

На правах рукописи

Эрнандес Рекена Джениффер Регина



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ
ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ОБСАДНЫХ
КОЛОНН В УСЛОВИЯХ АГРЕССИВНЫХ ПЛАСТОВЫХ
ФЛЮИДОВ И ГОРНЫХ ПОРОД (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЕНЕСУЭЛЫ)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2019

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель –
доктор технических наук, профессор:

Николаев Николай Иванович

Официальные оппоненты

Агзамов Фарит Акрамович

доктор технических наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», профессор

Живаева Вера Викторовна

кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», заведующий кафедрой

Ведущая организация – ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Защита диссертации состоится 26 декабря 2019 г. в 15 час 00 мин на заседании диссертационного совета ГУ 212.224.02 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. № 1163

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 25 октября 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



Блинов
Павел Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В настоящее время отечественный и зарубежный опыт цементирования обсадных колонн при креплении скважин при наличии высокоминерализованных пластовых вод и, особенно в соляных куполах, показывает, о возникновении разнообразных осложнений, связанных с не герметичностью цементного камня. Данные проблемы могут возникнуть на всех этапах цементирования, как в период закачки цементного раствора его затвердевания, так и во время эксплуатации скважины.

Тампонажный раствор должен обладать структурно-реологическими характеристиками, позволяющими приготовить, закачать и продавить его в заколонное пространство в технологически ограниченные сроки. Кроме того, во время движения по заколонному пространству он не должен растворять стенки скважины, сложенные солями. При затвердевании тампонажный материал должен образовывать высокопрочный, практически непроницаемый устойчивый в контакте с солями и водами различной минерализации, безусловный цементный камень, формирующий кристаллохимическую связь как с породами разреза (в том числе и с солями всех разновидностей), так и с обсадными трубами, образуя на границе с ними флюидонепроницаемый контакт.

Во многих отечественных и зарубежных публикациях отмечается, что примерно 65% коррозионных поражений эксплуатационных колонн, включая цементный камень, связано с действием высокоминерализованных флюидов и галогенных пород. Они оказывают разрушающее действие на цементный камень, создавая серьезную экологическую угрозу, как на поверхности, так и в окружающих скважину недрах. Наибольшее распространение агрессивные флюиды и горные породы получили на таких месторождениях Венесуэлы как Маракайбо, Ориноко и Апуре. В настоящее время тампонажные материалы, применяемые на таких месторождениях, практически не обеспечивают образования надежного цементного камня и его необходимую долговечность в агрессивной среде. Подтверждением сказанного является наблюдающееся увеличение числа межпластовых заколонных перетоков, связанных с ухудшением качества цементного камня (до 70-80% всего фонда скважин).

Поэтому, необходимость создания эффективной защиты обсадных колонн путем разработки надежных коррозионностойких тампонажных составов для строительства и ремонта скважин является важной задачей.

Цель работы. Повышение качества и надежности крепи скважин в условиях воздействия на нее агрессивных компонентов пластовых флюидов и горных пород.

Идея работы заключается в получении новых составов коррозионностойких тампонажных смесей на основе минеральных и органических материалов, разработке технологии их приготовления и применения в химически-активных средах.

Задачи исследований:

1. Анализ современного состояния разработки и методик оценки качества коррозионностойких тампонажных материалов для строительства нефтяных и газовых скважин.

2. Разработка коррозионностойких полимерцементных составов и экспериментальные исследования физико-механических и реологических свойств цементного раствора и камня.

3. Экспериментально-теоретическое обоснование факторов, определяющих формирование структуры цементного камня повышенной стойкости к агрессивному воздействию пластовых вод и горных пород.

4. Технико-экономическая оценка предложенным разработкам.

Научная новизна работы: заключается в установлении зависимости кинетики формирования кристаллизационной и поровой структуры цементного камня из коррозионностойких тампонажных смесей от состава, свойств и концентрации входящих в них компонентов.

Методология и методы исследования – экспериментальные исследования физико-механических свойств тампонажных растворов и камня. Теоретические исследования процессов гидратации и твердения коррозионностойких смесей на основе органо-минеральных вяжущих материалов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанная полимерцементная тампонажная композиция с низким содержанием дисперсионной среды на основе ПЦТ I-50, включающая пластификаторы ПВП (0,25%) и Пласбет (0,9%), пеногаситель Октанол -1 (0,25%) и наполнитель - кварц молотый пылевидный (30%), обеспечивает повышение коррозионной стойкости крепи скважины к воздействию сульфатов натрия и магния, хлоридов кальция и магния от 3-х до 6 раз.

2. Введение в состав базового портландцемента при В/Ц = 0,45 пластифицирующей органо-минеральной расширяющей добавки полифункционального действия (ДПР), состоящей из

высокомолекулярного поливинилпирролидона, окиси кальция и хлорида натрия позволяет повысить адгезию цементного камня к галогенным породам в 6-7 раз .

Практическая и теоретическая значимость.

Разработаны тампонажные составы позволяющие повысить качество строительства скважин в условиях коррозионного воздействия пластовых флюидов и хемогенных горных пород на крепь скважины.

Установлен механизм взаимодействия цементных составов с соляными породами и даны рекомендации для повышения адгезии цементного камня с солью.

Достоверность научных положений и выводов: подтверждена уровнем аналитических и экспериментальных исследований, сходимостью и воспроизводимостью полученных результатов.

Апробация работы:

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на Всероссийских и международных конференциях: международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт – Петербург, Санкт – Петербургский горный университет, 2016, 2017, 2018 г.), XVII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех- 2016», Всероссийской научно-практической конференции «Национальная безопасность России: актуальные аспекты» 2019г.

Публикации:

По теме диссертации опубликовано 8 печатных работы, в том числе 4 – в ведущих научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 1 статья опубликована в зарубежном рецензируемом издании, входящем в международную базу данных Scopus.

Структура и объем диссертационной работы:

Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, заключение, приложения и список литературы из 116 наименований, изложена на 122 страницах, содержит 10 таблиц, 74 рисунка.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится анализ работ в области разработки и создания коррозионностойких тампонажных материалов. Обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель работы и основные задачи исследований. Показана научная новизна и практическая

значимость работы, приводятся основные положения, выносимые на защиту, сведения об апробации и внедрении результатов работы.

В первой главе дается анализ современных достижений в области создания методик оценки качеств коррозионностойких тампонажных материалов, обосновываются теоретические основы их коррозионного разрушения, рассматриваются методы и материалы, повышающие коррозионную стойкость цементного камня.

В решение вопросов, связанных с увеличением коррозионной стойкости крепи нефтяных и газовых скважин внесли известные российские и зарубежные исследователи, такие, как Ф.А. Агзамов, О.К. Ангелопуло, М.О. Ашрафьян, А.И. Булатов, А.А. Гайворонский, В.С. Данюшевский, В.В. Живаева, В.И. Крылов, А.А. Ключов, Н.Х. Каримов, В.М. Кравцов, М.Р. Мавлютов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.А. Мариампольский, Н.И. Николаев, Д.Ф. Новохатский, А.А. Перейма, С.А. Рябоконт, С.Л. Симонянц, С.Б. Трусов, Z.Y. Harari, R.A. Bruckdorfer, J.E. Griffith, Ch. Noik, A. Rivereau, E. Lecolier, R.A. Gibson, I.A. Mohammad, Z. Miksa и другие.

Проведенный анализ технологий и применяемых в этих технологиях тампонажных материалов показывает, что снижением его пористости цементного камня улучшает физико-механические свойства и коррозионную стойкость цементного камня. Очевидным и наиболее простым способом достижения этого эффекта является снижение водоцементного отношения (В/Ц), при этом ряд авторов предлагают вводить в состав тампонажных цементов химически инертные добавки, кольматирующих поровое пространство, а также адсорбенты-ингибиторы.

На основе выполненного обзора литературы и анализа данных сформулированы цель и задачи исследований.

Во второй главе изложены как известные, так и разработанные оригинальные методики экспериментальных и теоретических исследований. В ней кратко представлены основные параметры тампонажных растворов, которые необходимо исследовать при разработке новых составов и учитывать при цементировании скважин в условиях агрессивного воздействия пластовых флюидов и хемогенных горных пород на цементную крепь.

Приводится методика планирования, проведения и статистической обработки экспериментов, а также приборная база для определения физико-механических свойств тампонажных смесей.

Третья глава посвящена экспериментальным исследованиям свойств разработанных тампонажных смесей на основе минеральных вяжущих веществ с низким содержанием дисперсионной среды, что позволяет снизить агрессивное воздействие минерализованных пластовых флюидов на крепь скважины.

Основная цель лабораторных исследований, результаты которых представлены в данном разделе – снизить деструктивное влияние на цементную оболочку путем сокращения объема пор, способствующих кристаллизации солей и образованию проницаемых каналов в цементном камне, и, как следствие, к коррозии обсадных труб.

Известно, что резервом повышения прочности цементного камня, является использование тампонажных растворов со сниженным водоцементным отношением. Однако, уменьшение водоцементного отношения резко снижает подвижность цементного раствора, при этом стандартная растекаемость (по конусу КР-1) должна быть не менее 20 см. Для достижения этого показателя подвижности при низких значениях водоцементного отношения в состав тампонажной смеси вводят пластифицирующие добавки, большинство из которых относятся к поверхностно-активным веществам.

Автором в качестве реагента-пластификатора по различным причинам (доступность, отсутствие токсичности, растворимость в большинстве органических растворителей и в воде, хорошие адгезионные свойства, стабильность свойств и т.д.), был выбран высокомолекулярный полимер – поливинилпирролидон (ПВП), способный повышать подвижность, однородность, текучесть цементной смеси, повысить прочность цементного камня и снизить его проницаемость.

Экспериментальные исследования показали, что при концентрации ПВП до 0,1% в составе полимерцементной композиции ее растекаемость может быть достаточной при значениях водоцементного отношения ниже стандартного.

Введение ПВП также приводит к изменению структурно-реологических показателей тампонажных составов, таких как сроки схватывания (таблица 1), растекаемости и консистенции (рисунок 1 и 2).

Известно, что введение в цементные составы кольматирующих добавок позволяет существенно снизить объем крупных пор, т.к. они заполняют пустоты в тампонажной массе и вытесняют воздух, вовлеченный в смесь при приготовлении цементного раствора. В качестве кольматирующей добавки автором был использован пылевидный кварц.

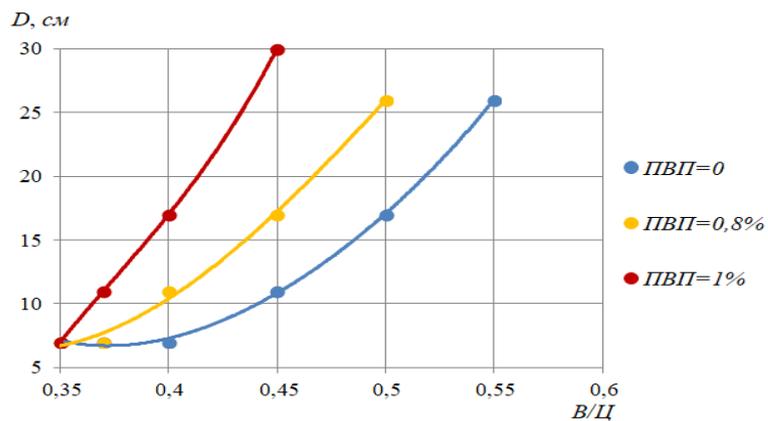


Рисунок 1 – График зависимости растекаемости цементного раствора от водоцементного отношения и концентрации ПВП в составе тампонажной смеси

Таблица 1 – Сроки схватывания тампонажных смесей

Состав №	Содержание ПВП, %	В/Ц	Начало схватывания, час	Конец схватывания, час
I	0	0,37	4,5	7,0
		0,4	6,0	8,5
		0,45	6,5	9,5
		0,5	8,0	10,5
II	0,8	0,37	5,5	8,0
		0,4	6,0	9,0
		0,45	6,5	9,5
		0,5	8,5	11
III	1	0,37	6,5	9,0
		0,4	7,0	9,5
		0,45	8,0	11
		0,5	9,5	12

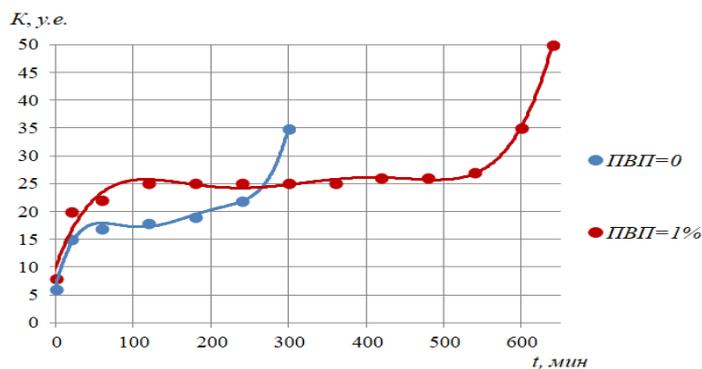


Рисунок 2 – График изменения консистенции цементных растворов до и после введения ПВП

Было оценено более ста тампонажных растворов различного состава, с целью выявления оптимальных концентраций компонентов для обеспечения прокачиваемости смесей. В ходе экспериментов было выделено около 10 составов с достаточной растекаемостью (таблица 2).

Таблица 2 – Оптимальные составы по растекаемости

№	В/Ц	Состав, % (массовая доля)		Добавки, % (от массы вяжущей смеси)						Растекаемость, см.
		ПЦТ-1-50	Кварц молотый пылевидный	Катамин АБ	Полвинилпирролидон (ПВП)	Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	Конденсированная сульфитспиртовая барда (КССБ)	1-Октанол	ПЛАСБЕТ	
1	0,5	70	30	0,25	-	-	0,7	-	-	21,04
2	0,5	70	30	-	0,25	-	1,5	-	-	20,50
3	0,5	70	30	-	-	0,25	1,5	-	-	20,44
4	0,5	70	30	0,25	0,25	-	1	-	-	20,50
5	0,5	70	30	-	0,25	-	-	0,02	-	20,13
6	0,5	70	30	-	0,25	-	-	0,03	-	20,25
7	0,45	100	0	-	0,25	-	-	0,025	0,9	20,75
8	0,45	100	0	-	0,25	-	0,5	0,01	-	21,00
9	0,45	100	0	-	0,25	-	-	-	-	19,58
10	0,4	100	0	-	0,25	-	-	0,025	0,99	20,75

Примечание: насыщенным зеленым цветом обозначены строки составов с низким пенообразованием.

Для сохранения подвижности цементных растворов при сниженном В/Ц отношении были использованы поверхностно-активные вещества, которые, однако приводят к вспениванию цемента. Для борьбы с таким явлением в составы вводятся пеногасители, например такие, как спирт октанол. Так как растекаемость это очень условный критерий, необходимо более надежно определять способность тампонажного раствора к прокачиванию, для этого в случае приемлемых результатов исследования цементных растворов на растекаемость и пенообразование (№ 6, 7, 10 в таблице 2) проводилась оценка основных структурно-реологических показателей тампонажных составов, к которым относятся: сроки схватывания (таблица 3), консистенция (рисунок 3) и пластическая прочность.

Таблица 3 – Сроки схватывания тампонажных смесей

Состав №	В/Ц	ПВП, %	Пласбет, %	1-Октанол, %	Начало схватывания, ч	Конец схватывания, ч
I	0,50	0,25	–	0,030	8	10,5
II	0,45	0,25	0,90	0,025	14	18,5
III	0,40	0,25	0,99	0,025	14	16,5

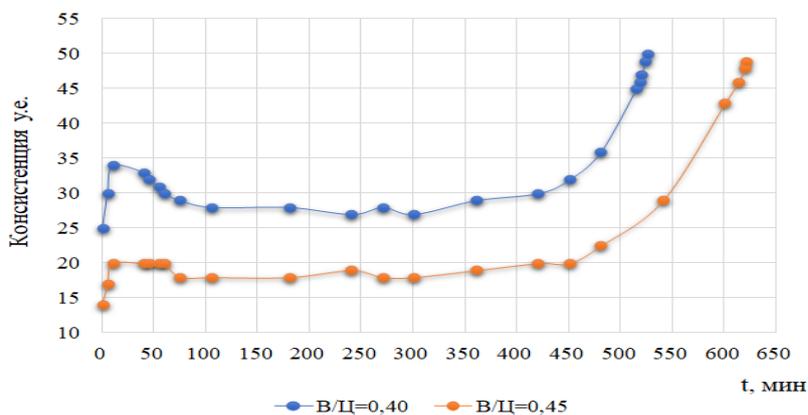


Рисунок 3 – График изменения консистенции

Как видно из графика, реологические характеристики цементной смеси сохраняются в течение времени, достаточного для цементирования глубоких скважин.

После структурно-реологических исследований образцы разработанных составов в соответствии с ГОСТ 27677 -88 погружались на 13, 21 и 35 суток в воду и в агрессивные среды концентрации 3% и 5%, представленные сульфатом и хлоридом магния, хлорид кальция и сульфат натрия, после чего определялась прочность цементного камня при сжатии и изгибе.

В качестве примера на рисунке 4 приведены графические зависимости прочности цементного камня при изгибе при твердении в 5 % растворе $MgSO_4$.

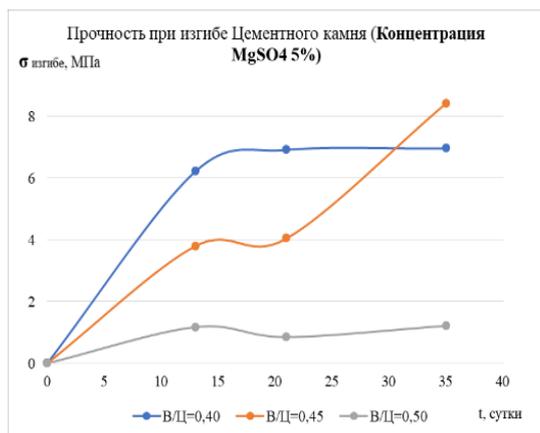


Рисунок 4 - Прочность цементного камня при изгибе

Результаты проведенных исследований показали, что прочность при изгибе цементного камня в указанных минерализованных средах увеличивается по $MgCl_2$ в 2 -2,5 раза, $CaCl_2$ в 2,3 – 4 раза, $MgSO_4$ в 7,5 -8 раз и Na_2SO_4 в 8,5 -9 раз по сравнению с базовым цементным составом.

Введение кварцевого песка (до 30%) также повышает его стойкость к соляной агрессии в среднем в 4,5 раза.

Аналогичный характер имеют зависимости прочности цемента при испытаниях на одноосное сжатие.

Проведенные исследования цементного камня на сканирующем электронном томографе однозначно свидетельствуют о снижении его суммарной пористости и, что наиболее значимо, - доли эффективной пористости в общей поровой структуре цементного пространства, что и определяет повышение прочности цементного камня с низким содержанием воды затворения в цементном растворе и включение в его состав тонкодисперсной кремнеземистой добавки.

На рисунке 5 представлены результаты рентгено-томографических исследований порового пространства исследуемых образцов цементного камня.

Как видно из диаграммы пористость цементных образцов базового состава, твердеющего при нормальных условиях, превышает аналогичный показатель цементного камня из разработанного антикоррозионного состава от 2.5 до 6 раз, что, соответственно, объясняет причину повышения прочностных характеристик разработанных составов.

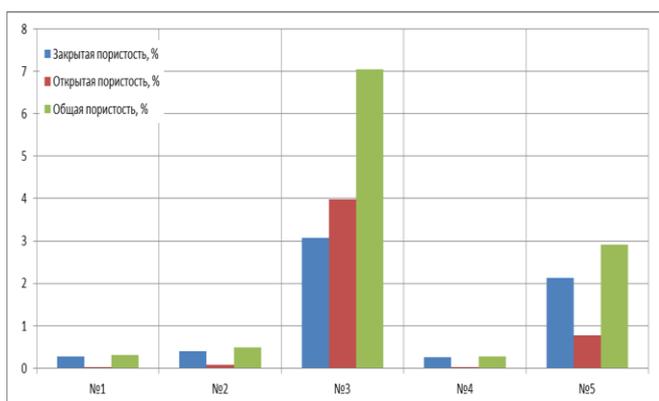


Рисунок 5 - Изменение пористости цементного камня при различных условиях твердения. Образец №1-разработанный состав в растворе $MgCl_2$ ($B/C=0,5$), №2 – разработанный состав в растворе Na_2SO_4 с добавками кварцевого песка ($B/C=0,5$), №3 – базовый состав ПЦТ-50-1 ($B/C=0,5$) без воздействия солей, №4 – разработанный состав в растворе $CaCl_2$ ($B/C=0,4$), №5 – разработанный состав в растворе Mg_2SO_4 ($B/C=0,4$)

В четвертой главе представлены результаты теоретического обоснования и экспериментального подтверждения повышения герметичности крепления скважин в хемогенных горных породах, в частности галлоидных, содержащих преимущественно NaCl.

Для сведения к минимуму воздействия солей на крепь скважины требуется делать выбор в пользу тампонажных растворов с достаточно быстрым сроком развития процесса перехода цементного раствора в тампонажный камень и ускоренным формированием структуры, определяющей прочность на сжатие и изгиб, что качественно уменьшает конвергенцию стенок скважины под действием пластической деформации соли.

Известно, что NaCl растворяется и после затвердевания цемента вследствие ионного обмена между избыточной водой цементного раствора и солевой породой. При взаимодействии фильтрата цементного раствора с соленосными породами происходит образование водо-солевого зазора между цементом и породой. При этом основным параметром для оценки процессов, протекающих при цементировании солей является скорость смыкания скважинного пространства с пластом соли (bore hole closure rate – BHCR). Известно, что в процессе бурения в мощных солевых пластах показатель BHCR может быть выше 1,2 см за 12 часов, при этом в процессе кристаллизации цемента в нем понижается гидростатическое давление. Когда показатель BHCR не значителен, для предупреждения формирования микрокольцевого пространства следует использовать тампонажный раствор, в состав воды затворения которой вводится соответствующая соль, что ускоряет процесс формирования кристаллизационной структуры цементного камня снижает его пористость и повышает его контактную прочность, прочность на сжатие и изгиб. Следует отметить что твердение образцов цементного камня осуществлялось как на воздухе, так и в водной среде.

Проведенные электронно-микроскопические исследования показывают, что галит в составе цемента при всех концентрациях соли наиболее часто наблюдается в натечной форме, но последний по времени образования морфологический тип кристаллов галита в большинстве своем представлен индивидами кубического облика с величиной ребра от 0,1 до 3,0 мкм. Отчетливо прослеживается преимущественная приуроченность кубических разностей соли к кристаллам этtringита (трехсульфатной формы гидросульфалюмината кальция). Отмечено, что последовательность процессов гидратации, коагуляции и кристаллизации в

соленой среде остается неизменной, хотя переход минералов клинкера в гидрокисную форму происходит на фоне повышенной концентрации соли, начиная с момента подвода растворителя к системе и заканчивая формированием поликристаллической структуры цементного камня.

Очевидно, что в связи с высокой гигроскопичностью соляных пород, определяющим фактором при создании рецептур тампонажных смесей является контактная прочность цементного камня (адгезия) с хемогенными породами. Поскольку процесс кристаллизации игольчатых разностей этtringита в контактной зоне происходит более интенсивно, нежели в объеме формирующегося цементного камня, то влияние NaCl на прочность сцепления тампонажного материала с породой изменяется в зависимости от содержания галита.

При низких содержаниях соли (до 10%) ее скрытокристаллические разности заполняют свободное пространство внутри уже сформированного каркаса из этtringита и гидроалюминатов кальция и оказывают цементирующее действие на структуру контактного слоя в целом.

Исследования адгезии цементного камня с NaCl проводились путем определения касательных напряжений при выдавливании цилиндрических образцов соли из цемента различного состава на разных стадиях его твердения (рисунок 6). Выбуривание цилиндрических образцов проводилось из блоков соли на специальной установке. Результаты исследований контактной прочности с соляными образцами представлены на рисунках 7 -10.



Рисунок 6 - Формирование контакта цилиндрических образцов соли с тампонажной смесью

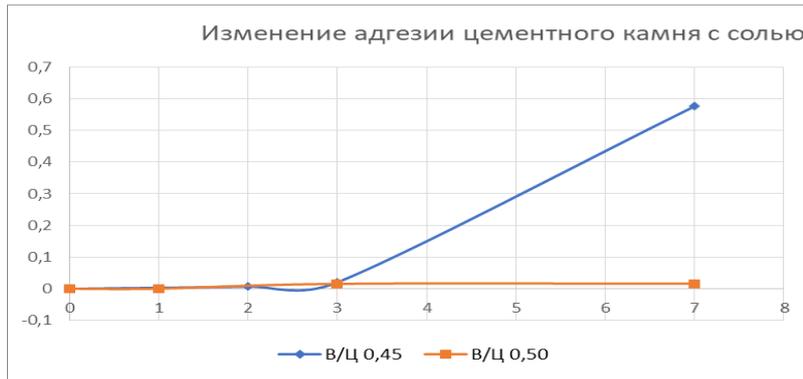


Рисунок 7 - Динамика изменения контактной прочности цементного камня с солью в зависимости от водо-цементного отношения

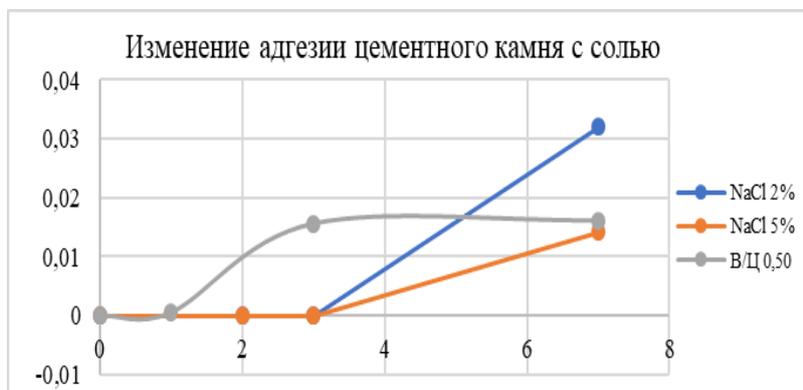


Рисунок 8 - Динамика изменения контактной прочности цементного камня с солью в зависимости от содержания NaCl в воде затворения

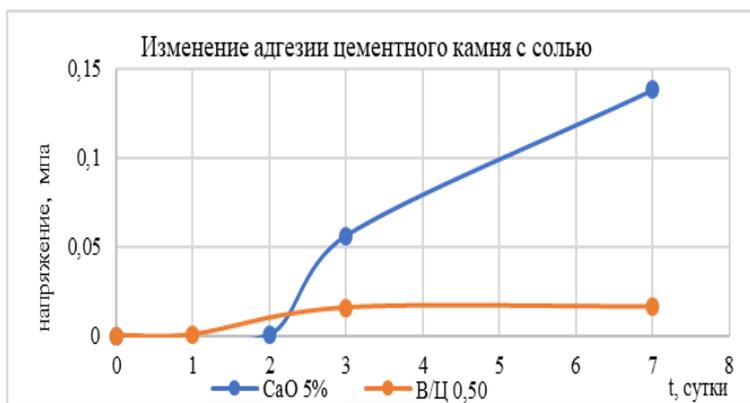


Рисунок 9 - Динамика изменения контактной прочности цементного камня с солью при введении в состав тампонажной смеси расширяющей добавки CaO

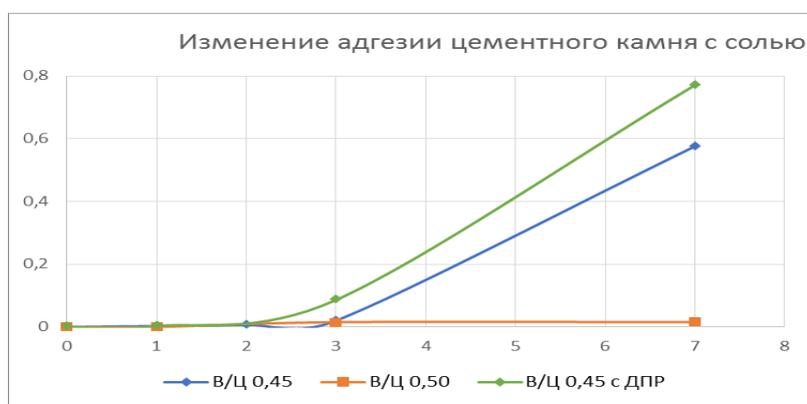


Рисунок 10 - Динамика изменения контактной прочности цементного камня с солью при введении в состав тампонажной смеси с низким содержанием дисперсионной среды минерально-полимерной пластифицирующей расширяющей добавки (ДПР)

Из полученных результатов исследования следует, что снижение В/Ц до 0,45 и введение добавки ДПР, содержащей ПВП 0,25%, NaCl 2% и CaO 5% способствуют повышению контактной прочности цементного камня с солью в 6 – 7 раз по отношению к базовому тампонажному составу.

В пятой главе представлена оценка экономической целесообразности использования разработанных тампонажных составов. Показано, что их применение снижает себестоимость 1 тонны тампонажной смеси примерно в 10 раз по сравнению с традиционными составами на базе коррозионностойких минеральных вяжущих материалов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа является завершенной научно-квалификационной работой, в которой на основе выполненных исследований изложены научно обоснованные методики и разработки, имеющие важное значение в области технологии бурения и освоения скважин.

1. Анализ исследований в области крепления скважин показал, что их качественное цементирование в условиях агрессивного воздействия солесыщенных пластовых флюидов и хемогенных горных пород обеспечивается разработкой коррозионно-устойчивых и высокопрочных тампонажных составов.

2. Сохранение подвижности цементного раствора с пониженным водо-цементным отношением обеспечивается введением в его состав высокомолекулярного поливинилпирролидона в количестве 0,25%, что соответственно приводит к снижению пористости и повышению коррозионной стойкости цементного камня.

3. Введение в цементный состав с В/Ц = 0,4 пластификаторов ПВП (0,25%) и ПЛАСБЕТ (0,9%), пеногасителя Октанол (0,01-0,03%), а также микрозернистого кварцевого песка (до 30%) обеспечивает повышение коррозионной стойкости к минерализованным средам от 2-х до 9 раз по сравнению с базовым.

4. Контактная прочность цементного камня с каменной солью повышается в 6 -7 раз при введении в состав ПТЦ -1- 50 (В/Ц=0,45) пластификатора ПВП – 0,25%, расширяющей добавки CaO -5% и NaCl -2%.

5. Повышенные прочностные показатели цементного камня разработанных составов, твердеющих в агрессивных средах и в контакте с галогидной горной породой, обеспечивается в первую очередь снижением пористости цементного камня.

б. Оценка экономической эффективности разработанных составов тампонажных смесей показывает целесообразность их применения в условиях агрессивного воздействия пластовых флюидов и горных пород при цементировании нефтяных и газовых скважин как на нефтяных месторождениях Венесуэлы, так и на месторождениях нефти и газа России.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

Статьи в журналах, рекомендованных ВАК:

1. Табатабаи Моради, С.Ш Тампонажный материал для цементирования наклонно-направленных скважин в условиях высоких давлений и температур / Табатабаи Моради С.Ш., Н. И. Николаев, **Эрнандес, Р. Дж. Р.** Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №1. – С. 39–43.
2. Табатабаи Моради, С.Ш Результаты исследований физико-механических свойств тампонажных составов для цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях / Табатабаи Моради С.Ш., Н. И. Николаев, **Эрнандес, Р. Дж. Р.** Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. – 2017. – №4. – С. 32–35.
3. Николаев, Н. И. Разработка составов и исследование свойств тампонажных смесей для повышения качества вторичного вскрытия продуктивных пластов / Н. И. Николаев, Р. А. Усманов, Табатабаи Моради С.Ш., **Эрнандес Рекена Дж.Р.** Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. –Т.16, – №4. – С.321–330.
4. Николаев Н. И. Экспериментальные исследования физико-механических свойств полимерцементных композиций с низким содержанием дисперсионной среды / Н. И. Николаев, **Эрнандес Рекена Дж.Р.**, Д. А. Сыркин Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019 – №1. –С.35-38.

Статьи в изданиях, входящих в международную базу данных SCOPUS:

5. M.Y. Merzlyakov Development of cement slurries for oil and gas wells lining in aggressive environment / M.Y. Merzlyakov, **Jeniffer R. Hernández R.**, Ch.A. Zhapkhandayev // Youth Technical Sessions Proceedings VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum (WPF 2019), Saint Petersburg, 2019. – P. 387-393.

Прочие:

6. Чудинова, И.В. Обзор способов ингибирования глинистых пород в зависимости от стадии литогенеза / Чудинова, И.В., Эрнандес Дж. Р. Текст : непосредственный // Материалы XVII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех- 2016». – Ухта, – 2016. – С.134-136.
7. Носов И. С. Разработка тампонажных составов для крепления нефтяных и газовых скважин в агрессивных средах / И. С. Носов, Эрнандес Рекена, Дж. Р. Текст : непосредственный // Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях». – СПб, – 2018. – С. 95.
8. Николаев Н. И. Предварительные результаты исследований импортозамещающих тампонажных составов для крепления нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях / Н. И. Николаев, Эрнандес Рекена, Дж. Р., И. С. Носов Текст : непосредственный // Сборник избранных статей по материалам научных конференций ГНИИ "Нацразвитие" Международная научная конференция «Высокие технологии и инновации в науке»; Всероссийская научно-практическая конференция «Национальная безопасность России: актуальные аспекты». Выпускающий редактор Ю.Ф. Эльзесер; Ответственный за выпуск С.В. Викторенкова. СПб. – 2019. – С. 232-237.