, ПДК и др.)
активность 40K, Бк/кг	4353
активность 232Th, Бк/кг	282
активность 226Ra, Бк/кг	370
	
Область применения: для цементирования газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин.	
Необходимые условия использования, хранения, транспортировки и меры безопасности: По нормативно-технической документации производителя	
Информация, наносимая на этикетку: Наименование продукции, наименование и адрес фирмы-производителя	
Заключение действительно до 12.08.2013 г.	
Главный государственный санитарный врач (заместитель главного государственного санитарного врача)	
 	
Бланк N 2038676	

Формат А4. Бланк. Срок хранения 5 лет.



Усинский филиал

ТЕХНИЧЕСКИЙ АКТ

о проведении работ по цементированию на скважине № 5153 куст № 5150месторождение : ХарьягинскоеДата проведения работы : 23 октября 2010г.

Мы, нижеподписавшиеся:

Представитель ООО БК Евразия

Патраков В.Н

Представитель "Заказчика"

Стоянов Ю.М.

Представитель УФ ООО "Новый Технологический Сервис"

Шеин А.В.

Буровой мастер

Богомяжков В.В.составили настоящий акт о том, что при цементировании эксплуатационной колонны 168,3мм произведены следующие работы:

ПАРАМЕТРЫ КОЛОННЫ и ОПИСАНИЕ РАБОТЫ

Забой скважины 1778 м.

Диаметр ствола скважины 215,9 мм. Диаметр колонны 168,3 мм.

Длина труб по секциям внут. диам 150,2 мм. Глубина от 0 м. до 1776,25 м.

внут. диам _____ мм. Глубина от _____ м. до _____ м.

внут. диам _____ мм. Глубина от _____ м. до _____ м.

ЦКОД: 1764,27 м. Башмак 1776,25 м. Центраторы 53 шт.

Турбулизаторы 10 шт.

Параметры буровой раствор : p=1,14 УВ=57с Ф=4,5см3/30мин

Начало спуска : 22 окт 2010г. Время 17:00

Конец спуска : 23 окт 2010г. Время 7:00

Промывка скважины: время промывки 1 час 30 мин

Время прибытия: 23:30:00 Число 22 окт 2010г.

Время убытия: 13:30:00 Число 23 окт 2010г.

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ :

Буфер: вода _____ м3

Хим. Буфер _____ м3

Отмывочный цем.раствор: 11,3 м3 Плотность: 1500 кг/м3 Кол-воСУБМ 10т

ОБЛЕГЧЁННЫЙ ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР :

КолвоСУТМ. 35 т. Объем 29,54 м3 Плотность: 1560 кг/м³

Хим. реагенты (%-ное содержание) _____ %

_____ %

_____ %

ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР :

Кол-во цем. _____ т. Объём _____ м³ Плотность: _____ кг/м³

Хим. реагенты (%-ное содержание) _____ %

_____ %

_____ %

ЗАМЕЩЕНИЕ :

Объем замещения 31,82 м³

Начало замещения 10:49 ч. Конец замещения 11:45 ч.

Давление: Рабочее 108 Атм Стоп 148 Атм

Выход на устье 12 м³

ОЗЦ 24 часа

ПРИМЕЧАНИЕ :



Усинский филиал

ТЕХНИЧЕСКИЙ АКТ

о проведении работ по цементированию на скважине № 5148 куст № 5150месторождение : ХарьягинскоеДата проведения работы : 23 ноября 2010г.

Мы, нижеподписавшиеся:

Представитель УФ ООО "БК Евразия"

Мусатов А.В.

Представитель ООО "Вяжущее-Сервис"

Дзукраев К.С.

Представитель "Заказчика" супервайзер

Стоянов Ю.М.

Представитель УФ ООО "Новый Технологический Сервис"

Шейн А.В.

Буровой мастер УФ ООО "БК Евразия"

Газиев В.А.

составили настоящий акт о том, что при цементировании произведены следующие работы:

эксплуатационной колонны 168,3 мм

ПАРАМЕТРЫ КОЛОННЫ и ОПИСАНИЕ РАБОТЫ

Забой скважины 2003 м.

Диаметр ствола скважины 215,9 мм. Диаметр колонны 168,3 мм.

Длина труб по секциям внут. диам 150,5 мм. Глубина от 0 м. до 2002,68 м.

внут. диам _____ мм. Глубина от _____ м. до _____ м.

внут. диам _____ мм. Глубина от _____ м. до _____ м.

ЦКОД: 1992,66 м Башмак 2002,68 м. Центраторы 41 шт.

МСЦ: _____ м Турбулизаторы 10 шт.

Параметры буровой раствор : p=11,6 г/см³ УВ= 52с Ф= 6см³/30мин

Начало спуска : 22.11. 2010г. Время 18:00

Конец спуска : 23.11. 2010г. Время 9:00

Промывка скважины: 3 часа P=42 атм расход 16 л/сек

Время прибытия: 11:20:00 Число 23.11. 2010г.

Время убытия: 20:00:00 Число 23.11. 2010г.

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ :

Буфер: вода _____ м³Кол-во СУБМ 10 т.Отмывочный цем.раствор: 12,18 м³ Плотность: 1450 кг/м³

ОБЛЕГЧЁННЫЙ ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР :

Колво СУТМ _____ т.

Хим. реагенты (%-ное содержание)

Объем _____ м³Плотность: _____ кг/м³

ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР :

Кол-во цем. 38 т.

Хим. реагенты (%-ное содержание)

Объем 38,85 м³Плотность: 1580 кг/м³

ЗАМЕЩЕНИЕ :

Объем замещения 39,43 м³Начало замещения 17:28 ч.Конец замещения 18:35 ч.

Давление:

Рабочее 100-110 АтмСтоп 150 Атм

Выход на устье

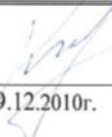
6 м³ОЗЦ 48 часа

ПРИМЕЧАНИЕ :

Приготовление цементного раствора производилась при плотности 1,56 г/см³. Плотность в осреднительной установке составила 1,47 г/см³. Плотность при закачке в скважину 1,58 г/см³(по станции СКЦ)



ОАО ПЕРМНЕФТЕГЕОФИЗИКА
 Центр обработки и интерпретации
 Полазненский регион

Утверждаю:
 Гл.геолог  З.А.Кетова
 29.12.2010г.

**Заключение
 о качестве цементирования эксплуатационной колонны**

Площадь Маговская Скважина № 129

**Заказчик: ООО БК «Евразия»
 Пермский филиал БЭ**

Недропользователь: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Данные по скважине:

Категория скважины: эксплуатационная
 Забой скважины (м): 2565.0

Кондуктор диаметром (м): 0.324
 Спущен на глубину (м): 129.6
 Зацементирован: 31.10.2010г.
 Проектная высота подъема цемента (м): устье

Тех. колонна диаметром (м): 0.245
 Спущена на глубину (м): 799.2
 Зацементирована: 18.11.2010г.
 Проектная высота подъема цемента (м): устье

Экспл. колонна (м): 0.168
 Спущена на глубину (м): 2632.0
 Зацементирована: 22.12.2010г.
 Проектная высота подъема цемента (м): устье

Данные по исследованию:

Вид замера: после заливки
 Способ заливки: ступенчатый

Исполнитель работ:
 Каротажная партия № 1
 Начальник партии: Лебедев А.Н.

МЦС (м): 1881.0-1881.7

Данные по цементированию

Колонна	Характеристика цементного раствора, т					
	Цемент	Опил (м ³)	NaCl	Кордовое волокно (м ³)	CaCl ₂	ПТЦ
Кондуктор			0.630			17.0
Тех. колонна			1.900		0.789	40.0

Колонна	Характеристика цементного раствора, т								
	ПЦТ «G»	Гидроцемент «B»	Гидроцемент «H»	Полицемент «ДФ»	Адгезил	СУТМ	РУ	СУБМ	CaCl ₂
Экс. кол	29.0	0.075	0.035	0.075	0.175	43.0	0.450	8.0	0.900

Проведенный комплекс исследований

Методы	Масштаб	Интервалы исследований, м	Скв. прибор	Дата проведения исследований
АКЦ/ПВП	1/500	0-2609.4	МАК-2 ВЧ № 902	27.12.2010г.
ЭМДСТ	1/500	9.5-2605.7	ЭМДСТ-МП № 06	-/-
ГГК	1/500	0-2605.5	СГДТ-100 № 75	-/-
АКЦ/ПВП; ГГК 1/200 (1780-1970) (2260-2605.5)				

Характеристика качества цементирования

№ п/п	Интервалы глубин, м		Состояние контакта		
	кровля	подошва	с 6" колонной	с 9" колонной	с породой
1	0	8.2	Запись не информативна		
2	8.2	28.0	Отсутствует		
3	28.0	785.0	Частичный	Частичный	
4	785.0	797.0	Сплошной	Частичный	
5	797.0	1869.2	Сплошной		Сплошной
6	1869.2	1881.9	Сплошной		Частичный
7	1881.9	1884.4	Отсутствует		
8	1884.4	2289.8	Сплошной		Сплошной
9	2289.8	2294.4	Сплошной		Частичный
10	2294.4	2303.8	Сплошной		Сплошной
11	2303.8	2306.2	Частичный		Частичный
12	2306.2	2314.0	Сплошной		Сплошной
13	2314.0	2324.8	Частичный		Частичный
14	2324.8	2336.3	Сплошной		Сплошной
15	2336.3	2338.8	Сплошной		Частичный
16	2338.8	2351.5	Сплошной		Сплошной
17	2351.5	2360.0	Сплошной		Частичный
18	2360.0	2369.5	Сплошной		Сплошной
19	2369.5	2374.4	Сплошной		Частичный
20	2374.4	2380.7	Частичный		Частичный
21	2380.7	2399.5	Сплошной		Частичный
22	2399.5	2434.4	Частичный		Частичный
23	2434.4	2480.9	Сплошной		Сплошной
24	2480.9	2494.2	Сплошной		Частичный
25	2494.2	2609.4	Сплошной		Сплошной

Результаты:

Нарушений колонны по ЭМДСТ не обнаружено.

Башмак тех. колонны – 797.0 м.

Толщина стенок эксплуатационной колонны:

в интервале 9.5-411.0 м – 8.3-9.3 мм;

в интервале 411.0-2605.7 м – 7.0-8.0 мм.

МЦС установлена в интервале 1881.5-1882,2 м.

Местоположение центрирующих фонарей отмечается на следующих глубинах: 2586.5м; 2552.0м; 2511.5м; 2471.5м; 2441.0м; 2420.0м; 2401.0м; 2379.5м; 2359.0м; 2337.5м; 2295.0м; 2234.5м; 2202.5м; 2172.0м; 2140.5м; 2090.5м; 2021.5м; 1957.0м; 1882.5м; 1871.5м; 1819.0м; 1767.0м; 1662.5м; 1440.0м; 1249.0м; 1102.5м; 986.0м; 932.0м; 879.5м; 826.5м; 774.5м; 669.0м; 561.5м; 331.5м; 163.5м.

По данным СГДТ-100 уровень раствора в скважине 7.5 м. В интервале 7.5-17.0 м отсутствует цемент, в интервале 17.0-2605.5 м затрубное пространство заполнено цементом плотностью 1.75-1.85 г/см³.

Колонна центрирована по всему исследованному интервалу.

Интерпретатор

И.Н.Жданкова



Утверждаю _____ Андропова В.Б.
07 апреля 2011 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам исследования качества цементирования колонны
СКВАЖИНА № 570 КУСТ 40
Площадь Тайлаковская

СН-МНГ
Мегион-Сервис
Нач. партии № 540 Блинов А.М.

Характеристика цементного раствора:

Количество закачанной смеси:			Проектная высота подъема
цемент - 14.2 т	уд.вес 1.90 г/см ³		цемент - м
г/цемент - 5 т	уд.вес 1.50 г/см ³		г/цемент - м

Дата заливки: 17.03.2011г.
Диаметр колонны 146 мм

В скважине проводились исследования:

Вид исследования	Масштаб	Интервал (м)	Тип прибора	Дата замера	Качество замера
Акустическая цементометрия	1:200	2801-2920.4	АКЦ-75 №72	07.04.2011	Хор.

Забой по АКЦ на глубине

-2922.4 м

Характеристика качества цементирования:

Кровля	Подшва	Мощность	Цемент-колонна	Цемент-порода
2801.0	2838.4	37.4	Жесткий	Жесткий
2838.4	2845.6	7.2	Частичный	Жесткий
2845.6	2854.2	8.6	Жесткий	Жесткий
2854.2	2856.4	2.2	Жесткий	Частичный
2856.4	2878.2	21.8	Жесткий	Жесткий
2878.2	2882.0	3.8	Жесткий	Частичный
2882.0	2920.4	38.4	Жесткий	Жесткий

Геофизик _____ Самодурова К.И.

Акт на цементирование эксплуатационной колонны

на скв. № 2847 Мельниковского месторождения.

Мы, нижеподписавшиеся; *руководитель Технологической группы ЦБ №2 Хусаинов Э.Д., зам. руководителя технологической группы ЦБ №2 Патраков А.В., представитель ООО «Вяжущее-Сервис» составили настоящий акт в том, что;*

26 августа 2012 г. проведено цементирование эксплуатационной колонны D 168 мм на скважине №2847 Мельниковского месторождения.

Забой скважины; **1616** м. Башмак колонны; **1614** м. Цкод ; **1605** м. Всего спущено **128** труб. На колонне установлено ЦТГ168-215 -**10** шт. ЦЦ-168/215 – **34** шт.

При цементировании использовали;

ПЭБС Обл 1560-20 10 тонн.

ПРТС III Обл 1650-2037 тонн.

Всего закачано;

раствора ПЭБС - 11,5 м3 плотностью 1480 кг\м3.

раствора ПРТС - 36 м3 плотностью 1650 кг\м3.

Давление закачки;

буферный раствор 0-7,7 атм.

Тампонажная смесь 0-10 атм.

Продавка; 2 – 112 атм. Стоп 145 атм.

На устье вышло 1 м3 цементного раствора плотностью 1650 кг\м3.

Цементаж прошел в штатном режиме. Все работы выполнены согласно «Плана работ на крепление...»

Руководитель ТГ ЦБ №2

Зам. руководителя ТГ ЦБ №2

Представитель ООО «Вяжущее-Сервис»

 Э.Д. Хусаинов

 А.В. Патраков

 И.В. Самсоненко

Акт

о цементировании эксплуатационной колонны
на скважине № 5619 Черемуховского месторождения.

Мы, нижеподписавшиеся; буровой мастер Давлетов К.Р., супервайзер ООО ТехГео Сервис Илалов С.С., зам.руководителя технологической группы ЦБ№2 Патраков А.В. и представитель ООО «Вяжущее-Сервис» инженер-технолог Самсоненко И.В. составили настоящий акт о том, что 2 сентября 2012 г на скважине № 5619 Черемуховского месторождения зацементирована эксплуатационная колонна D 168мм.

Забой – 1308 м.

Башмак – 1306,9м.

ЦКОД - 1295,9 м.

При цементировании использовано;

Буферной смеси ПЭБС обл 1560-20 10 т.

Тампонажной смеси ПРТС обл 1560-20 30 т.

Всего закачано 11 м3 буферной смеси, тампонажной смеси 30 м3.

Давление закачки 3 атм. Объем продавки 24,6 м3. Давление продавки 80 атм. Давление СТОП 130 атм.

Цементирование прошло штатно, без нарушения «Плана работ на крепление...»

Буровой мастер

Супервайзер

Зам. Руководителя ТГ ЦБ №2

Представитель ООО «Вяжущие-Сервис»

ООО «ТехСервис»		Давлетов К.Р.
Супервайзер		
Дата	Ф.И.О.	Илалов С.С.
Подпись		

Патраков А.В.

Самсоненко И.В.