

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ЗИМИНА Дарья Андреевна



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МИКРОСИЛИКАТНЫХ
ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В
КРИОЛИТОЗОНЕ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
М.В. Двойников

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ.....	11
1.1 Геокриологическая характеристика газодобывающих районов	11
1.2 Анализ технологий крепления обсадных колонн и осложнений, возникающих при креплении скважин в мерзлых породах, методы их предупреждения.....	14
1.3 Тампонажные материалы, применяемые для крепления низкотемпературных скважин.....	25
1.4 Выводы по главе 1	38
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ МИКРОСИЛИКАТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ	41
2.1 Основные свойства тампонажного раствора-камня и методы их исследования. Краткая характеристика микросиликатов.	41
2.2 Методика исследования прочностных характеристик цементного камня.....	49
2.3 Методика исследования поровой структуры тампонажного камня	52
2.4 Методика исследования теплообмена в скважине и растепления мерзлых пород.....	54
2.5 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований.....	56
2.6 Выводы по главе 2.....	62
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ МИКРОСИЛИКАТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В КРИОЛИТОЗОНЕ.....	63
3.1 Результаты исследований физико-механических свойств цементного камня с добавлением микросиликатов.....	63
3.2 Результаты исследований структурно-реологических свойств микросиликатных тампонажных составов	70
3.3 Результаты исследований влияния тепловых полей на свойства разработанных МТС	77

3.4 Выводы по главе 3.....	87
ГЛАВА 4 ВЕРИФИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛООБМЕНА В СКВАЖИНЕ И РАСТЕПЛЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ПОРОД ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН МТС ..	89
4.1 Выводы по главе 4.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения.....	121

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Арктика и северная часть Западной Сибири является стратегически значимой и уникальной территорией, на которой сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья, в том числе, порядка 30 % от мировых неразведанных запасов природного газа и 13 % от запасов нефти. Однако строительство скважин затруднено отсутствием частичной или полной инфраструктуры, а также осложнениями, возникающими в процессе их бурения и эксплуатации. Следует отметить, что при эксплуатации скважин в условиях низких и отрицательных температур возникают межколонные перетоки и миграция углеводородов, обусловленные растеплением мерзлых пород (МП) и низким качеством тампонажных составов, а также несоответствием технологии крепления обсадных колонн.

В интервалах распространения МП, выше 72-й параллели северной широты, распределение температуры может составлять от минус 10 до 0 °С. Например, на Бованенковском и Харасавэйском газовом и газоконденсатном месторождениях температура на устье может достигать минус 5 °С, а на глубине 550 м – 0±1 °С. Данные условия значительно влияют на качество цементирования скважин. Известно, что качество крепления обсадных колонн во многом зависит от применяемых составов тампонажных растворов, технологий цементирования, а также от условий формирования тампонажного камня.

Необходимо отметить, что после продавки цементного раствора в затрубное пространство, в интервале мерзлых горных пород происходит процесс формирования камня с выделением тепла. В зависимости от состава раствора температура может составлять от 25 до 50 °С. В то же время со стороны внутренней части обсадной колонны на цемент действует температура продавочной жидкости, которая в среднем варьируется от 15 до 25 °С. Данные условия формирования цементного камня, с учетом воздействия тепловых полей по интервалу распределения МП от минус 5 до плюс 40 °С, обуславливают неконтролируемую гидратацию тампонажной смеси с неравномерным образованием открытой и

закрытой пористости в цементном камне, приводящей к увеличению газопроницаемости цементного камня и снижению его физико-механических свойств.

Согласно теории твердения цементов, для обеспечения высокой прочности тампонажного камня необходимо создание низкоосновных гидросиликатов кальция, что обеспечивается дополнительным вводом в твердеющий раствор добавок в виде микросиликатов. Ранее эта проблема решалась добавлением в состав раствора песка, что приводило к высокой седиментационной неустойчивости раствора.

Разработка и применение новых тонкодисперсных микросиликатных составов тампонажных растворов для крепления скважин в интервалах низких и отрицательных температур, с учетом теплообменных процессов между мёрзлыми породами, цементным и буровым растворами позволит обеспечить повышение эффективности изоляции МП.

Степень разработанности темы исследования

Крепление скважин в мерзлых породах обуславливает применение специальных технологий, а также материалов с учетом их теплофизических свойств. Вопросы, связанные с креплением скважин в криолитозоне, рассматривались в разное время в работах Алиева Р.М., Баулина В.В., Булатова А.И., Гасумова Р.А., Горского А.Т., Грязнова Г.С., Данюшевского В.С., Кузнецова В.Г., Кузнецова Ю.С., Медведского Р.И., Николаева Н.И., Овчинникова П.В., Овчинникова В.П., Орешкина Д.В., Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Шарафутдинова З.З., а также в работах зарубежных специалистов: Collett T.S., Cunningham W.C., Goodman M.A., Harris S.A., Maier L.F., Perkins T.K.

Качественное крепление скважин в условиях МП обеспечивается разработкой высокопрочных, быстросхватывающихся, безусадочных тампонажных составов с низкими показателями пористости, газопроницаемости и теплопроводности и повышенными адгезионными характеристиками. Проанализировано, что добавка микросиликатов к тампонажному раствору

способствует ускорению реакции гидратации и снижению пористости цементного камня. Такие тонкомолотые добавки активно участвуют в процессе структурообразования цементного камня, уплотняя его, повышая тем самым его прочность. Исследованиями структуры и свойств цементного камня и бетона с добавками микрокремнезема занимались Балабанов В.Б., Бутакова М.Д., Детков В.П., Крамар Л.Я., Немчинова Н.В., Потапов В.В., Пуценко К.Н., Трофимов Б.Я., Ashok M., Holland T., Mann D.A., Pang X., Srivastava V., Quercia G. V.

Однако в их работах не рассматривался вопрос использования микрокремнезема (отхода производства металлургического кремния) в качестве добавки к тампонажной смеси и формирования структуры цементного камня в скважине в зависимости от различного процентного поинтервального содержания добавок, введенных в состав раствора (микросиликатов) с учетом влияния тепловых полей обсадной колонны и со стороны МП.

Цель работы - повышение качества цементирования скважин микросиликатными тампонажными системами (МТС) в криолитозоне.

Идея работы заключается в разработке составов тампонажных растворов с добавлением микросиликатов, обеспечивающих формирование цементного камня в скважине с учетом распределения тепловых полей в криолитозоне.

Задачи исследования:

1. Анализ и научное обоснование необходимости и целесообразности повышения качества крепления скважин в криолитозоне микросиликатными тампонажными системами.
2. Экспериментальные исследования структурно-реологических и физико-механических свойств цементного раствора - камня с добавлением микрокремнезема в условиях низких и отрицательных температур.
3. Разработка составов МТС для крепления обсадных колонн в условиях МП.
4. Разработка математических моделей, позволяющих оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы, с учетом воздействия тепловых полей в скважине, на распределение пористости и проницаемости цементного камня и его физико-механические свойства.

5. Разработка математических моделей, позволяющих определить теплообмен в скважине и растепление массива МП в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов.

Научная новизна

1. Установлены закономерности распределения пористости в структуре цементного камня в зависимости от различного процентного содержания микросиликатов в составе тампонажного раствора с учетом неравномерного поинтервального распределения тепловых полей в скважине при цементировании в условиях МП.

2. Разработаны математические модели, позволяющие оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы на физико-механические свойства цементного камня с учетом воздействия тепловых полей в скважине.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретически обоснована возможность изменения важнейших структурно-реологических и физико-механических свойств микросиликатных тампонажных систем в зависимости от действия температуры внутри скважины и со стороны МП на формирование цементного камня.

Разработанные в диссертационном исследовании микросиликатные тампонажные составы и технология их использования приняты к применению ООО «НПК «Спецбурматериалы» для крепления скважин, находящихся в условиях мерзлых пород, на заседании научно-технического совета от 20.04.2020 г.

Разработанная методика исследования свойств тампонажных растворов для крепления скважин в условиях распространения МП с учетом теплообменных процессов используется для проведения лабораторных занятий при обучении бакалавров по направлению подготовки «Нефтегазовое дело» в Горном университете.

Методология и методы исследования. В работе использовались стандартные методы исследования, включающие в себя планирование

эксперимента, методы математической статистики, корреляционно-дисперсионный анализ результатов исследований, а также компьютерный комплекс COMSOL Multiphysics.

Положения, выносимые на защиту:

1. Составы микросиликатных тампонажных растворов, содержащие портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50 (84÷89 %), микросиликаты (5÷10 %), с добавками оксида кальция (6 %), хлорида кальция (4 %), пластификатора поли-N-винилпирролидона (0,4÷0,6 %), обеспечивающие увеличение прочностных характеристик цементного камня (на 35÷40 %) и снижение его проницаемости с 4,0 до 2,5 мД в условиях низких и отрицательных температур (до минус 6 °С).

2. Математические модели, описывающие процесс создания равнопрочного непроницаемого цементного камня с равномерным распределением пористости в его структуре. Этот процесс обеспечивается регулированием процентного содержания микросиликатов от 5 до 10 % в составе тампонажного раствора и его поинтервальным расположением в зоне МП, в зависимости от воздействия тепловых полей в скважине от минус 5 до 0 °С со стороны мерзлых горных пород.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и отечественным стандартам на современном и сертифицированном оборудовании, достаточной сходимостью результатов исследований, а также апробацией полученных результатов на всероссийских и международных конференциях, симпозиумах и конгрессе.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на 57th Student scientific session (г. Краков, 2016); Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного конкурса (г. Санкт-Петербург, 2017); XXI Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2017); Международной научно-практической конференции «Новая наука: опыт, традиции, инновации» (г. Стерлитамак, 2017); XVIII Международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2017» (г. Ухта, 2017);

71-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2017» (г. Москва, 2017); 68th Berg-und Huttenmannischer Tag (г. Фрайберг, 2017); II и III Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2017, 2018); Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2017); XXII Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2018); Российской нефтегазовой технической конференции (г. Москва, 2018); XIII Международном научно-техническом конгрессе «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс» (г. Тюмень, 2019); International scientific and practical conference «Technologies of hydrocarbon field development» (г. Санкт-Петербург, 2019); 62nd International Scientific Conference (г. София, 2019); Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК» (г. Санкт-Петербург, 2019).

Личный вклад. Проанализировано современное состояние науки в области цементирования скважин в условиях МП, а также рассмотрены применяемые реагенты, и их влияние на свойства тампонажного раствора и цементного камня. Научно обоснованы и разработаны составы МТС с повышенными прочностными характеристиками для крепления скважин в МП. Разработаны математические модели, позволяющие оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы на его физико-механические свойства с учетом воздействия тепловых полей в скважине. Проведен вычислительный эксперимент по определению теплообмена в скважине и растепления массива МП, в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 19-ти печатных работах, в том числе в 4 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, в 2

статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено решение о выдаче патента «Тампонажный раствор» авторов Зимин Д.А., Двойников М.В. от 13.04.2020 (заявка на изобретение №2019138294 от 16.11.2019).

Структура и объем диссертационной работы. Диссертационная работа включает в себя введение, четыре главы с выводами по каждой из них, заключение, список литературы из 133 наименований и 1 приложение. Материал диссертации изложен на 121 странице, содержит 18 таблиц, 48 рисунков.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

1.1 Геокриологическая характеристика газодобывающих районов

На сегодняшний день до 70 % газовых и газоконденсатных месторождений расположены в условиях распространения мерзлых пород (МП). На рисунке 1.1 представлены газовые и газоконденсатные месторождения Западной Сибири и Арктического шельфа.



Рисунок 1.1 – Карта распространения газовых и газоконденсатных месторождений в Западной Сибири и на Арктическом шельфе [97]

Криолитозона представляет из себя сплошные мерзлые породы большой мощности. В среднем мощность мерзлоты месторождений Обской и Тазовской

губы, а также, например, Заполярного, Песцового, Уренгойского и других, составляет от 400 до 550 м.

Температура мерзлых пород колеблется в пределах от минус 8 до минус 2 °С в годовом теплообороте. Мерзлым горным породам присущи суглинки с максимальной льдистостью от 65 до 70 % и пески, супеси с льдистостью от 30 до 40 %, при этом сингенетические суглинки и супеси обладают минимальной льдистостью от 40 до 60 % по всему разрезу мерзлых горных пород, а эпигенетические – от 30 до 45 % до 7 м, с уменьшающимся количеством льда с глубиной. Эпигенетические прожилки льда играют незначительную роль в строении аллювия, в следствие своего небольшого размера, в отличие от сингенетических жил, которые достигают от 8 до 12 м в высоту и ширину от 2 до 4 м, залегая на глубине до 10 м. Доходя до Салехардской равнины льдистость мерзлых пород снижается до 10÷15 % на глубинах до 40 м, а влажность горной породы колеблется в пределах 10÷15 %. Глубина сезонного протаивания грунтов может достигать 2,5 м. В таблице 1.1 представлена характеристика мерзлых пород на примере разреза Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения.

Таблица 1.1 – Характеристика мерзлых пород Бованенковского месторождения

Интервал, м	Температура пород, °С	Льдистость, %	Наличие газогидратов
0-10	(-5)÷(-3)	20÷ 60	-
10-40	(-5) ÷ (-3)	10÷ 20	-
40-80	(-4) ÷ (-3)	0÷ 3	Возможно
80-250	(-3) ÷ 0	0	Вероятно

На рисунке 1.2 представлен график распределения температур мерзлых пород с глубиной, на примере Харасавэйского газоконденсатного месторождения.

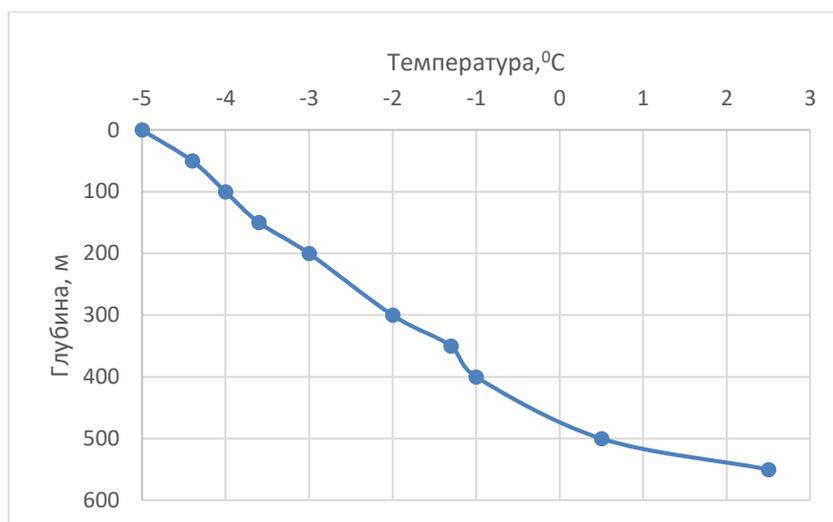


Рисунок 1.2 – График распределения температуры в мерзлых породах

Первая подзона мерзлых пород простирается по всему рельефу Западно-Сибирской равнины, и даже в мелководной части Карского моря. Объем, размер и количество льдистости увеличивается в северном направлении. Во второй подзоне мерзлых пород годовой теплооборот составляет от минус 6 до минус 1 °C, а мощность пород не выходит за глубину 450 м. «Сплошность криолитозоны прерывается сквозными таликами под руслами рек и на песчаных залесенных территориях юга подзоны. Морские и прибрежно-морские суглинки и глины, а также горные породы Казанцевской и Салехардских равнин обладают высокой объемной льдистостью (20÷40 %) до глубины 10÷20 м. С увеличением глубины значение льдистости уменьшаются» [94].

«В северной геокриологической зоне расположены газовые месторождения Ямальского и Гыданского полуостровов: Арктическое, Харасавэйское, Бованенковское, Тамбейское, Ямбургское и др.» [22,94].

Центральная геокриологическая зона, на которой расположены такие месторождения как Губкинское, Медвежье, Уренгойское, Песцовое, Юбилейное, характеризуется неравномерным распределением мерзлых пород не только по площади, но и по глубине, мощность льдистой породы достигает до 270÷300 м, а граница проходит по 62÷63 °с.ш. Центральную криолитозону отличает особенность – два слоя мерзлых пород. Верхний слой, залегающий до глубины 30÷80 м характеризуется температурой подошвы до минус 4 °C. «Породы верхнего

слоя являются современной мерзлотой. Нижний слой относится к древней деградирующей мерзлоте, распространен в литологически выдержанной толще палеогеновых, преимущественно глинистых отложений, и характеризуется более высоким, выдержанным порядком температур геологического разреза (от минус 0,5 до минус 1,5 °С)» [94]. В некоторых случаях встречается залегание трех слоев МП, в следствие присутствия в толще напорных водоносных горизонтов. Мощность верхнего слоя стремительно уменьшается к югу и иногда вообще отсутствует (к 64° с.ш МП уже не залегают). Аналогично северной геокриологической зоне льдистость уменьшается с глубиной. Суглинки и глины мерзлых отложений Салехардской и Казанцевской равнин залегают до 10 м и имеют достаточно высокий показатель льдистости (до 40 %). Песчаные отложения в этой зоне льдистых пород в свой состав не включают [34,35,89].

Исходя из вышеизложенного, установлено что отсутствие плотных сцементированных горных пород, имеющих достаточный диапазон упругой деформации, а также наличие пустот и практически повсеместное присутствие газогидратных залежей при строительстве скважин, а также низкий градиент температуры обуславливает применение соответствующих технологий и материалов для сохранения устойчивого интервала мерзлых пород при креплении обсадных колонн.

1.2 Анализ технологий крепления обсадных колонн и осложнений, возникающих при креплении скважин в мерзлых породах, методы их предупреждения

Традиционные технологии крепления скважин и материалы для цементирования обсадных колонн в осложненных условиях криолитозоны не всегда обеспечивают создание надежной и долговечной крепи в затрубном пространстве скважины. В первую очередь, это относится к герметизации направлений, кондукторов и технических колонн, которые расположены в зоне распространения мерзлых пород [49] (рисунок 1.3).

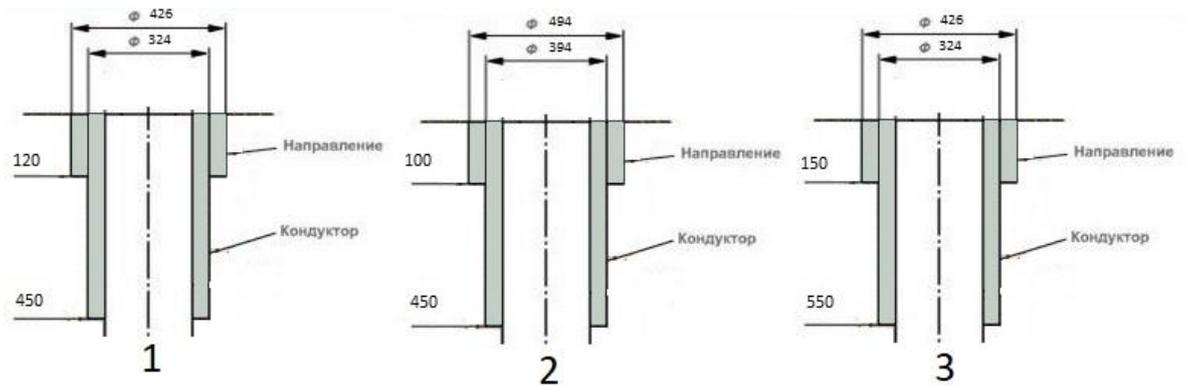


Рисунок 1.3 – Глубины спуска направлений и кондукторов для перекрытия зон мерзлых пород (1-Бованенковское месторождение, 2-Песцовая площадь Уренгойского месторождения, 3-Харвутинская площадь Ямбургского месторождения)

«Выделяются следующие геолого-физические и технологические причины негерметичности крепи газоконденсатных скважин:

- одностороннее заполнение кольцевого пространства цементным раствором;
- разрушение цементного камня по причине его коррозии;
- низкая плотность контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой;
- контракция твердеющего цементного состава;
- разрушение цементного камня в кольцевом пространстве при проведении скважинных операций» [48];
- прорыв пластовых флюидов через тампонажную смесь в связи со снижением гидростатического давления в затрубном пространстве во время процесса твердения цемента;
- низкая седиментационная устойчивость тампонажного раствора;
- высокие пористость и газопроницаемость цементного камня [11,36].

К перечисленным выше причинам нарушения целостности цементного камня, изменение температурного режима в скважине также может способствовать возникновению дополнительных нарушений в сплошности цементного камня [102].

Основные отличия при креплении скважин в мерзлых породах в методике и технологии заключаются в:

- «наличии низких и отрицательных температур в криолитозоне, что в последствии может вызвать замерзание жидкости в скважине, если необходимо будет сделать необходимый перерыв в освоении скважины даже на короткий промежуток времени;

- значительных преобразованиях физических свойств мерзлых пород одинакового минерального состава, таких как их температура, плотность, проницаемость, тепло- и электропроводность, по причине перехода влаги из состояния воды (жидкой фазы) в лед (твердую фазу);

- высокой чувствительности мерзлых горных пород к воздействию на их тепловой режим положительными температурами, из-за чего в скважине могут возникнуть осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много времени и средств» [4].

«В связи с этим, можно выделить несколько групп осложнений, специфичных для районов Крайнего Севера, которые возникают в скважинах, пробуренных в мерзлых горных породах:

- растепление горных пород из-за избыточной теплопроводности буровых и технологических жидкостей;

- частичное или полное поглощение промывочной жидкости порами и трещинами пород «сухой мерзлоты»;

- образование трещин в цементном камне, в следствие наличия свободной жидкости затворения в тампонажном растворе;

- примерзание бурильных, колонковых и обсадных труб к стенкам скважин;

- недоподъем тампонажного раствора до устья скважин, из-за наличия каверн;

- смятие обсадных труб при обратном промерзании массива горных пород, когда давление за трубами превосходит прочность металла обсадных труб;

- негерметичность крепи скважины из-за малой величины сцепления цементного камня» [4].

Для обеспечения долговременной и герметичной крепи, обеспечивающей устойчивость стенок скважины в течение всего срока ее эксплуатации, необходимо изучить конкретные геологические условия, которые влияют на качество крепления скважин и на надежность разобщения пластов, что в значительной степени определяется геометрией и физико-химическими условиями в скважине, полнотой вытеснения бурового раствора тампонажным, характеристикой показателей фильтрационной корки, технологий цементирования и другими факторами.

В работах Белова В.И., Горского А.Т., Кузнецова В.Г., Лиговецкого А.Я., Марамзина А.В., Медведского Р.И. Грязнова Г.С., Шешукова Н.Л., Стригоцкого С.В. и др. рассмотрены различные виды специфических осложнений, присущих месторождениям Крайнего Севера. «Эти осложнения могут быть вызваны, с одной стороны, растеплением массива мерзлых пород и потерей устойчивости МП, с другой - замерзанием водосодержащих сред в скважине при теплообмене с мерзлыми породами» [12,20,64,76]. Дальнейшее радиальное промерзание водосодержащего объема в заколонном и межколонном пространствах приводит к избыточному давлению в них с последующим смятием обсадных колонн. Эти повреждения также могут быть вызваны применением седиментационно-неустойчивых и долготвердеющих тампонажных растворов [82].

На месторождениях Западной Сибири примерно в 40 скважинах происходило смятие обсадных колонны, половина из них была ликвидирована. Чаще всего смятие колонн возникает в зоне наименьших значений температур МП. Так, «на месторождениях Красноярского края (Мессояха, Южно-Соленинское) с температурой МП до минус 6 °С имели место случаи смятия всех колонн, спущенных в скважину, включая насосно-компрессорных трубы (НКТ)» [45].

Одним из видов осложнений является также размыв и обрушение устья скважин при применении в конструкции скважин традиционного направления. По мнению Г.С. Грязнова это происходит вследствие прорыва циркулирующего бурового раствора, имеющего положительную температуру, по линии контакта цементной оболочки с растепленными стенками скважины [30]. Р.И. Медведский

считает, что причина размыва направления заключается в образовании каверн под башмаком направления, а не в растеплении горных пород в радиальном направлении [64].

Во время бурения интервала МП происходит интенсивное кавернообразование. Диаметр каверн может превышать 1 м, а их высота достигает более 50 м. Процесс кавернообразования часто сопровождают осыпи и обвалы растепленных МП, что может привести к недоспуску обсадных колонн до заданных глубин. В следствие недоспуска обсадных колонн интервалы поглощения могут оказаться непокрытыми. Например, на Медвежьем месторождении в 73 скважинах из 283 пробуренных наблюдался недоспуск кондукторов.

Помимо недоспуска обсадных колонн до проектных глубин, это ведет к недоподъему тампонажного раствора в затрубном пространстве в интервалах МП до устья скважины [12,30,58]. «К недоподъему также может привести и наличие в разрезе месторождений криолитозоны пластов с низким градиентом гидроразрыва»[4]. Из-за недоподъема состава до устья скважины остается большое количество промывочной жидкости, которая находится в межколонном пространстве, ограниченная цементном снизу, устьевого оборудование сверху и обсадными трубами по бокам. Пресная вода, перейдя в состояние льда увеличивается в объеме порядка на 9 %, при этом возникающее в герметизированной области давление составляет $24,79 \div 111,80$ МПа при температуре от минус 2 до плюс 10 °С и описывается зависимостью Бриджмена – Таммона [59] (формула 1.1):

$$P = 12,70 t - 0,152 t^2, \quad (1.1)$$

где t – температура замерзания, °С.

Еще одной распространённой причиной низкого качества цементирования обсадных колонн является малая величина сцепления между обсадной колонной – горной породой и обсадной колонной – цементным камнем. В таблице 1.2 рассматриваются результаты «оценки качества крепления скважин по нескольким по месторождениям, находящимися в условия криолитозоны» [4].

Таблица 1.2 – Результаты определения качества крепления скважин по месторождениям Западной Сибири

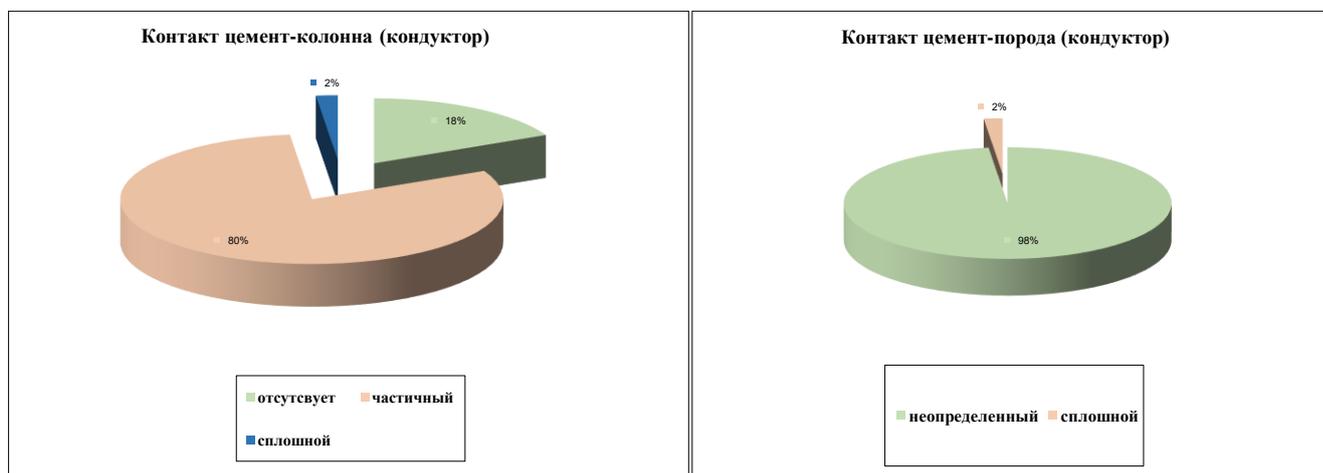
Месторождение	Величина недоподъема тампонажного раствора от устья скважины, м			Интервал, без сплошности за колоннами, м		Процент частичного и полного (жесткого) сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной
	кондуктор	промежуточная	эксплуатационная	промежуточная	эксплуатационная	
Бованенковское	36	201	165	-	1549 – 1770	87,5
	106	410	143	-	-	89,6
	0	64	0	407 – 545	-	77,8
	70	46	0	-	272 – 2140	35,0
	118	274	485	292 – 839	-	53,0
	81	31	181	-	-	89,0
	22	33	192	459 – 562	1321 – 1367	32,0
	81	0	300	-	-	82,0
	4	0	24	-	388 – 696	76,2
	73	84	41	-	548 – 846	74,0
	97	-	20	550 – 570	1347 – 1407	80,0
	120	45	0	515 – 851	-	90,0
	73	-	50	-	480 – 538	89,3
	48	-	28	-	387 – 711	70,6
	148	-	308	-	0 – 308	70,0
	129	-	10	-	338 – 710	66,0
	121	-	18	-	284 – 575	73,4
	59	-	68	-	501 – 741	84,0
	53	-	548	-	0 - 548	54,0
60	-	532	-	0-520	54,0	
Южный Тамбей	323	-	82	-	530 – 616	81,3
	140	-	450	-	474 – 759	41,4
	7	-	40	-	251 – 621	62,0
	207	-	157	-	-	87,0
	18	-	59	-	138 – 536	58,0

Ямсовейское	90	-	340	-	533 – 630	61,8
	101	-	55	-	242 – 580	65,0
	141	-	48	-	433 – 531	87,0
	20	-	595	-	0 – 595	43,3
	79	-	20	-	377 – 424	87,0
	-	-	240	-	-	78,0
	-	-	107	-	0 – 107	80,0
	99	-	10	-	-	93,0
	245	-	569	-	0 – 569	48,0
	150	-	10	-	113 – 556	58,7
	0	-	21	-	-	96,0
Ямбургское	17	66	95	-	1183 – 1502	85,0
	8	109	157	548 – 1016	0	94,3
	66	-	36	-	360 – 597	80,2
	-	-	26	-	1301 – 1901	80,4
	51	164	134	361 – 393	1086 – 1162	85,0
	20	110	51	235 – 559	-	94,0
	-	180	163	272 – 580	1005 – 1300	78,8
	102	-	16	-	643 – 765	89,5
	35	-	8	-	432 – 739	75,8
	85	-	0	-	560 – 623	93,0

Анализируя данные таблицы 1.2 можно сделать вывод, «что в затрубном пространстве имеются интервалы, где цементный камень отсутствует, а на многих скважинах отмечен неподъем тампонажного раствора до устья»[4]. «Результаты цементирования скважин на месторождениях в районах Крайнего Севера показывают, что применение традиционных материалов и технологий цементирования не обеспечивает высокое качество крепления скважин» [45].

Анализ результатов цементирования обсадных колонн на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении при бурении эксплуатационных наклонно-направленных скважин показал проблемы негерметичности крепи скважины, возникающие из-за низкой величины сцепления цементного камня и горными породами. При цементировании использовался портландцемент ЦТРС-50 (АРМ) - тампонажный расширяющийся стабилизированный цемент с армирующими

добавками и облегченный тампонажный цемент ЦТРО. Плотность цемента изменяется в пределах от 1,8 до 1,5 г/см³, колонна центрирована, эксцентриситет варьирует от 0,09 до 0,21. На диаграммах, представленных на рисунках 1.4 – 1.6, даны сведения о качестве цементирования скважин на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении.



Рисунки 1.4 – 1.5 – Результаты качества цементирования на примере Уренгойского и Бованенковского месторождений



Рисунок 1.6 – Оценка герметичности цементного кольца на примере обсадной колонны – кондуктора Бованенковского месторождения

Из приведенных выше диаграмм, можно сделать вывод о низком качестве адгезии цемента к обсадным трубам и к горным породам, что ведет к негерметичности цементного кольца [47]. «Более высокое качество цементирования обеспечивает тампонажный раствор с высокой седиментационной устойчивостью. Это особенно важно для скважин в районах распространения МП,

где сложные природные и горно-геологические условия способствуют повышению водоотделения в тампонажном растворе» [45]. «Низкое качество сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной объясняется в том числе и усадкой цемента при твердении, величина которой может достигать до 0,5 %» [4].

Одним из самых серьезных осложнений, возникающих при креплении скважин в мерзлых породах является растепление массива горных пород, ввиду избыточной теплопроводности технологических жидкостей и нарушения температурного режима бурящейся скважины [29,30].

В криолитозоне на цементный камень воздействуют разные температуры: положительные - со стороны обсадной колонны и передающиеся от бурового раствора и отрицательные – со стороны горных пород. Поэтому для крепления скважин таких условиях необходимо учитывать теплообменные процессы между мерзлыми породами и буровым и цементным растворами [8,58,64].

Для уменьшения интенсивности теплового взаимодействия в системе «скважина-грунт» важно оценить тепловое взаимодействие околоскважинной зоны с мерзлыми породами, что позволит обосновать требования к тампонажным материалам для крепления скважин в этих условиях [63, 64].

При строительстве скважин в криолитозоне под действием тепла, выделяемого скважиной, мерзлая порода в околоскважинной зоне может начать протаивать. Это может привести к просадкам, оползням, образованию термокарстов, деформации наземных сооружений. В затрубном пространстве скважины образуется циркуляционный канал, через который пластовый флюид может прорваться на поверхность, при этом разрушив приустьевую зону. Необходимо учитывать интенсивность взаимодействия тепла для оценки характера изменения температуры в массиве мерзлых пород [73,110].

На данный момент существуют различные способы защиты обсадных колонн от интенсивного воздействия теплового потока от скважины, которые можно принципиально разделить на допускающие протаивания и усадку МП, и практически исключают теплообмен между скважиной и мерзлыми породами.

Все способы защиты мерзлых пород от растепления в настоящее время можно разделить на два: пассивные и активные способы теплоизоляции. К активным способам защиты мерзлых пород от растепления относятся конструкции, внутри которых принудительно циркулируют хладагенты. Такие технологии поддерживают заданные отрицательные температуры МП во время всей эксплуатации скважины и предотвращают растепление пород криолитозоны.

«Использование теплоизолирующих труб с утеплителем, расположенным в вакууме относится к способам пассивной теплоизоляции. Это позволяет увеличивать сроки начала оттаивания, либо же снижать темпы ускоренного оттаивания ограничением влияния теплового потока, который воздействуют на МП со стороны скважины» [65].

Большее количество скважин, сооружаемых в криолитозоне Канады и Северной Америки имеют различную тепловую «защиту». Наиболее широкое применение получила «конструкция скважин с теплоизоляционными трубами «Термокейс», которая сейчас часто используется и на месторождениях Западной Сибири» [6,79].

Ниже на рисунке 1.7 представлена конструкция скважины, пробуренной на Журавлиной площади Восточно-Таймырского лицензионного участка с применением «Термокейса». Направление-термокейс имеет диаметр 820 мм и спущено до 30 м. Тампонажный материал, используемый для крепления обсадных колонн - CemFrost Lite-4 плотностью 1400 кг/м^3 , применяемый совместно с замедлителем сроков схватывания и пеногасителем.

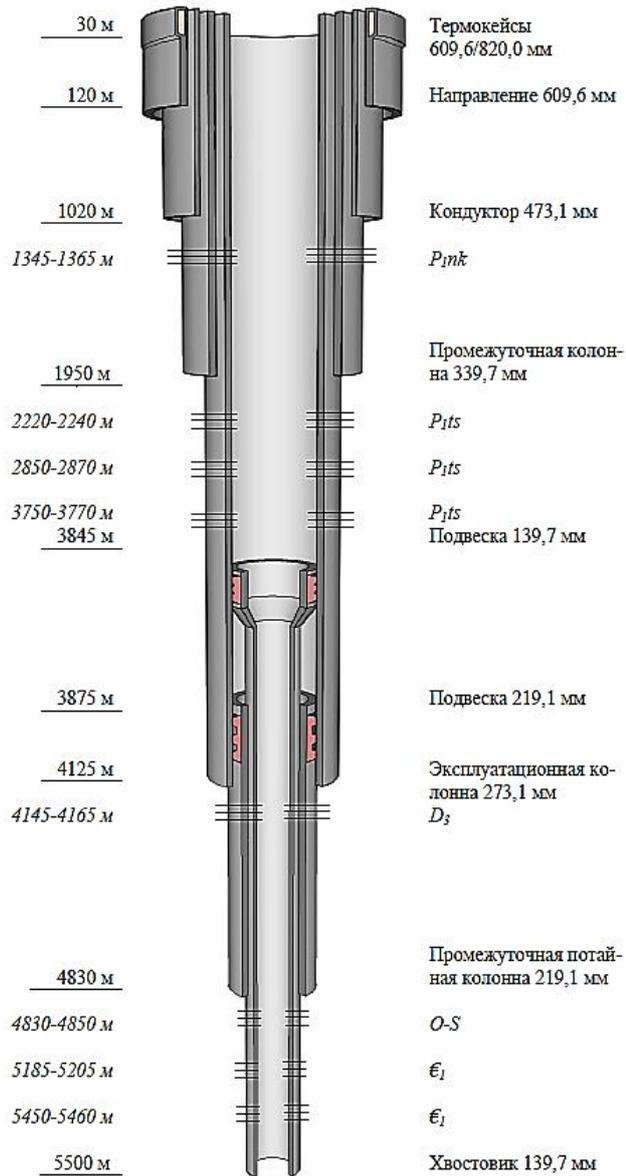


Рисунок 1.7 – Конструкция скважины, пробуренной на Журавлиной площади Восточно-Таймырского ЛУ.

Результаты качества цементирования таких скважин методом волнового акустического каротажа представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Процентное соотношение типов контактов и оценки герметичности

Мощность интервала исследования	Контакт цемент-колонна			Контакт цемент-порода			Герметичность			
	отсутствует	частичный	сплошной	неопределенный	частичный	сплошной	очень низкая	низкая	пониженная	удовлетворительная
м	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
	М	М	М	М	М	М	М	М	М	М
547.8	10.62	87.52	1.86	98.14	0.00	1.86	10.62	87.52	0.00	1.86
	58.2	479.4	10.2	537.6	0.0	10.2	58.2	479.4	0.0	10.2

Исходя из данных таблицы 1.3 можно сделать вывод о низкой герметичности крепи и только частичном контакте цемент-обсадная колонна.

Указанные способы защиты обсадных колонн требуют значительного усложнения конструкций, а, следовательно, удорожания строительства скважин. К недостаткам активных и пассивных методов теплоизоляции, помимо увеличения стоимости строительства, относятся трудности монтажа теплоизолирующего оборудования в зацементированной скважине, сложность поддержки состояния вакуума, использование воздушных прослоек, которые повышают теплопроводность системы в целом. Исходя из всех перечисленных недостатков теплозащиты, поиск новых решений, который позволили бы повысить качество цементирования скважин в криолитозоне, при этом не увеличивая стоимость строительства скважин, становится актуальной задачей [65,92,132].

«Исходя из рассмотренных выше технико-экономических факторов, одним из наиболее применяемых в настоящее время решений по обеспечению теплозащиты МП является использование теплоизоляционного экрана, образуемого тампонажной смесью» [65], совместно с расчетом распределения температур с течением времени в интервале распространения криолитозоны, что позволит уменьшить интенсивность теплового взаимодействия между скважиной и мерзлой породой и поможет обосновать требования к тампонажному составу, применяемого в таких условиях.

1.3 Тампонажные материалы, применяемые для крепления низкотемпературных скважин

«Цементирование скважин в сложных горно-геологических условиях, использование обычных тампонажных материалов на основе портландцементного клинкера не всегда обеспечивают качественное крепление скважины. В интервалах МП при добавлении хлористого кальция не всегда происходит сокращение сроков схватывания цементного раствора, а также скорость гидратации при температурах ниже 4 °С имеет незначительную величину. Применение усадочных тампонажных смесей не позволяет получать полную информацию о состоянии контакта

цементного камня с горной породой, в связи с отсутствием плотного контакта с обсадной колонной» [48]. Применение пакеров также не дает положительного результата по причине интенсивного кавернообразования (коэффициент больше 2) пород, сложенных льдами. Как правило, элементы пакера, в частности набухающего, не активируются при химической реакции в условиях температур ниже 5 °С. Поэтому «для цементирования обсадных колонн скважин в зонах распространения мерзлых пород требуется применять специальные тампонажные растворы, для которых прогнозирование теплофизических свойств играет существенную роль в разработке их состава с заранее заданными технологическими свойствами» [10,48,80,94].

Для повышения качества крепления скважин в МП необходимо предъявлять к тампонажным материалам и цементному камню ряд требований, которые сформированы и представлены в таблице 1.4 [8,9,23,24,31,75].

Таблица 1.4 – Основные требования, предъявляемые к тампонажному раствору-камню для цементирования скважин в криолитозоне

Показатель, единица измерения	Нормируемый показатель цемента
Водоцементное соотношение (В/Ц), не более	0,6
Растекаемость тампонажного раствора, мм, не менее	200,0
Конец срока схватывания тампонажного раствора, ч, не более	10,0
Водоотделение тампонажного раствора, %, не более	2,0
Усадка тампонажного камня, %	0,0
Предел прочности цементного камня при изгибе через 2 суток, Мпа, не менее	2,7
Предел прочности цементного камня при сжатии через 2 суток, Мпа, не менее	5,0
Модуль упругости цементного камня при температуре 0±5°С, МПа·10 ³ , не менее	1,0
Газопроницаемость цементного камня, мДа	1,5÷3,0
Коэффициент теплопроводности цементного камня, Вт/м·К, не более	0,4

В интервале мерзлых пород цемент в затрубном пространстве скважины формируется при одновременном воздействии отрицательной температуры - со

стороны стенки скважины и положительной - со стороны обсадной колонны, что обуславливает возникновение особенных требований, предъявляемым к тампонажному раствору-камню, формируемому в МП:

- цементный камень должен быть безусадочным и обладать высокими адгезионными характеристиками;

- тампонажный раствор должен иметь максимально быстрый период прокачиваемости;

- «тампонажный состав должен обладать предельно сокращенными сроками схватывания, которых будет достаточно для продавливания раствора;

- тампонажный раствор должен быть седиментационно-устойчивым и обладать высокой скоростью структурообразования;

- цементный камень должен набирать прочностные показатели без дополнительного нагрева жидкости затворения;

- тампонажный раствор должен обладать пониженным водосодержанием» [94];

- тампонажный состав обладать высокой скоростью тепловыделения в начале затворения при минимальном тепловыделении в целом;

- цементный камень должен обладать пониженной теплопроводностью (интенсивность теплопередачи должна быть в 3-4 раза ниже по сравнению с стандартными тампонажными смесями);

- цементный камень должен обладать пониженными показателями пористости и проницаемости;

- цементный камень должен обладать устойчивостью к воздействию знакопеременных температур [32,73].

Исходя из приведённых выше требований к тампонажному раствору-камню, «основными задачами разработки тампонажных составов для цементирования скважин в интервале распространения МП является снижение водосодержания в растворе, обеспечение схватывания состава за короткие сроки до замерзания с быстрым темпом набора прочности цементного камня» [49], достижение

требуемой подвижности, а также отсутствие его усадки, и низких показателей пористости, проницаемости и теплопроводности.

Большое количество российских и зарубежных ученых исследуют основные свойства составов, предназначенных для крепления скважин в условиях низких и отрицательных температур. В условиях мерзлых пород использование тампонажных растворов без добавок не представляется возможным, ввиду осложненных условий [11,64]. Бездобавочный цемент не может отвечать всем требованиям, предъявляемым к цементному раствору-камню, и не обеспечивает качественную межпластовую изоляцию. Это вынуждает применять разнообразные реагенты, помогающие регулировать свойства растворов [7,60,119].

При креплении скважин тампонажные составы должны обладать повышенными сроками схватывания, во избежание преждевременного замерзания жидкости затворения. «Для сокращения сроков схватывания цемента при низких положительных и отрицательных температурах вводят реагенты, регулирующие скорость кинетики твердения, – ускорители различной концентрации» [4]. В основном, ускорителями сроков схватывания являются соли неорганических кислот – нитраты, сульфаты и хлориды калия, кальция, натрия, алюминия. Механизм ускорения путем введения добавок заключается в том, что эти соли являются электролитами, повышающими растворимость цементных минералов, в следствие чего частицы осаждаются быстрее и реакция гидратации ускоряется [25].

Помимо ускорителей сроков схватывания в состав тампонажного раствора часто включаются и противоморозные добавки, которые часто несут в себе обе функции (неорганические соединения солей и оснований, формиаты кальция и натрия). Противоморозные добавки придают цементу способность твердеть при отрицательной температуре. Наряду с большим количеством применяемых добавок-ускорителей сроков схватывания, при низких температурах цементный раствор часто затворяется не в воде, а в растворе CaCl_2 или NaCl [14,124]. Тампонажные составы, затворяемые на таком рассоле, не замерзают при температурах до минус $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, при этом сохраняя интенсивность твердения и подвижность раствора в пределах необходимого для продавливания в затрубное

пространство времени. «Хлориды также могут использоваться в составе, как компоненты, обладающие высокой скоростью тепловыделения в начале реакции гидратации при минимальном количестве выделяющегося тепла в целом, что обеспечивает предотвращение замерзания воды в тампонажном растворе до начала схватывания» [65]. Однако, следует учитывать, что добавление CaCl_2 в состав раствора в количестве более чем 4 % может вызвать большее растепление мерзлых пород в следствие своей экзотермической реакции, а также коррозию металла [7].

Важно учитывать, что выделение тепла при использовании хлорида кальция непродолжительный процесс, что необходимо для обеспечения сохранения отрицательной температуры мерзлой породы. Если замерзание раствора происходит медленно, то процесс гидратации может сильно замедлиться из-за воздействия отрицательных температур. В результате в тампонажном камне образуются продольные каналы и трещины, заполненные водой, впоследствии перешедшей в лед, что может приводить к избыточному давлению на обсадные трубы. Исходя из этого, можно сделать вывод, что «важным фактором влияющих на набор прочности цементного камня, является не только ускоритель срока схватывания, но и величина водоцементного отношения» [94,127].

«При водоцементном отношении (В/Ц) до 0,3 образование льда в структуре практически исключается, но такой показатель В/Ц не будет обеспечивать достаточную прокачиваемость раствора, поэтому, как правило, при приготовлении цементных составов В/Ц принимается равным $0,5 \div 0,7$ » [4].

Водоцементное отношение $0,5 \div 0,7$ хоть и обеспечивает достаточную подвижность раствора, но и повышает водосодержание, что приводит к понижению прочностных показателей и тому, что часть свободной воды превращается в лед. Интенсивное отфильтровывание жидкости затворения приводит к преждевременному загустеванию, снижению подвижности состава и физико-механических характеристик цементного камня. Поэтому в целях обеспечения требуемой подвижности, а также для уменьшения водоотделения, необходимо использовать пластифицирующие добавки. В настоящее время наиболее распространенными пластификаторами, применяемыми в буровой технологии,

являются лигносульфонаты, полимеламиновые и полинафталиновые сульфонаты, пластификаторы на основе поликарбоксилатов. Принцип действия пластификаторов заключается в возникновении электростатического эффекта, приводящего к диспергированию частиц цемента в составе [2].

Процесс крепления скважин в мерзлых породах часто характеризуется наличием пластов с низким градиентом гидроразрыва, что вынуждает применять тампонажные растворы пониженной плотности, что в основном достигается добавлением к составу раствора облегчающих добавок. «Большинство облегчающих добавок к тампонажному раствору являются инертными наполнителями, не участвующими в процессе формирования структуры камня, а их повышенное содержание может стать причиной пониженной активности вяжущего»[94]. Для скважин с повышенными давлением и температурой, при повышенной гидравлической активности вяжущего, эта проблема решается, а для скважин с пониженными температурами пород вопрос снижения плотности является актуальной проблемой. Авторы [86] указывают, что у большинства используемых облегчённых тампонажных составов В/Ц больше 0,6, что ограничивает их применение в МП, без добавления дополнительных реагентов.

Одни из самых распространённых облегчённых тампонажных растворов – это газожидкостные тампонажные смеси и пеноцементы, поскольку они обладают низкой теплопроводностью [3,33,71]. Газожидкостные смеси содержат в себе, помимо тампонажного материала, жидкости и газа, поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые вовлекают и удерживают газовую фазу. При недостаточном вовлечении газовой фазы требуемая плотность состава не достигается, а при повышенном – концентрация ПАВ повышается, что значительно влияет на сроки схватывания, увеличивая их, замедляет процесс твердения тампонажного камня, что может ухудшать свойства тампонажного раствора-камня, влияя также на его прочность. Исходя из сказанного, «недостатками облегченных тампонажных цементов является то, что с уменьшением плотности тампонажного раствора снижается также прочность образующегося из него камня и возрастает проницаемость» [94].

Например, «использование облегченных тампонажных растворов плотностью 1450 и 1600 кг/м³, приготовленных на основе ПЦТ-G-50 и супероблегченных микросфер, используемых ранее на Уренгойских месторождениях для цементирования обсадных колонн в интервале низких положительных и отрицательных температур невозможно вследствие гравитационного расслоения раствора» [4].

Отсутствие усадки тампонажного камня в мерзлых породах является одним из основных требований к нему. Для снижения контракции в тампонажном составе рекомендуется снижать В/Ц, заменять часть ПЦТ наполнителем, добавлять расширяющие добавки или использовать цементно-кремнеземистый, известково-кремнеземистый цементы. Надежная величина крепления цементного камня в заколонном пространстве достигается за счет расширения цемента в процессе твердения и создания давления на контакт цемент – порода, цемент – обсадная колонна [69].

Исследованиями в области разработки расширяющихся тампонажных составов занимались в разное время Газизов Х.В., Губкин Н.А., Данюшевский В.С., Каримов Н.Х., Кузнецова Т.В., Маликов Е.Л., Овчинников В.П., Рябова Л.И., Рябоконт С.А., Толкачев Г.М., Dessouki A.

«Использование расширяющихся тампонажных растворов не только компенсирует контракцию цементного камня, но и помогает создать более плотный его контакт со стенкой скважины и обсадными колоннами, за счет повышения напряжения в зонах контакта цементного кольца с колонной и стенкой скважины» [49]. Введение расширяющих добавок в сухую смесь состава является одним из наиболее применяемых решений, которое не требует дополнительных затрат времени [87,106]. «При этом необходимо учитывать влияние расширяющей добавки на реологические свойства раствора для его прокачиваемости по стволу скважины и снижения гидродинамического давления, что особенно важно учитывать при наличии в разрезе пластов, склонных к гидроразрыву» [5]. Благодаря способности расширяться, данные составы имеют повышенную адгезию практически к любым материалам. Путем правильного подбора соотношения

компонентов тампонажного раствора можно получить цемент, в котором расширение будет полностью компенсировать усадку (безусадочный цемент) или будет несколько превышать её (расширяющийся цемент).

Следует учитывать, что динамика расширения должна быть связана с динамикой набора прочности, то есть расширение не должно произойти до момента формирования структуры цементного камня, что приведет к увеличению. Величина расширения должна компенсировать усадку глинистой корки, образуемой вследствие обезвоживания цементного камня. При использовании тампонажных составов с низким показателем контракции величина расширения должна составлять порядка $2 \div 3$ % [1,16,18].

«Выделяют три основных механизма расширения тампонажных составов и условия их применения. Первый тип расширения – сульфаталюминатный. В основе расширения лежит взаимодействие между гидроалюминатами кальция и сульфатом кальция. Данный механизм расширения присутствует главным образом у глиноземистых типов цемента.

Второй тип расширения – оксидное» [61]. Оксидное расширение тампонажного камня – это увеличение его линейных и объемных размеров в процессе затвердевания, причиной которого являются разрыхление кристаллической решетки исходной фазы в процессе гидратации и увеличение ее объема. Оно обеспечивается за счет образования гидроксида кальция и гидроксида магния, имеющих больший объем по сравнению с первоначально взятыми оксидами.

«Третий тип расширения – применение газвыделяющих добавок. В практике строительства скважин данный механизм расширения применяется ограниченно ввиду того, что при высоких давлениях образующийся газ может растворяться в поровой жидкости цементного камня» [48]. Негативным последствием газового расширения является формирование пористого цементного камня, что отрицательно сказывается на его прочностных характеристиках, в особенности в условиях Крайнего Севера [38,107].

При цементировании скважин в условиях нормальных и умеренных температур наиболее широко используются оксидные расширяющиеся добавки (оксиды магния и кальция), так как они обеспечивают максимальную величину расширения при минимальной концентрации расширяющей добавки [16,62,72].

К примеру, Х.В. Газизов, Е.Л. Маликов в своих работах [17,18] рассматривают применение оксидных добавок при креплении боковых стволов и доказывают, что добавка увеличивает качество сцепления цементного камня с горной породой. Авторы [61,62,77] в своих работах показывают, что оксид кальция положительно влияет на свойства тампонажного раствора-камня и приводит к пониженной водоотдаче, нулевому водоотделению, высокой адгезии к металлу, и расширению в оптимальных пределах.

Одно из самых главных требований, предъявляемых к тампонажному камню – это его прочность. В МП необходимо, чтобы состав набирал прочность максимально быстро, при этом без дополнительного подогрева раствора и сохраняя подвижность [81,91].

Согласно исследованиям А.Ф. Полак «прочность цементного камня определяется прочностью отдельных кристаллов в единице объема» [84]. М.Ю. Бальшин считает, что цемент — это пористое тело и его прочность, в связи с этим, зависит от объемной концентрации и прочности твердой фазы, если рассматривать её как монолит. В.А. Никишкин утверждает, что «прочность цемента формируется в результате взаимодействия поверхности частиц клинкера с водой, проникновения мелких частиц в крупные и их зацепления между собой, а не в результате заполнения межзернового пространства» [68].

Выделяется несколько способов повышения прочностных показателей цементного камня, например, ввод в систему реагентов-пластификаторов, снижающих В/Ц. Увеличение прочностных показателей происходит вследствие повышения плотности тампонажной смеси и снижения количества свободной жидкости затворения в тампонажном растворе [51,96]. Еще одним способом повышения прочности цементного камня является использование ускорителей

сроков схватывания, которые обеспечивают быстрый набор прочностных характеристик в ранние сроки твердения.

Более распространённым методом увеличения прочностных показателей цементного камня является добавление в состав цементного раствора ультрадисперсных минеральных добавок. «Тонкомолотые минеральные добавки-уплотнители активно участвуют в процессе структурообразования, заполняя пространство между частицами цемента, что приводит к уплотнению его структуры» [50].

Анализ теоретических исследований в области процессов гидратации твердения минеральных вяжущих химического и морфологического состава минералов позволил рекомендовать в качестве основной добавки к цементу концентрат наноструктур на основе диоксида кремния (микрокремнезем), как компонент повышающий прочность цементного камня. Увеличение дисперсности вяжущего приводит к формированию более прочной структуры, так как увеличивается количество кристаллических контактов и повышается прочность гидратной связки [56,80,95,128].

Микрокремнезем (микросиликат) – побочный продукт производства металлургического кремния, ультрадисперсный материал, представляющий собой диоксид кремния, образовавшийся в результате газоочистки рудотермических печей металлургического производства путем восстановления кремния углеродистыми материалами (древесный уголь, нефтяной кокс, каменный уголь и древесная щепа). Получение кремния связано с образованием значительных количеств пылевых отходов (выход микросиликатов колеблется от 300 до 1000 кг на 1 т товарного кремния), характеризующихся высоким содержанием SiO_2 от 84 до 98 %. Существующие газоочистные сооружения не могут обеспечить эффективную очистку отработанных газов и утилизацию нано- и микросиликатов. Около 35 000 т тонкодисперсной пыли образуется ежегодно при производстве металлургического кремния в России, которая складывается в «биг-беги» по 1 т или отправляется хранение на шламовые поля. Из-за такого хранения возникают значительные экономические потери, связанные, во-первых, со стоимостью

хранения, а во-вторых, с упущенной выгодой от их промышленного и строительного использования. Утилизацию и использование пылевых отходов кремниевого производства (микросиликатов) следует рассматривать как важное направление экономии материальных ресурсов и повышения экологической безопасности прилегающих территорий хранилищ [67,112,115,117,123,128].

«В процессе производства металлического кремния получают два вида продукции:

- металлический кремний (с чистотой не менее 98 %, применяемый в алюминиевой, химической и других отраслях промышленности);
- кремниевая пыль (ультрадисперсный материал, получаемый в процессе газовой очистки рудотермических печей)» [67].

Кремниевая пыль, ранее считалась отходом, но теперь используется во многих отраслях промышленности, например, при производстве высокопрочных композитных легированных металлических сплавов, красок, стекла, электроники, керамики, битума, металлических сплавов и чугуна, а также в производстве особо прочных сухих строительных смесей [67,95,103,123].

В настоящее время большой научный и практический интерес исследователей связан с возможностью использования микросиликатов в различных отраслях промышленности. Известно, что микросиликаты нашли свое применение в основном в производстве бетона для изготовления особо прочных смесей для получения долговечного цементного камня [117]. Практическое использование показало, что 1 кг микрокремнезема обеспечивает такую же прочность, как 4÷5 кг обычного портландцемента. «Высокие свойства микрокремнезема улучшают такие характеристики бетона, как прочность на сжатие, прочность сцепления, износостойкость, морозостойкость, химическую стойкость и значительно снижают проницаемость» [99,101,103,118,125].

Микросиликаты являются высокоактивной пуццолановой добавкой с мелким гранулометрическим составом, и при ее смешивании с цементным раствором создаются условия для превращения непрочной гидроокиси кальция (образуемой при затворении цементной смеси водой и гидратации клинкерного материала) в

кристаллический гидрат силиката кальция, который создает условия для повышения прочности цементного камня, а микросферы заполняют пространство, освобождаемое водой. Возрастающая плотность состава повышает как прочность, так и водонепроницаемость камня, а впоследствии и его долговечность [68,83,114].

Микросиликаты также является ультрадисперсной добавкой и значительно увеличивают плотность состава, уменьшая его водосодержание. Это связано с захватом некоторого количества воды, образующейся в среде цементного теста, что уменьшает количество свободной воды для развития гидратации цемента [28,116,125]. Для затворения микросиликатов с цементом и для обеспечения высокой подвижности состава, требуется либо повышать количество свободной воды, либо добавлять к составу пластификатор.

Авторы работы [52] проводят исследования свойств тампонажного состава с добавкой отходов фтористого алюминия – кремнегеля. В состав раствора помимо кремнегеля входит оксид кальция. Состав, содержащий свыше 5% микросиликатов обладает низкими показателями подвижности, поэтому для обеспечения необходимой прокачиваемости тампонажного раствора и достижения оптимальных сроков его твердения при низких скважинных температурах, путем сокращения количества свободной воды в составе, необходимо добавлять реагент-пластификатор. К примеру, Д. Мункхтувшин, В.Б. Балабанов, К.Н. Пуценко [66] рассматривают различные типы микрокремнезема (МК) и приходят к выводу, что добавление МК в бетон увеличивают показатели прочности, морозостойкости и химической стойкости, но только совместно с применением суперпластификатора С-3. Аналогично, авторы [15,19] убеждены, что эффективность применения микросиликатов допустима только с совместным использованием пластификатора, ускоряя гидратацию цемента и увеличивая прочность цементного камня на 20 %. Авторы [119] рассматривают микрокремнезем как компонент, увеличивающий сроки схватывания цементного раствора, ввиду небольших размеров их частиц.

George Quercia Bianchi в своих работах активно изучает вопрос использования нанокремнезема как добавки к цементу, обладающего меньшим экологическим воздействием на окружающую среду в сравнении с обычным

портландцементом и делает выводы о повышении долговечности бетона добавкой кремнезема и отсутствии связи между распределением пор и количеством добавки в составе раствора [105,122].

Авторы работы [108] считают, что включение микрокремнезема значительно увеличивает прочность бетона на сжатие (до 50 %) в зависимости от количества вводимой добавки, а также улучшает прочность сцепления цемента при положительных температурах. В работе [126] также говорят об использовании отходов кремния и его использовании в составе цементного раствора, как компонента, повышающего прочность на сжатие на 7 МПа спустя 28 суток твердения по сравнению с образцами без добавок. Исследования проводились для условий положительных температур.,

В работе [121] авторы указывают, что прочность на сжатие и изгиб образцов, содержащих наноматериалы, выше прочности обычного раствора с таким же В/Ц, а также обладает повышенной плотностью. В работах В.В. Потапова [21,85,129] обоснована возможность применения гидротермального нанокремнезема, как добавки повышающей прочность, совместно с 1 % суперпластификатора. На 28 сутки повышение прочности составило 40 % в сравнении с контрольными образцами без кремния.

М.Д. Бутакова также рассматривает применение микросиликатов для увеличения прочности вместе с ускорителем сроков схватывания и суперпластификатором, что увеличивает прочность бетона и водонепроницаемость [13].

В работе [78] рассматривается состав, включающий тампонажный портландцемент, микрокремнезем МК-85, раствор хлорида кальция, понизитель водоотдачи и пластификатор - окзил-см. К недостатку данного состава можно отнести низкий уровень адгезии камня с колонной, приводящей к межколонным перетокам и пониженную прочность цементного камня, а также отсутствие необходимого коэффициента расширения тампонажного камня.

Однако в этих работах не рассматривалось применение микросиликатов как добавки к цементному раствору для условий распространения мерзлых пород.

Также не рассматривалось влияние на особенности формирования структуры тампонажного камня различного количества введенной добавки с учетом влияния тепловых полей обсадной колонны и со стороны МП.

Нано- и микрочастицы микросиликатов имеют большую удельную поверхность и отличаются химической активностью, то есть могут выступать как добавки, ускоряющие реакцию гидратации, а также качестве нанонаполнителя, снижающего пористость. Фазовый состав ультрадисперсного упрочняющего материала соединяется с составом цементного раствора, поверхность которого представлена гидроалюминатами и гидрокарбоалюминатами кальция. Гидросиликаты кальция в это время, частично прореагировав, образуют гелеобразную массу, которая блокирует поверхность цементного камня. В результате срастания этих структур формируется цемент с меньшим объемом пор и их меньшими размерами.

Условия формирования цементного раствора-камня, с учетом воздействия различных тепловых полей по интервалу распределения, обуславливают неконтролируемую гидратацию тампонажной смеси с неравномерным образованием открытой и закрытой пористости в крепи скважины, приводящей к увеличению газопроницаемости цементного камня и снижению его физико-механических свойств. Высокая проницаемость может привести не только к заколонным перетокам, но и к ускоренной коррозии цементного камня [53,104,111].

Исходя из этого, выделяется актуальное направление изучения вопроса зависимости формирования структуры камня от процентного содержания применяемых добавок, с учетом воздействия тепловых полей.

1.4 Выводы по главе 1

Исходя из представленных материалов, можно сделать следующие выводы по первой главе:

1. Показано, что в зоне распространения мерзлых горных пород расположено большинство крупных нефтегазоконденсатных месторождений. Дана

геокриологическая характеристика наиболее известных месторождений севера Западной Сибири.

2. Рассмотрены основные осложнения, возникающие при цементировании скважин в условиях мерзлых пород, и установлено, что одним из самых распространенных и тяжелых по последствиям осложнений является растепление мерзлых пород и, как следствие, обратное промерзание и смятие труб обсадных колонн.

3. Показано, что действующие технические и технологические методы не дают полного исключения растепления мерзлых пород и не обеспечивают повышение контакта цементный камень-горная порода и цементный камень-обсадная колонна, а использование термокейсов значительно увеличивает затраты на строительство скважины.

4. При разработке тампонажного состава для крепления скважин в условиях МП важнейшими задачами являются обеспечение максимальной прокачиваемости раствора при предельно сокращенных сроках схватывания, высоких прочностных характеристик цементного камня, его высокой адгезии, низкой пористости, проницаемости и теплопроводности.

5. Рассмотрено влияние микросиликатов на свойства цементного раствора. Теоретически установлено, что микросиликаты повышают прочность цементного камня, при этом снижая его пористость.

6. Установлено, что известные микросиликатные тампонажные материалы не нашли широкого применения в мерзлых породах, в связи с чем необходимо разработать микросиликатную тампонажную систему, которая будет удовлетворять требованиям данных условий.

7. Указано, что формирование структуры цементного камня зависит от процентного содержания применяемых добавок, с учетом воздействия тепловых полей обсадной колонны и со стороны МП.

В связи с вышеизложенным, целью исследования является повышение качества цементирования скважин микросиликатными тампонажными системами (МТС) в криолитозоне.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ и научное обоснование необходимости и целесообразности повышения качества крепления скважин в криолитозоне микросиликатными тампонажными системами;
- провести экспериментальные исследования структурно-реологических и физико-механических свойств цементного раствора - камня с добавлением микрокремнезема в условиях низких и отрицательных температур;
- разработать составы микросиликатных тампонажных систем для крепления скважин в условиях мерзлых пород;
- разработать математические модели, которые позволят оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы, с учетом воздействия тепловых полей в скважине, на распределение пористости и проницаемости цементного камня и его физико-механические свойства;
- разработать математические модели, позволяющие определить теплообмен в скважине и растепление массива МП в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ МИКРОСИЛИКАТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ

2.1 Основные свойства тампонажного раствора-камня и методы их исследования. Краткая характеристика микросиликатов.

К основным свойствам тампонажного раствора и цементного камня относятся плотность раствора, растекаемость, время загустевания, сроки схватывания, водоотделение, седиментационная устойчивость, реологические характеристики, водоотдача, способность к расширению, седиментационная устойчивость, прочность сцепления цемента с металлом, прочность на сжатие и изгиб, пористость, проницаемость, теплопроводность [9].

Все вышеперечисленные свойства цементного раствора-камня могут изменяться путем их обработки различными реагентами и добавками, которые могут изменять несколько параметров состава одновременно.

Основными требованиями к разрабатываемому тампонажному раствору являются пониженная пористость и проницаемость, а также повышенные прочностные характеристики. Анализ теоретических данных, представленных в 1 главе, позволяет рекомендовать в качестве добавки к цементу кремниевую пыль (микросиликаты). Ввиду своей тонкодисперсности, микросиликаты являются добавками-уплотнителями, которые заполняют пространство между частицами цемента, тем самым увеличивая его плотность.

Согласно американскому и европейскому стандартам по использованию микрокремнезема (ASTM C 1240, ЕК 13263) содержание диоксида кремния (SiO_2) в микрокремнеземе должно составлять не меньше 85%. В таблице 2.1 представлен химический состав микросиликатов, добавляемых в разрабатываемый тампонажный раствор.

Таблица 2.1 – Химический состав концентрата наноструктур на основе диоксида кремния

Наименование вещества	Массовая доля, %	Метод измерения
SiO ₂ , не менее	98	EN 196-2
CaO, не более	0,3	EN 451-1
SO ₃	-	EN 196-2
K ₂ O, не более	0,3	EN 196-2
Na ₂ O, не более	0,1	EN 196-2
Fe ₂ O ₃ , не более	0,1	ГОСТ 2642.5-97
Al ₂ O ₃ , не более	0,3	ГОСТ 2642.4-86
MgO, не более	0,2	ГОСТ 2642.8-97
P ₂ O ₅	-	ГОСТ 2642.10-86
Cl	-	EN 196-2
H ₂ O не более	0,3	ГОСТ 2642.1-86

Из таблицы 2.1 видно, что диоксид кремния составляет наибольшую массовую долю (не менее 98 %). Микрокремнезем II класса (темно-серый порошок), добавляемый в исследуемый состав, имеет маркировку МК-85, в следствие массовой доли кремния не менее 85 % [28].

Определение гранулометрического состава микросиликатного компонента проводились на лазерном микроанализаторе «MASTERSIZER» фирмы «Malvern Instruments» (рисунок 2.1). Самым распространенным и наименее трудоемким методом определения гранулометрического состава порошкообразных материалов является метод лазерной дифракции. Размер частиц пыли в процентном соотношении позволяет говорить о том, что пыль более чем на половину представлена наночастицами - это частицы с размером между 1 и 100 нанометров.



Рисунок 2.1 – Лазерный микроанализатор «MASTERSIZER»

Результаты исследования гранулометрического состава микросиликатов представлены на рисунке 2.2 и в таблице 2.2.

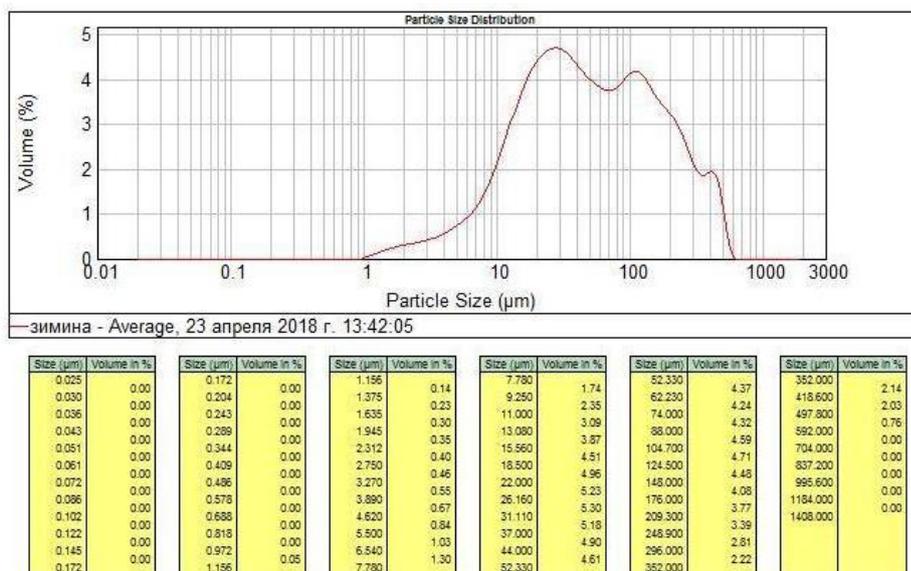
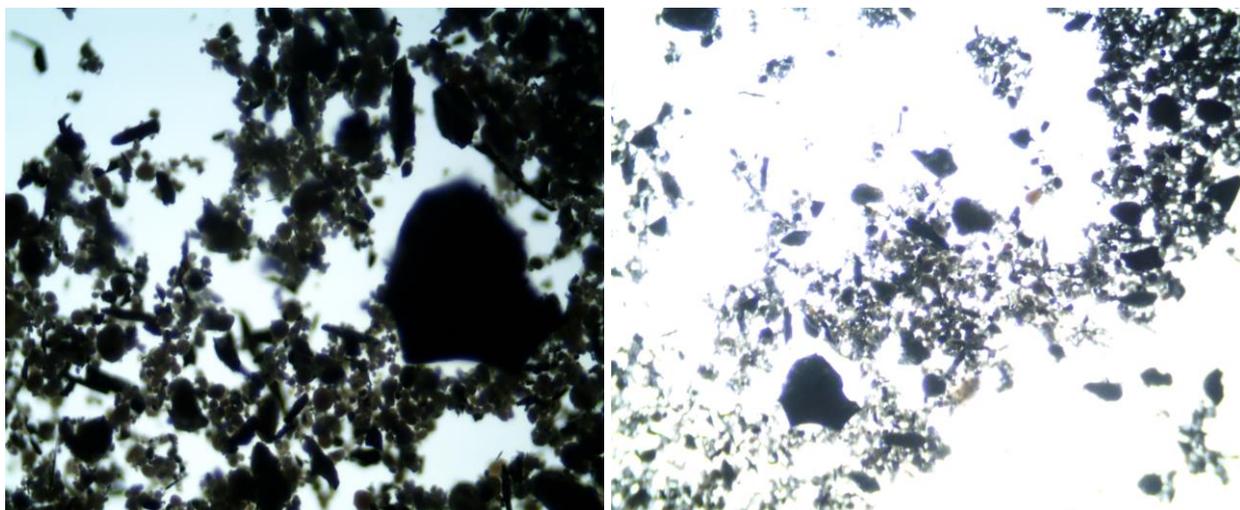


Рисунок 2.2 – Гранулометрический состав микросиликатов

Таблица 2.2 – Результаты исследования гранулометрического состава микросиликатов

Размер частиц, мкм	Содержание частиц в пробе, %
Отдельные наночастицы: - наноскопические, менее 1 мкм	менее 1
Агломераты: – мелкие, более 1 мкм;	1-10
Агломераты: – средние, более 10 мкм;	10-45
Агломераты: – крупные, более 45 мкм	более 45

Кремниевая пыль представляет собой конгломераты твердых частиц, имеющие размеры от субмикронных до нескольких десятков микрон со сложным химическим и фазовым составом. Ниже представлены фотографии, дающие представление о разнообразии гранулометрического состава кремниевой пыли (рисунок 2.3) [37,130].



а

б

Рисунок 2.3 – Концентрат наноструктур на основе диоксида кремния с увеличением 1000х (а) и 400х (б)

Электронно-микроскопические исследования структуры микросиликатной ультрадисперсной добавки проводились на «сканирующем электронном микроскопе “Super mini SEM-Akashi” фирмы “Hitachi” (угол сканирования 300, ускоряющее напряжение 25 кВ)» [62].

Из-за малых размеров частиц и высокого содержания диоксида кремния микрокремнезем обладает высокой реакционной активностью при его использовании в цементе, как пуццолановая добавка. «Как и все пуццолановые материалы, микрокремнезем вступает в реакцию с гидроксидом кальция, которая освобождается при гидратации портландцемента для образования вяжущих соединений. Реактивные сферические микрочастицы окружают каждое зерно цемента, уплотняя цементный раствор, заполняя пустоты прочными продуктами гидратации. Эффект заполнения пор, создаваемый пуццолановыми сферическими

микрочастицами, способствует значительному уменьшению капиллярной пористости и проницаемости бетона» [103].

Исходя из этого можно сделать вывод, что предлагаемая тонкодисперсная минеральная добавка улучшает свойства цементного камня (повышает прочность, снижает пористость и проницаемость), но при этом снижает растекаемость раствора и значительно увеличивает его плотность, поэтому рекомендуется к применению совместно с добавками реагентов - пластификаторов.

Исходя из вышесказанного, и из требований, предъявляемых к тампонажному составу, предназначенному для крепления скважин в мерзлых породах, предлагается регулировать свойства тампонажного раствора-камня с использованием следующих компонентов:

- микросиликаты, добавляемые в состав раствора для обеспечения высоких прочностных характеристик цементного камня;
- хлорид кальция для ускорения сроков схватывания тампонажного раствора;
- оксид кальция с целью обеспечения безусадочности тампонажного состава и увеличения адгезионных характеристик цементного камня;
- пластификатор для регулирования подвижности тампонажного раствора.

Экспериментальные исследования свойств тампонажных растворов и цементного камня проходили в лаборатории буровых и тампонажных растворов кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета.

«Цементные образцы были приготовлены в соответствии со стандартами проведения испытаний, изложенными в» [26,100]. Сначала смешивались сухие компоненты состава (портландцемент тампонажный ПЦТ I-50 и микрокремнезем). Остальные реагенты (расширяющая добавка, ускоритель схватывания, пластификатор) входили в жидкость затворения. Затем, после навески всех необходимых компонентов, они смешивались в «лопастном смесителе со скоростью вращения 1500 ± 100 об/мин в течение 3 мин» [54]. Полученный тампонажный раствор и цементный камень использовался в лабораторных исследованиях, где определились его основные параметры и свойства. Испытания тампонажных цементов проводились в соответствии с ГОСТ 1581-96, ГОСТ 26798-

96 и зарубежными стандартами API Recommended Practice 10B-2/ ISO 10426:2 [24,26,100].

Плотность тампонажного состава определяется на рычажных весах – плотномер ВРП-1.

Растекаемость тампонажного раствора определяет его подвижность, которая характеризует возможность прокачивания раствора насосом в течение требуемого для проведения процесса цементирования скважины времени, а также позволяет определить величину гидравлических сопротивлений при тампонировании.

Растекаемость тампонажного раствора определяется в начальный момент, сразу после затворения раствора, с помощью конуса АзНИИ (КР-1 по ТУ 25-04-52–75), который представляет собой усеченный конус объемом 120 см³. За растекаемость принимается среднеарифметическое значение результатов трех измерений. «Реологические параметры тампонажного состава необходимо измерять для определения характера течения по кольцевому пространству между колонной. Оптимальным считается турбулентное движение, которое можно получить понижением реологических характеристик раствора и повышением показателей прокачиваемости раствора, что обеспечивается вводом в тампонажный раствор пластификаторов, поэтому в первую очередь оценивается влияние на подвижность тампонажных растворов количество и тип реагента-пластификатора» [60,109].

Для оценки консистенции растворов и времени их загустевания используется консистометр КЦ 5. Оценка текучести и прокачиваемости тампонажных растворов крайне важна при бурении скважин в криолитозоне, ввиду обратного промерзания массива МП. Для того чтобы определить степень прокачиваемости тампонажного состава в скважину используется показатель времени начала загустевания. По стандартам ISO и API временем загустевания считается время, в течение которого условная вязкость тампонажного состава достигает 30 условных единиц консистенции (V_c – единицы консистенции Бердена) с момента начала его перемешивания. «При значении в 60 V_c раствор становится густым и не

перекачиваемым, а при 100 Вс переходит в стадию начала схватывания (начинается процесс кристаллизации)» [60,100].

Исследования по определению сроков схватывания проводятся на приборе игла ВИКА по методике акад. П.А. Ребиндера. На сроки схватывания цементного раствора оказывают влияние давление, химический состав тампонируемых пород, а также минерализация пластовых вод. Понижение температуры приводит к увеличению сроков схватывания. Исследование сроков схватывания определялось при двух температурных режимах: в нормальных условиях, и в термокамере при температуре от 0 до минус 6 °С.

Линейное расширение тампонажного камня зависит от минералогического и химического состава цемента, количества и типа вводимой расширяющей добавки и температура. Расширение измеряется с помощью прибора для исследования набухания – ПНГ-1 (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Прибор для определения свободного набухания грунтов –ПНГ-1

Влияние типа и количества расширяющих добавок на линейное расширение тампонажного камня исследовалось экспериментально при нормальных условиях и при отрицательных температурах, в термокамере (до минус 6 °С). Величина линейного расширения определяется в процентах, как отношение разницы между конечной и начальной высотой слоя цементного камня к его начальной высоте.

Адгезия цементного камня определяется по методике, рассмотренной в работе [54]. Цементный раствор помещается между внешним кольцом и внутренней втулкой (рисунок 2.5). После затвердевания камня на гидромеханическом прессе создается сдвиговое напряжение – сила,

выдавливает образец цементного камня. Отношение выдавливающей силы к площади соприкосновения образца с внутренней втулкой является величиной прочности сцепления (адгезии).

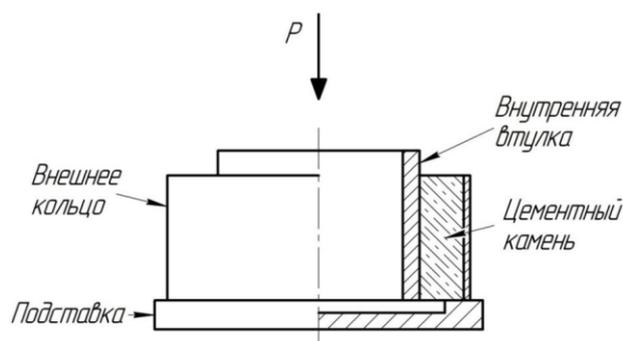


Рисунок 2.5 – Форма для исследования адгезии цементного камня

«Показателем седиментационной устойчивости тампонажного раствора является его водоотдача. При определении седиментационной устойчивости тампонажного состава, раствор находится в статическом положении в мерном цилиндре объемом 250 см^3 , изготовленном по ГОСТ 1770» [69]. «Для предотвращения испарения жидкости мерные цилиндры закрывались сверху смоченной в воде фильтрованной бумагой, после чего их оставляли в покое на 3 часа. Затем замеряется объем отделившейся воды. Водоотделение, которое определяет устойчивость раствора к расслоению, должно находиться в диапазоне от 0 до 2 см^3 за 2 ч пребывания цемента в статическом состоянии» [26,62].

Показатель фильтрации тампонажного раствора измерялся по стандартной технологии с помощью прибора фильтр-пресс НРНР filter press series 387 марки Fann. При повышенной водоотдаче цементный раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, увеличивается усадка цементного камня.

Реологические свойства тампонажных растворов определяются с помощью шестискоростного ротационного вискозиметра марки Fann 35SA.

Тампонажные смеси, обладающие низким коэффициентом теплопроводности, обеспечивают отсутствие растепления МП в процессе эксплуатации скважин [74]. Коэффициент теплопроводности определяется на измерителе теплопроводности ИТС-1 в соответствии с ГОСТ 7076-99 [27].

Газопроницаемость цементного камня определяется на установке для измерения проницаемости жидкости и газу ТВР-804 фирмы Coretest Systems. Отсутствие проницаемости тампонажного камня может обеспечивать сохранение теплоизолирующих свойств при кратковременном растеплении массива мерзлых пород.

2.2 Методика исследования прочностных характеристик цементного камня

Временное сопротивление изгибу и сжатию, реже разрыву, характеризуют прочность тампонажного камня. Прочность цементного камня обычно в начале твердения быстро возрастает, затем постепенно стабилизируется, а через некоторое время происходит ее снижение. Теме повышения прочности тампонажного камня посвящено много работ, в том числе труды Кузнецова В.Г., Николаева Н.И., Мнацаканяна О.С.

Прочность при сжатии определяют путем разрушения образцов на гидравлическом прессе. Чаще всего используются образцы в виде куба размером $4 \times 4 \times 4$ см. Прочность при изгибе определяют путем разрушения образцов-призм на разрывных машинах. Размеры призм $4 \times 4 \times 16$ см [26]. «Прочность тампонажного камня исследуется на полуавтоматической машине для испытания на сжатие и на изгиб Controls – Pilot3» [65] (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Полуавтоматическая машина для испытания на сжатие и на изгиб Controls – Pilot3.

Машина управляется микропроцессором и работает в автономном режиме. Прибор состоит из основания с масляным резервуаром, насоса, пульта управления Digimax Plus и испытательной рамы. На цифровой дисплей выводятся результаты испытания, указывающие пиковую нагрузку на образец (кН) и его прочность (МПа). Цилиндры прибора имеют электрическую систему отключения, что позволяет машине автоматически останавливаться при достижении нагрузки, которая превышает максимальный предел. Результатом является среднее трех измерений.

«Установлено, что конечные прочностные характеристики цементный камень набирает через 28 суток твердения. Но уже через 2 суток прочность цементного камня способна достигать 90 % и более от максимальной. Поэтому оперативная оценка прочности дается через 2 суток твердения» [65]. Образцы изготавливаются, заливаются в стандартные ячейки, затем часть из них остается твердеть при нормальных условиях, а другая часть помещается на период набора прочности (2 суток) в холодильную камеру при температурах до минус 5 °С.

В МП на тампонажный камень влияют различные температуры: положительные - со стороны обсадной колонны и передающиеся от бурового раствора, и отрицательные – со стороны массива мерзлых горных пород. В этой связи для исследования формирования структуры цементного камня в зависимости от влияния тепловых полей на цементный камень разработана методика исследования физико-механических свойств цементного камня в зависимости от влияния тепловых полей на тампонажный состав в процессе твердения. Методика определения влияния тепловых полей на формирование цементного камня осуществляется следующим образом. В качестве источника воздействия отрицательных температур на цементный раствор используется термокамера с регулятором температуры от плюс 20 до минус 70 °С. Для формирования образцов цементных балочек применяются стандартные ячейки. Формы герметично закрываются и помещаются в термокамеру. (рисунки 2.7-2.8). С наружной стороны герметичной формы устанавливается нагревательный элемент, состоящий из металлических пластин с температурой порядка 30÷40 °С, позволяющий

моделировать температуру, соответствующую температуре внутрискважинной продавочной жидкости в обсадной колонне. В результате одна часть формы подвергается воздействию отрицательных температур, а другая - положительных. Это позволяет моделировать скважину, находящуюся в криолитозоне, в которой на цементный камень воздействуют разные температуры.

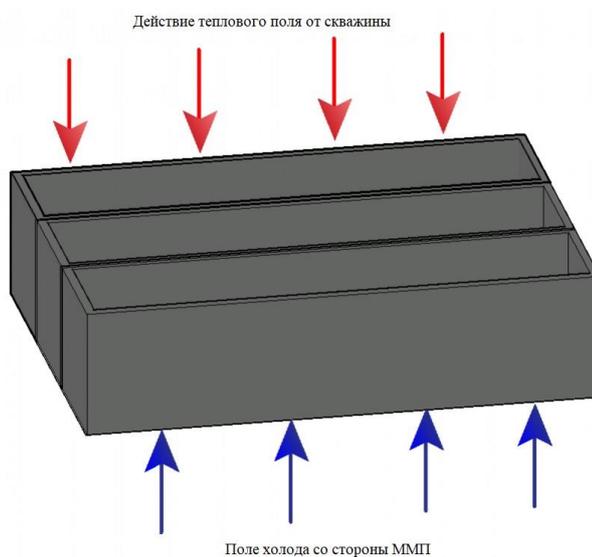


Рисунок 2.7 – Схема установки для исследования влияния тепловых полей на прочность цементного камня

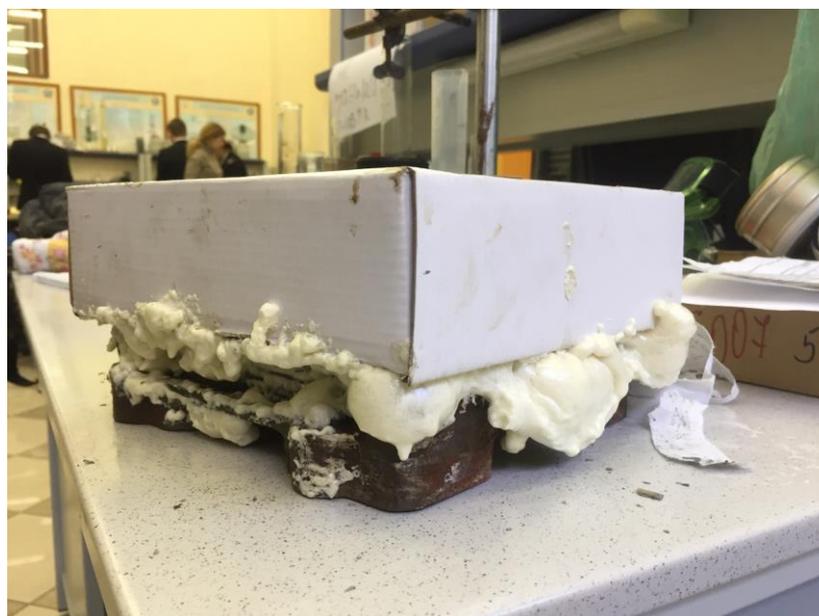


Рисунок 2.8 – Образцы цементного теста в форме под изоляционной крышкой с нагревательным элементом

2.3 Методика исследования поровой структуры тампонажного камня

Прочностные характеристики цементного камня функционально связывают или с концентрацией гидратированной твердой фазы, или с пористостью материала. Чем выше степень гидратации - тем выше прочность, чем выше пористость – тем ниже прочность. С увеличением общего количества пористости цементного камня от 10 до 60 % его прочность значительно снижается, так как уменьшается его эффективное сечение, которое воспринимает нагрузку.

Поскольку тампонажный раствор-камень формируется в затрубном пространстве под воздействием различных тепловых полей, неконтролируемый процесс его гидратации обуславливает неравномерное распределение открытой, закрытой и общей пористости в цементном камне, что может привести к снижению его физико-механических свойств, а также увеличению его проницаемости. В связи с этим выделяется актуальное направление изучения вопроса зависимости изменения структуры камня (распределения открытой и закрытой пористости), определяющую его прочность не только от водоцементного соотношения, химического состава раствора и применяемых добавок, а также от распространения температуры.

Используемые в составе микросиликаты могут выступать качестве нанонаполнителя, снижающего пористость и проницаемость, поскольку из-за формирования гидросиликатов кальция с низковолокнистой структурой частицы микрокремнезема при твердении способствуют получению мелкозернистого малопроницаемого камня, с пониженными показателями пористости, что объясняет также и снижение газопроницаемости.

Исследование пористости проводится в Санкт-Петербургском горном университете на приборе SkyScan 1173 американской корпорации Bruker (рисунок 2.9). SkyScan 1173 – это рентгеновский настольный микротомограф с высокой энергией излучения для неразрушающей визуализации внутренней пространственной микроструктуры объекта. Конструкция позволяет исследовать образцы большого размера и высокой плотности вещества.



Рисунок 2.9 – Микротомограф SkyScan 1173

Компьютерная микротомография - это реконструкция трехмерных моделей рентгеновских изображений. Метод позволяет проводить исследования внутренней структуры объектов. Применение данных технических решений снижает детализацию исследуемых объектов до долей микрона и делает возможным изучение порового пространства пород с минимальными размерами пор. Принцип работы рентгеновского сканера заключается в том, что микрофокусная рентгеновская трубка просвечивает объект, а рентгеновская камера регистрирует его теневые проекции. В процессе сканирования объект вращается вокруг своей оси, за счет чего накапливается пакет из сотен виртуальных сечений. При помощи специализированного программного обеспечения проектируется сечение объекта, а объединяя эти сечения вместе, получается объёмная компьютерная модель всего образца.

В результате проведения исследований на микротомографе можно определить открытую, закрытую и общую пористость образца с высокой точностью результатов, распознать химические и физические изменения, воздействовавшие на образец, получить размеры и форму порового пространства в объеме, оценить насыщение пор водой или углеводородами.

Для обоснования закономерности распределения пористости в структуре цементного камня с учетом воздействия тепловых полей по интервалу распространения мерзлых пород, а также для исследования влияния микросиликатов на пористость, исследуемые части разломанных, после определения прочности, образцов проверяются на открытую, закрытую и общую пористости, причем образы условно разделяются на две «части» - сторону воздействия положительных температур (нагревательный элемент) и сторону холода, идущего от термокамеры. В ходе эксперимента фиксируется диаметр, количество, объем и сферичность пор каждой стороны.

2.4 Методика исследования теплообмена в скважине и растепления мерзлых пород

Для снижения возникновения аварий при строительстве скважин необходимым условием является прогнозирование поведения мерзлых пород под воздействием источника тепла (скважины) [70,93].

Для оценки теплового взаимодействия скважины с окружающими мерзлыми породами был проведен вычислительный эксперимент по определению распределения температуры как функции от времени с учетом температур цементного раствора, продавочной жидкости и мерзлой породы. При этом эксперимент проводится с разными фазовыми составами цементной смеси, в зависимости от процентного содержания поинтервально добавляемого в состав микросиликата, и для разных температурных условий окружающей среды.

Вычислительный эксперимент осуществляется на программном обеспечении COMSOL Multiphysics (среда для моделирования сложных физических процессов). COMSOL Multiphysics позволяет моделировать практически все физические процессы, которые описываются частными дифференциальными уравнениями в частных производных [98].

При вычислениях рассматривается отрезок вертикальной скважины, которая проходит через толщу мерзлых пород; породы принимаются однородными и изотропными; плотности скелетных матриц мерзлой и талой пород равны; поры

заполнены льдом; тепло между цементом и породой передается в большей степени теплопроводностью, чем конвекцией; массопереноса жидких флюидов на момент начала эксперимента не происходит. Начальные температуры продавочной жидкости, цемента, труб и породы постоянны по нормальным к вертикали координатам. Внешние границы системы скважина-порода термически изолированы.

Задаются начальные параметры, включая температуры среды, буровой жидкости и цемента. Данные для проведения вычислительного эксперимента представлены в таблице 2.3 [57].

Таблица 2. 3 – Входные параметры вычислительного эксперимента

Параметр, единица измерения	Значение
Начальная температура цементного раствора в затрубном пространстве, К	316,0
Начальная температура промывочной жидкости в трубе, К	298,0
Температура мерзлой породы в верхней части рассматриваемого интервала, К	267,0
Температура мерзлой породы в нижней части рассматриваемого интервала, К	273,0
Удельная теплоемкость цементного раствора, Дж/кг·К	800,0 – 900,0
Удельная теплоемкость микросиликатного цементного раствора, Дж/кг·К	700,0 – 1000,0
Удельная теплоемкость бурового раствора, Дж/кг·К	3900,0 - 4100,0
Удельная теплоемкость мерзлой породы, Дж/кг·К	2000,0 – 2100,0
Коэффициент теплопроводности цементного раствора, Вт/м·К	0,4 – 0,8
Коэффициент теплопроводности микросиликатного цементного раствора, Вт/м·К	0,2 – 0,4
Коэффициент теплопроводности бурового раствора, Вт/м·К	0,5 – 0,7
Коэффициент теплопроводности мерзлой породы, Вт/м·К	2,2 – 2,3

«Теплоемкость и теплопроводность мерзлой породы зависят от содержания в них ледяных включений» [65,90].

Моделирование эксперимента осуществляется с использованием уравнения теплопроводности Фурье (2.1), без учета конвекции, согласно которому тепловой поток прямо пропорционален градиенту температуры.

$$dq = -\lambda \frac{dt}{dn} dF d\tau, \quad (2.1)$$

где dq – количество теплоты,

λ – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К,

dt – температурный градиент,

dF – градиент площади (изотермической поверхности),

$d\tau$ – градиент времени.

Уравнение теплопроводности строится по гипотезе локального теплового равновесия, которая предполагает равенство температур как в жидкой, так и в твердой фазах (2.2).

$$T_f = T_s = T, \quad (2.2)$$

где T_f – температура твердой фазы, К,

T_s – температура жидкой фазы, К.

Далее по координатам и времени рассчитывается температура и системами уравнений задаются правила для определения теплового потока разных тел. Рассматривается влияние различных тампонажных составов с добавлением микросиликатов и без на величину растепления МП.

2.5 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований

Для того, чтобы разработать рецептуру тампонажного раствора для крепления скважин в условиях криолитозоны, необходимо проводить экспериментальные исследования. Эти эксперименты позволяют определить влияние различных химических реагентов и условий на основные показатели цементного раствора-камня. Для того, чтобы обеспечить высокое качество крепления скважин в МП тампонажный раствор-камень должен обладать рядом характеристик. Выделим основные из них, применяемым для условий МП: тампонажный раствор должен быть подвижным, обладать ускоренными сроками схватывания, цементный камень обладать низкой пористостью и

газопроницаемостью, иметь повышенную прочность и адгезионные характеристики, быть безусадочным.

В связи с этим для написания диссертационной работы планирование экспериментов и обработка результатов исследований являются обязательным [88].

Планирование эксперимента – это процесс выбора условий, числа, методов проведения опытов, которых будет достаточно для решения поставленной задачи с необходимой точностью. Планирование экспериментов позволяет исследователю сократить количество возможных испытаний, уменьшить количество ошибок при проведении исследования, разработать математическую модель, которая позволит управлять технологическим процессом.

Для решения поставленной задачи используется математическая модель исследования, которая в общем виде выражается уравнением 2.3:

$$y=f(x_1, x_2, x_3, x_4 \dots, x_n), \quad (2.3)$$

где y – отклик системы (параметр оптимизации);

x_1, x_2, x_3, x_4, x_n – факторы (реагенты), влияющие на исследуемый процесс.

Поскольку при планировании эксперимента требуется установить зависимость между параметром оптимизации и влияющими факторами, важной задачей является определение количества экспериментов. Количество испытаний определяется по следующей формуле (2.4) (метод полного факторного эксперимента):

$$N=p^n, \quad (2.4)$$

где N – число экспериментов;

p – количество уровней;

n – количество факторов (реагентов).

Далее происходит процесс кодирования, то есть перевод натуральных значений уровней в безразмерные величины, необходимых для построения матрицы эксперимента. Факторы, с непрерывной областью определения, кодируют по следующей формуле (2.5):

$$X_n = \frac{x_n - x_0}{\Delta x_n}, \quad (2.5)$$

где X_n – кодовое значение n-фактора;

x_n – натуральное значение n-фактора;

x_0 – начальный уровень фактора;

Δx_n – интервал варьирования n-фактора.

Примем количество уровней факторов равным 2, с нижним и верхним уровнем факторов, минус 1 и плюс 1 соответственно. Планы экспериментов типа 2^n геометрически представлены совокупностью точек на вершинах гиперкуба в многомерном пространстве. Пространство внутри него и является областью планирования эксперимента.

Результат кодирования четырех факторов x_1, x_2, x_3, x_4 можно представить в виде матрицы планирования эксперимента, где строки соответствуют различным независимым экспериментам, а столбцы уровням факторов. В таблице 2.4 представлена геометрическая интерпретация полного факторного эксперимента.

Таблица 2.4 – Матрица планирования полного факторного эксперимента

Номер эксперимента	Факторы				Номер эксперимента	Факторы			
	X_1	X_2	X_3	X_4		X_1	X_2	X_3	X_4
1	+ 1	+ 1	+ 1	+ 1	9	+ 1	- 1	- 1	+ 1
2	+ 1	+ 1	+ 1	- 1	10	+ 1	+ 1	- 1	+ 1
3	+ 1	+ 1	- 1	- 1	11	+ 1	- 1	+ 1	+ 1
4	+ 1	- 1	- 1	- 1	12	+ 1	- 1	+ 1	- 1
5	- 1	+ 1	+ 1	+ 1	13	- 1	- 1	+ 1	- 1
6	- 1	- 1	+ 1	+ 1	14	- 1	+ 1	+ 1	- 1
7	- 1	- 1	- 1	+ 1	15	- 1	+ 1	- 1	+ 1
8	- 1	- 1	- 1	- 1	16	- 1	+ 1	- 1	- 1

Матрица планирования экспериментов построена с учетом влияния комбинаций реагентов (например, x_1 – микросиликат, x_2 - пластификатор, x_3 - ускоритель схватывания и x_4 - расширяющая добавка) на любую функцию отклика тампонажного раствора-камня [19].

Эффективность полного факторного эксперимента, построенного в данном случае на двух уровнях факторов, достигается следующими его свойствами:

- симметричность относительно центра эксперимента (сумма значений каждого столбца матрицы равна нулю);

- ортогональность (сумма произведений двух столбцов матрицы равна нулю);

- нормировка (сумма квадратов значений каждого столбца равна числу опытов).

Для того чтобы решить сложную многокритериальную задачу оптимизации состава цементного раствора с несколькими откликами системы необходимо получить обобщенный параметр. Одним из решений данной задачи является определение обобщенного параметра обобщенной функцией желательности Харрингтона, которая фиксирует соответствия между основными откликами системы, а также желательную оценку того или иного отклика [55].

Функция желательности (или предпочтительности) Харрингтона определяется по формуле двойной экспоненты (2.6):

$$d = e^{-e^{(-y)'}} , \quad (2.6)$$

где d_i – частный показатель желательности.

Необходимость введения функции Харрингтона объясняется также тем, что исследуемые показатели обладают различной размерностью, что не позволяет проводить с ними прямые математические действия. Уравнение преобразовывает натуральные значения откликов y_i в единые безразмерные величины \hat{Y}_i шкалы желательности, которая может меняться от 0 до 1 и делится на 5 диапазонов (таблица 2.5). Это позволяет облегчить сравнение разработанных тампонажных составов.

Таблица 2.5 – Диапазоны стандартных оценок по шкале желательности

Желательность	Оценка по шкале желательности
Отлично	$0,80 \leq d \leq 1,00$
Хорошо	$0,63 \leq d < 0,80$
Удовлетворительно	$0,37 \leq d < 0,63$
Плохо	$0,20 \leq d < 0,37$
Очень плохо	$0,00 \leq d < 0,20$

При проведении планирования эксперимента в качестве основных характеристик цементного раствора-камня выбраны: показатели прочности на сжатие, прочности на изгиб, газопроницаемости, пористости, растекаемости, линейного расширения, адгезии. Для каждого показателя устанавливаются критерии их изменения в соответствии со шкалой желательностью.

При оценке частной желательности показателей применяются следующие функции (2.7-2.9):

1) Максимальное желательное значение отклика системы (исследование прочности на сжатие и изгиб):

$$d_i(\hat{Y}i) = \begin{cases} 0 & \text{если } \hat{Y}i(x) < U_i \\ \frac{\hat{Y}i(x)-U_i}{C_i-U_i} & \text{если } U_i \leq \hat{Y}i(x) \leq C_i \\ 1 & \text{если } \hat{Y}i(x) > C_i \end{cases} \quad (2.7)$$

2) Заданное желательное значение отклика системы (исследование адгезии к стали, исследование газопроницаемости, исследование общей пористости):

$$d_i(\hat{Y}i) = \begin{cases} 0 & \text{если } \hat{Y}i(x) < U_i \\ \frac{\hat{Y}i(x)-U_i}{C_i-U_i} & \text{если } U_i \leq \hat{Y}i(x) \leq C_i \\ \frac{\hat{Y}i(x)-L_i}{C_i-L_i} & \text{если } C_i \leq \hat{Y}i(x) \leq L_i \\ 0 & \text{если } \hat{Y}i(x) > L_i \end{cases} \quad (2.8)$$

3) Минимальное желательное значение отклика системы (исследование подвижности раствора, линейного расширения):

$$d_i(\hat{Y}i) = \begin{cases} 1 & \text{если } \hat{Y}i(x) < C_i \\ \frac{\hat{Y}i(x)-L_i}{C_i-L_i} & \text{если } C_i \leq \hat{Y}i(x) \leq L_i \\ 0 & \text{если } \hat{Y}i(x) > L_i \end{cases} \quad (2.9)$$

В уравнениях 2.7-2.9, $d_i(\hat{Y}i)$ – частный показатель желательности i -ого отклика системы, $\hat{Y}i(x)$ – фактическое полученное значение i -ого отклика системы, C_i – заданное желательное значение i -ого отклика, L_i – верхний уровень значений i -ого отклика системы, U_i – нижний уровень значений i -ого отклика.

Значения функций желательности, полученные для частных откликов системы, применяются для формирования обобщенного показателя желательности D , который определяется формулой 2.10:

$$D = \sqrt[n]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \cdot \dots \cdot d_n}, \quad (2.10)$$

где n – число используемых параметров, применяемых для сравнения.

Число используемых показателей параметров может отличаться для разных сравниваемых систем, что позволяет проводить сравнение обобщенных

коэффициентов даже при отсутствии некоторых частей параметров, используемых для сравнения. В таблице 2.6 представлены значения частных откликов для разрабатываемого тампонажного состава.

Таблица 2.6 – Значения частных откликов цементного раствора-камня

Отклик системы	U_i	C_i	Li
Прочность тампонажного камня при изгибе, МПа	1,5	5,5	-
Прочность тампонажного камня на сжатие, МПа	4,5	15,0	-
Растекаемость тампонажного раствора, мм	170,0	195,0	230,0
Величина линейного расширения, %	-1,0	0,5	1,5
Адгезия цементного камня к стали, МПа	0,5	1,2	-
Общая пористость, %	-	0,5	5,0
Газопроницаемость, мД	-	1,0	5,0

Результаты оценки частных показателей желательности выбранных основных показателей разработанного цементного раствора-камня представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Частные желательности показателей разработанного состава

Отклик системы	d
Прочность при изгибе	1
Прочность на сжатие	1
Адгезия	0,76
Расширение	0,60
Растекаемость	0,93
Общая пористость	0,88
Газопроницаемость	1

С целью устранения несоответствий и для сравнения разработанных составов тампонажных растворов и выбора наиболее подходящих из них производится расчет обобщенного коэффициента желательности и затем он оценивается по шкале желательности (таблица 2.5). После этого составы с наибольшими значениями коэффициента желательности сравниваются через обобщенную функцию желательности, что позволяет сделать выбор между ними.

Необходимое и достаточное количество повторяющихся замеров свойств тампонажных составов определяется формулами (2.11-2.12).

$$n = \frac{t^2 \cdot v^2}{B^2} \quad (2.11)$$

$$B = \frac{t}{\sqrt{n}} \cdot V, \quad (2.12)$$

где « n – количество повторяющихся замеров, t – критерий Стьюдента, определяемый по стандартной таблице в зависимости от величины принятой доверительной вероятности (α), V – коэффициент вариации, B – допустимая ошибка» [62,88].

Величина допустимой ошибки в бурении скважин при определении физико-химических процессов принимается равной от 3 до 10 %. В процессе проведения экспериментов определяются коэффициент вариации, равный 10 %, допустимая ошибка B , равная 7 %, а критерий Стьюдента равен 2, при $\alpha = 0,05$. Исходя из этого, число необходимых равно 9. Обобщенный коэффициент желательности для разработанных тампонажных смесей равен 0,868, что соответствует отметке «отлично» по шкале желательности.

2.6 Выводы по главе 2

1. Экспериментальные исследования по разработке составов тампонажных систем, предназначенных для крепления скважин в мерзлых породах, проводятся на базе научных лабораторий Санкт-Петербургского горного университета.

2. Разработана методика исследования физико-механических свойств цементного камня и его структуры, с учетом воздействия тепловых полей для моделирования процесса структурообразования, при креплении скважин в условиях низких температур.

прочностных характеристик цементного камня и его пористости для крепления скважин в условиях низких температур.

3. Представлена методика проведения вычислительного эксперимента по определению оценки теплового взаимодействия скважины и мерзлых пород в процессе строительства скважин в криолитозоне.

4. Использование методик планирования и обработки результатов экспериментов позволяет оптимизировать достаточный объем экспериментальных исследований и повысить достоверность полученных данных.

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ МИКРОСИЛИКАТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В КРИОЛИТОЗОНЕ

3.1 Результаты исследований физико-механических свойств цементного камня с добавлением микросиликатов

На основании проведенных теоретических и экспериментальных исследований и ввиду своей высокой активности тонкодисперсная пуццолановая добавка микросиликатов рекомендуется к использованию в составе цементного раствора для повышения прочностных характеристик цементного камня. «Основные прочностные характеристики цементного камня – его прочность при сжатию и изгибе» [39,40]. В качестве базовой рецептуры использовался цементный раствор с водоцементным соотношением 0,5 на основе портландцемента ПЦТ-I-50. Исследования проводились при нормальной температуре и при температуре минус 6 °С. Микросиликаты добавляются в сухую смесь в количестве от 2 до 20 % от массы цемента [24]. На рисунках 3.1-3.2 представлены результаты исследований прочности цементного камня после 2 суток твердения при нормальной и отрицательной температурах с добавлением микросиликатов и без них.

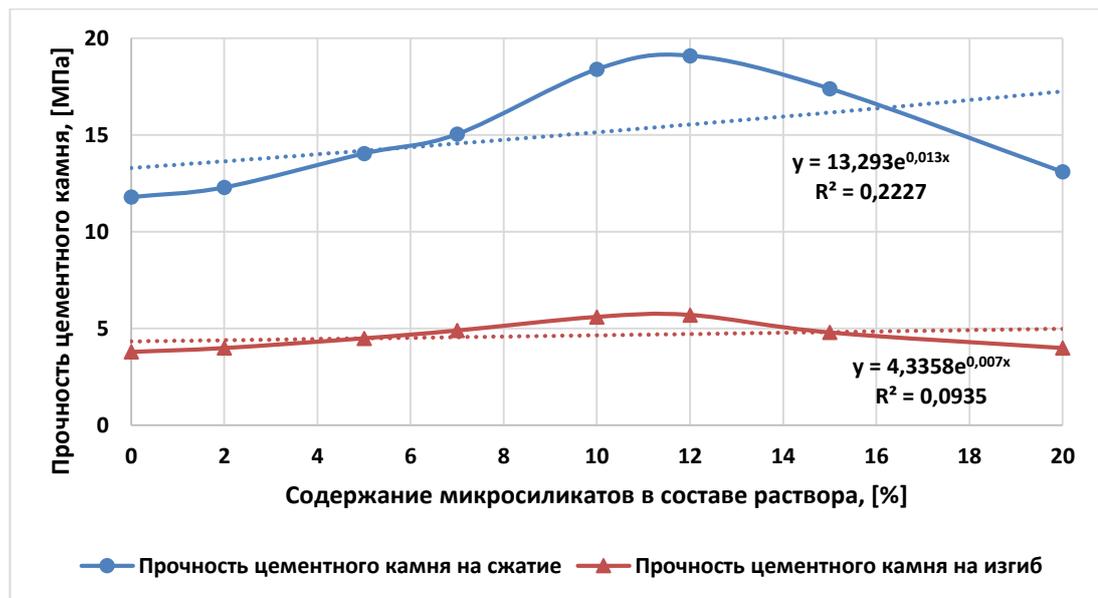


Рисунок 3.1 – Зависимость прочностных показателей цементного камня от процентного содержания микросиликатов в составе раствора при нормальной температуре

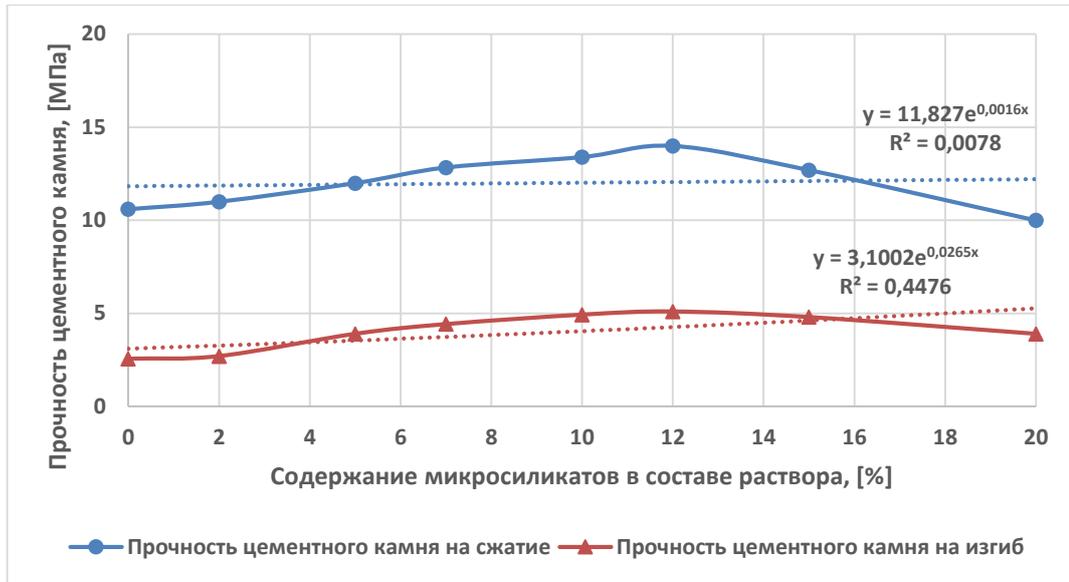


Рисунок 3.2 – Зависимость прочностных показателей цементного камня от процентного содержания микрокремнезема в составе раствора при низкой температуре

Анализ результатов исследования влияния низких температур с учетом добавления различного количества тонкодисперсной микрокремнезема в тампонажный состав показал, что микрокремнезем оказывает положительное влияние на свойства цементного камня и увеличивает показатели прочности на сжатие и изгиб. Для камня без добавок микрокремнезема показатели прочности были значительно меньше, чем для камня с ним. В случае добавления микрокремнезема более чем на 15 %, по массе цемента, наблюдается растрескивание образцов. Добавление микрокремнезема менее чем 5 % нецелесообразно, ввиду незначительного увеличения прочности. Для дальнейших исследований значение микрокремнезема принималось порядка 5÷15 %.

Усадка цементного камня и его низкие адгезионные характеристики приводят к отсутствию необходимой величины его сцепления с обсадной колонной и со стенками скважины. Исследования проводились с использованием оксидов магния и кальция (MgO и CaO в количестве от 5 до 15 % от массы вяжущего), которые выступали в роли расширяющей добавки. В качестве базовых растворов использовались составы с 5 и 10 % добавлением микрокремнезема. Результаты исследований представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Адгезия цементного камня к стали и его линейное расширение

Состав смеси, %	Расширение (усадка*) через 2 суток, %	Прочность сцепления ЦК через 2 суток, МПа
ПЦТ-I-50 (95), микрокремнеземы (5)	-0,20	1,05
ПЦТ-I-50 (90), микрокремнеземы (5), СаО (5)	0,40	1,74
ПЦТ-I-50 (85), микрокремнеземы (10), СаО (5)	0,40	1,76
ПЦТ-I-50 (80), микрокремнеземы (10), СаО (10)	0,35	1,73
ПЦТ-I-50 (75), микрокремнеземы (15), СаО (10)	0,35	1,70
ПЦТ-I-50 (90), микрокремнеземы (5), MgO (5)	0,30	1,65
ПЦТ-I-50 (85), микрокремнеземы (10), MgO (5)	0,30	1,67
ПЦТ-I-50 (80), микрокремнеземы (10), MgO (10)	0,30	1,71
ПЦТ-I-50 (75), микрокремнеземы (15), MgO (10)	0,35	1,60

Примечания: * - усадка обозначена отрицательным знаком

Исследования влияния оксидов кальция и магния на линейное расширение тампонажного камня и на величину его адгезии показали, что оксид кальция проявляет себя лучше, как расширяющая добавка [42,45,48]. Влияние микрокремнеземов на исследуемые показатели было незначительным. Для дальнейших исследований влияния добавления оксида кальция на адгезию и усадку тампонажного камня в отрицательных температурах значение микрокремнеземов принималось равным 5 % от массы вяжущего. Концентрация расширяющей добавки в составе раствора варьировалась от 2 до 10 % от массы вяжущего. Измерения проводились через двое суток от затворения раствора при нормальной

и отрицательной температурах. Результаты исследований представлены на рисунках 3.3-3.4.

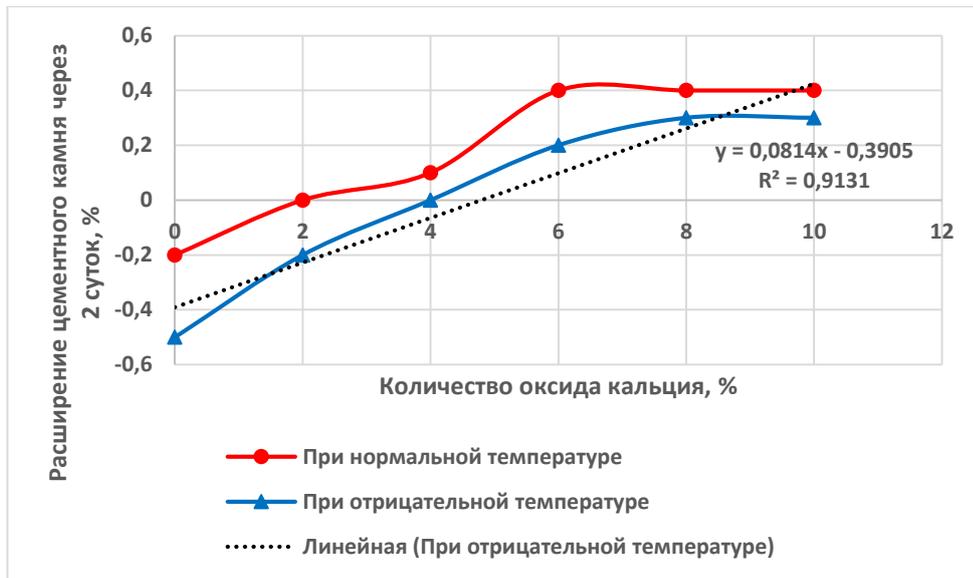


Рисунок 3.3 – Влияние процентного содержания оксида кальция на линейное расширение цементного камня

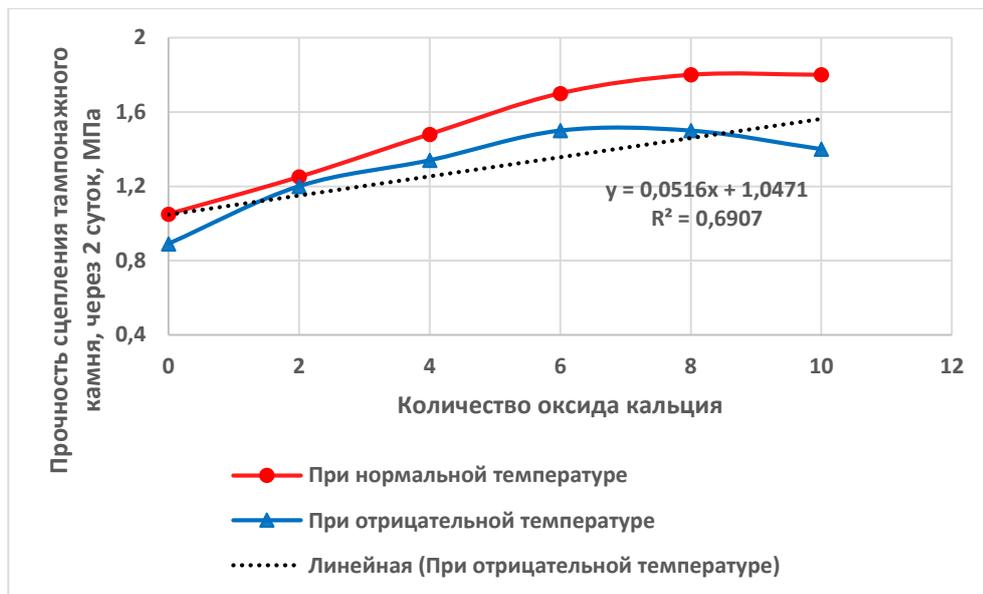


Рисунок 3.4 – Влияние процентного содержания оксида кальция на прочность сцепления цементного камня

Из проведенных исследований можно сделать вывод, что повышение прочности сцепления цементного камня и линейного расширения наблюдается при увеличении концентрации оксида кальция до 8 %. Увеличение содержания добавки свыше 8% может привести к снижению прочности цементного камня и снижению консистенции раствора, вследствие ускоренного преобразования двух-кальциевого

гидроалюмината в трех-кальциевый, который в свою очередь имеет меньшие прочностные характеристики. При добавлении 3÷7 % CaO в состав раствора наблюдалось расширение порядка 0,2÷0,4 %. Для последующих исследований содержание CaO принималось равным 6 % от массы вяжущего.

При цементировании скважин в криолитозоне, в тампонажный состав рекомендуется добавлять ускорители сроков твердения, для обеспечения его схватывания до замерзания свободной жидкости, которая, замерзнув и расширившись, может начать оказывать избыточное давление на обсадную колонну. В исследованиях в качестве ускорителя сроков схватывания или противоморозной добавки использовались хлорид кальция, гипс, хлорид алюминия, сульфат натрия, формиат кальция, формиат натрия, нитрат натрия, «Нордпласт». Роль этих добавок заключается в основном в активизации процесса гидратации цемента. При растворении любой противоморозной добавки происходит химическое взаимодействие её молекул с молекулами воды, что приводит к понижению температуры замерзания воды [36, 49].

На рисунке 3.5 представлены результаты измерений сроков схватывания тампонажного цемента ПЦТ-I-50 с добавлением микрокремниевых добавок с различными морозостойкими добавками при отрицательных температурах.

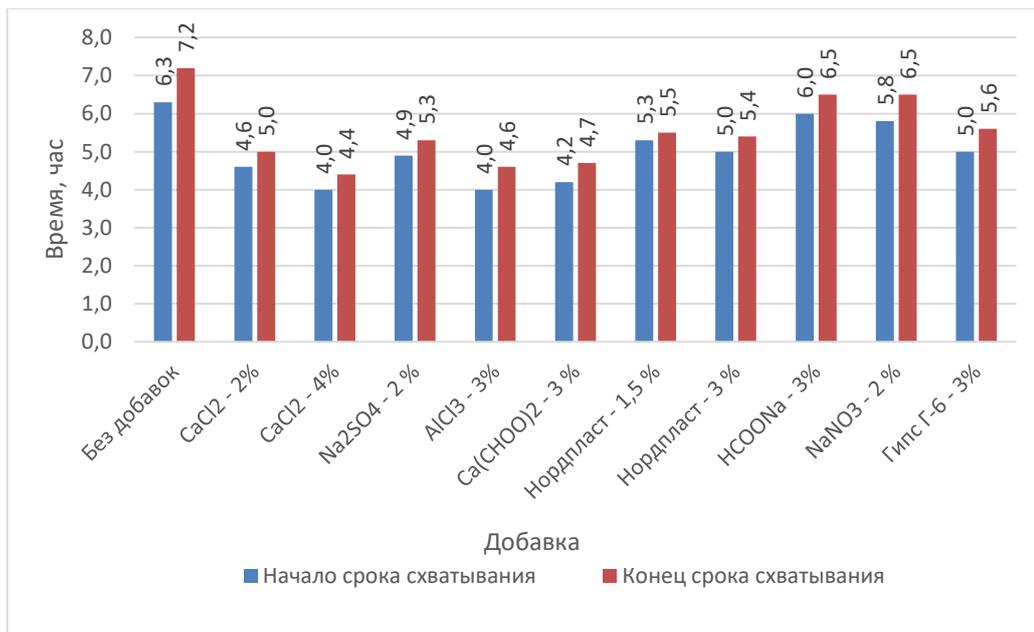


Рисунок 3.5 – Определения сроков схватывания тампонажных растворов

По результатам проведенных экспериментов для дальнейших исследований было решено использовать хлорид кальция в количестве 4 %, что является оптимальным показателем для сроков схватывания. Превышение дозировки 4 % может привести к коррозии обсадных труб. Это-наиболее сильный ускоритель схватывания и твердения минеральных вяжущих, который применяется в широком диапазоне температур от минус 30 до плюс 100 °С, помимо этого обладающий морозостойкими свойствами.

Исследование влияния добавок на структурно-механические свойства тампонажного камня представлены в таблице 3.2. В качестве жидкости затворения в исследования используется пресная вода и 4 %-ый раствор CaCl_2 . Количество вводимой микросилики находится в диапазоне от 5 до 15 % от массы вяжущего, оксид кальция добавляется в количестве 6 %. Водоцементное соотношение принималось равным $0,45 \div 0,55$. Испытания проводились при отрицательной температуре. Помимо основных физико-механических свойств в таблице 3.2 представлены результаты исследования плотности (ρ) и растекаемости (D) тампонажного состава.

Анализ результатов лабораторных исследований показывает:

- при добавлении оксида кальция в количестве 6 % от массы вяжущего достигается необходимое линейное расширение цементного камня и достаточная его адгезия к стали, при этом такое количество добавки существенно не влияет на прочность цементного камня и плотность тампонажного раствора;

- хлорид кальция увеличивает сроки схватывания тампонажного раствора, что необходимо для крепления в условиях мерзлых пород;

- микросиликаты оказывают значительное влияние на прочностные характеристики тампонажного камня, не увеличивая сроки схватывания, но при этом увеличивая плотность состава и снижая его прокачиваемость (D), что обуславливает необходимость добавления в состав раствора реагента-пластификатора. Значения растекаемости не удовлетворяют требованиям, предъявляемым к тампонажным цементам [24,64].

Таблица 3.2 – Результаты лабораторных исследований физико-механических свойств разработанных МТС

Состав смеси		СаО, %	СаCl ₂ , %	В/Ц	ρ, кг/м ³	D, мм	Сроки схватывания, ч		Прочность на изгиб через 2 суток, Мпа	Прочность на сжатие через 2 суток, Мпа	Расширение через 2 суток, %	Прочность сцепления через 2 суток, Мпа
ПЦТ-1-50, %	Микросиликат, %						начало	конец				
95,0	5,0	-	-	0,45	1850,0	150,0	5,4	6,6	3,6	10,9	-0,5	0,8
95,0	5,0	-	4,0	0,45	1830,0	150,0	4,5	5,1	3,7	11,3	-0,5	0,9
89,0	5,0	6,0	-	0,45	1880,0	155,0	5,9	7,0	3,6	10,8	0,1	1,2
89,0	5,0	6,0	4,0	0,45	1870,0	152,0	5,3	6,5	3,6	11,0	0,1	1,1
90,0	10,0	-	-	0,50	1950,0	110,0	7,2	8,0	4,5	13,0	-0,1	1,0
90,0	10,0	-	4,0	0,50	1915,0	110,0	5,5	6,1	4,7	13,0	-0,1	1,1
84,0	10,0	6,0	-	0,50	1965,0	115,0	6,0	6,2	4,3	12,8	0,2	1,5
84,0	10,0	6,0	4,0	0,50	1945,0	112,0	5,5	5,9	4,8	12,9	0,2	1,5
85,0	15,0	-	-	0,55	1975,0	80,0	6,2	6,5	4,1	12,5	0,2	1,3
85,0	15,0	-	4,0	0,55	1970,0	90,0	5,4	5,7	4,3	12,3	0,2	1,4
79,0	15,0	6,0	-	0,55	1985,0	90,0	6,4	6,8	2,9	12,1	0,2	1,6
79,0	15,0	6,0	4,0	0,55	1980,0	95,0	5,6	5,8	4,9	12,3	0,2	1,6

3.2 Результаты исследований структурно-реологических свойств микросиликатных тампонажных составов

Помимо соответствия требованиям прочностных характеристик тампонажный состав должен обладать определенными реологическими и фильтрационными свойствами.

Микросиликаты как тонкодисперсная добавка значительно увеличивает плотность состава, уменьшая его водосодержание. Состав, содержащий свыше 5 % микросилики обладает низкими показателями подвижности, поэтому для обеспечения необходимой прокачиваемости тампонажного раствора и достижения оптимальных сроков его твердения при низких скважинных температурах, путем сокращения количества свободной воды в составе, необходимо добавлять реагент-пластификатор. Пластификатор выполняет задачи повышения подвижности состава, а также снижения его пластической вязкости. «Введение в состав тампонажного состава пластификатора приводит к более раннему переходу ламинарного режима течения к турбулентному, что снижает гидродинамическую составляющую давления при движении раствора по затрубному пространству»[44].

Для определения типа и количества требуемого реагента-пластификатора проводятся исследования пластификаторов следующих марок и видов:

- «Импирон» (полифункциональный синтетический полимер гамма-виниллактама N-аминомасляной кислоты);
- «Акремон» (низкомолекулярный полиакрилат натрия);
- «Полидон-А» (высокомолекулярный поливинилпирролидон);
- «Конкрепол-ВЦ»;
- лигносульфонат КССБ-2М;
- нафталинсульфонат-формальдегид С-3;
- нафталинсульфонат натрия «Семпласт».

Для определения типа и количества пластификатора были проведены сравнительные исследования растекаемости, плотности, консистенции, времени загустевания, реологических характеристик, седиментационной устойчивости и

фильтрации. Результаты исследований представлены на рисунках 3.6 – 3.9 и в таблице 3.3. В рецептуру тампонажного раствора входят ПЦТ-I-50, микросиликаты (от 5 до 10 %), оксид кальция 6 %, хлорид кальция 4 %, пластификатор и вода при $V/C=0,5$ [41].

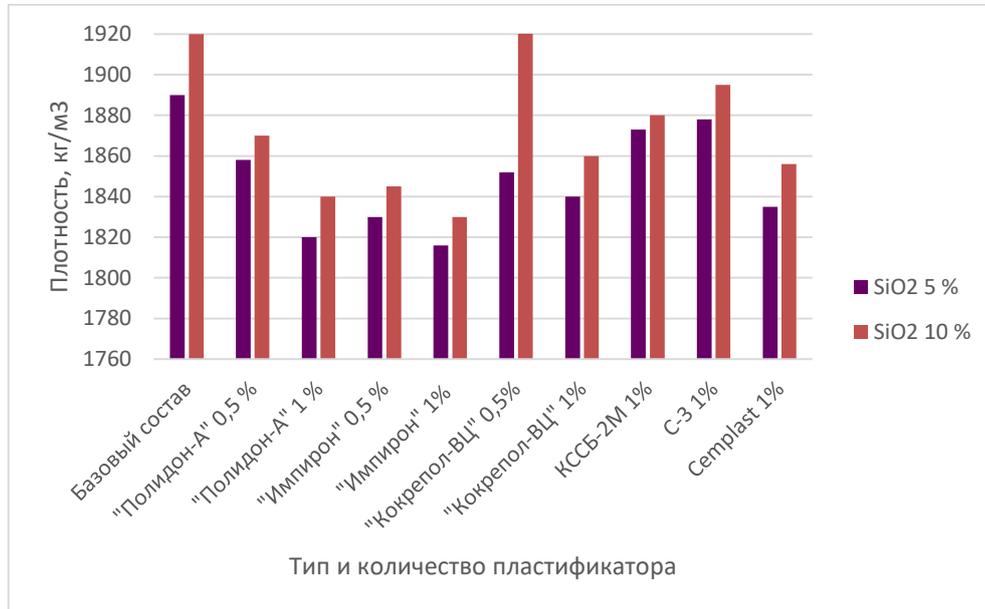


Рисунок 3.6 – Зависимость плотности тампонажного состава от типа и количества вводимого пластификатора

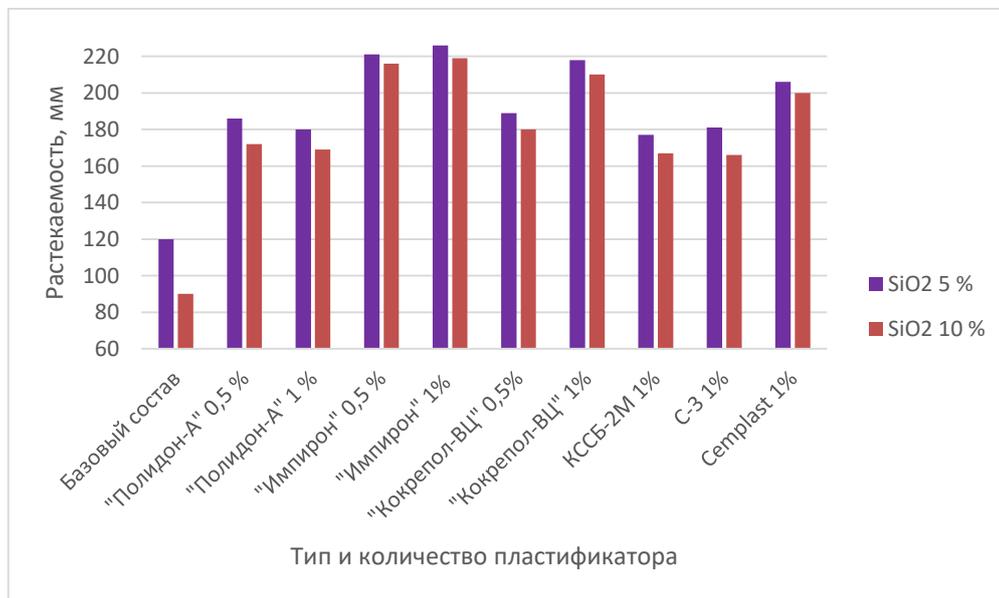


Рисунок 3.7 – Зависимость растекаемости тампонажного состава от типа и количества вводимого пластификатора

В дальнейших исследованиях пластификаторы КССБ-2М и С-3 не использовались, ввиду малого результата показателя растекаемости при их применении.

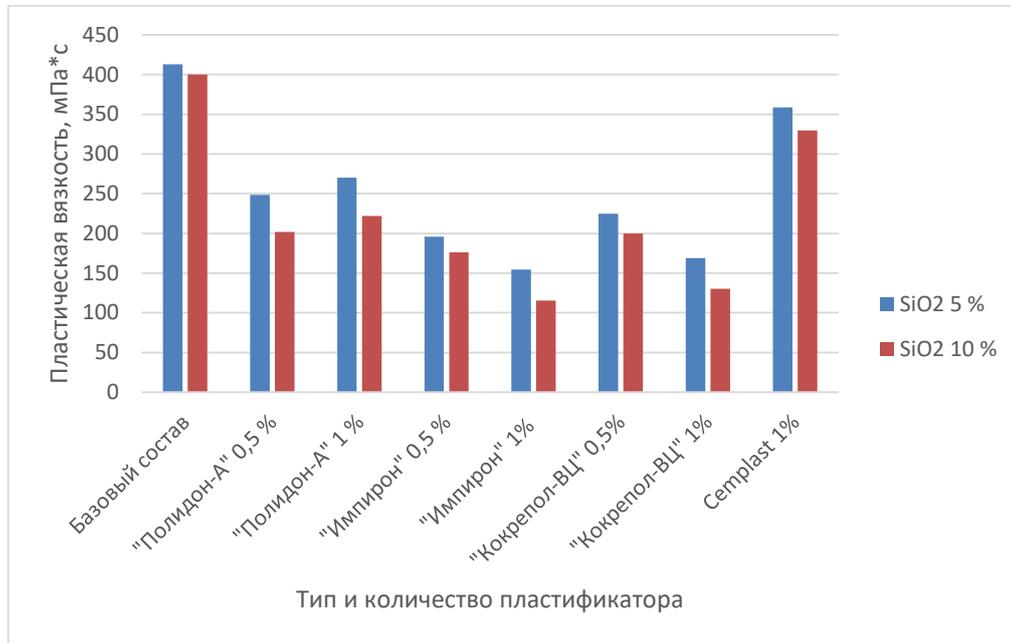


Рисунок 3.8 – Зависимость пластической вязкости тампонажного состава от типа и количества вводимого пластификатора

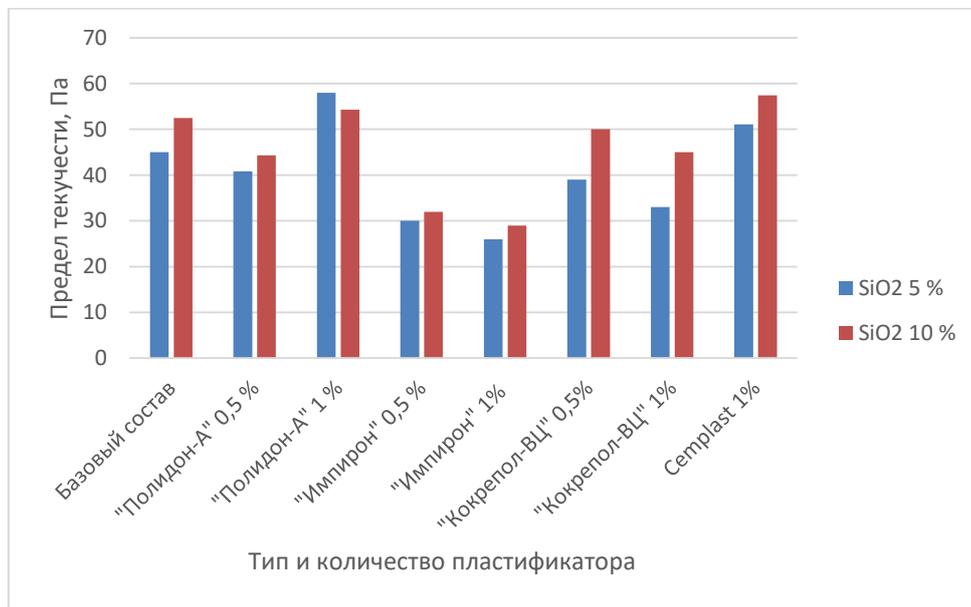


Рисунок 3.9 – Зависимость предела текучести тампонажного состава от типа и количества вводимого пластификатора

По описанным во 2 главе методам определяются водоотдача, водоотделение, время загустевания и консистенция тампонажных составов с введением различных пластификаторов и различного количества микросиликатов.

Таблица 3.3 – Влияние пластификаторов на параметры тампонажного раствора

Добавка	Концентрация, %	Водоотдача, см ³ /30 мин	Водоотделение, %	Время загустевания, мин		Консистенция, Вс	
				до 30 Вс*	до 60 Вс	Начальная	Через 60 минут
Микросиликат - 5 %							
"Полидон-А"	0,5	183,0	1,4	155,0	185,0	11,0	15
"Полидон-А"	1,0	197,3	1,2	195,0	220,0	11,0	14
"Импирон"	0,5	70,0	0,0	230,0	285,0	9,0	15
"Импирон"	1,0	68,3	0,1	200,0	250,0	11,0	16
"Кокрепол-ВЦ"	0,5	185,2	0,7	215,0	245,0	12,0	17
"Кокрепол-ВЦ"	1,0	124,9	0,2	195,0	220,0	11,0	18
Микросиликат - 10 %							
"Полидон-А"	0,5	193,6	1,4	190,0	205,0	10,0	16
"Полидон-А"	1,0	200,1	1,0	210,0	240,0	11,0	15
"Импирон"	0,5	66,9	0,2	260,0	300,0	10,0	15
"Импирон"	1,0	54,1	0,0	230,0	265,0	12,0	18
"Кокрепол-ВЦ"	0,5	174,5	0,6	245,0	270,0	14,0	20
"Кокрепол-ВЦ"	1,0	112,6	0,1	215,0	240,0	15,0	23

Примечания: * - единицы консистенции Бердена

Значения времени загустевания удовлетворяет требованиям ГОСТ 1581 – 96 (время загустевания до консистенции 30 Вс должно составлять не менее 90 минут для тампонажных растворов ПЦТ-I-50 и ПЦТ-1-G-CC-1). [24]

Анализ результатов лабораторных исследований показывает:

- прослеживается общее положительное воздействие исследуемых реагентов на реологические и фильтрационные свойства тампонажной смеси (в большинстве случаев растекаемость состава повышается, а водоотдача – снижается);

- реагент «Акремон» после проведения исследований по определению плотности и растекаемости не использовался для дальнейших исследований из-за своей диспергирующей способности по карбонату кальция и невозможности проведения испытаний;

- реагенты КССБ-2М и С-3 не рекомендуются к применению в качестве пластификатора, ввиду малого влияния на растекаемость тампонажного состава;

- реагент «Семпласт» не рекомендуется к дальнейшим исследованиями, поскольку не обеспечивает достаточное снижение пластической вязкости в сравнении с остальными исследуемыми реагентами;

- пластификатор «Полидон-А» к применению в качестве пластификатора в дальнейшей разработке состава не рекомендуется, так как оказывает наименьшее в сравнении с остальными реагентами воздействие на водоотдачу и подвижность тампонажного состава, а повышение его концентрации в составе раствора приводит к увеличению реологических параметров;

- реагент Конкрепол-ВЦ в составе раствора оказывает положительное влияние на параметры тампонажной смеси, но требует ввода повышенной концентрации в сравнении с остальными исследуемыми реагентами;

- наилучшие показатели фильтрационных и реологических свойств достигнуты с реагентом «Импирон»;

- необходимо отметить также положительное влияние микросиликатов на реологические свойства тампонажных растворов (снижение водоотделения и пластической вязкости). При увеличении добавления микросиликатов в состав тампонажного раствора пластическая вязкость системы снижается, а динамическое напряжение сдвига увеличивается. Такое поведение тампонажного состава, вероятнее всего, связаны с образованием более плотной упаковки частиц, что приводит к спаду механического трения между частицами, при этом из-за тонкодисперсности введенной добавки, увеличивая действие электростатических сил в системе. Повышение времени загустевания раствора происходит в том числе и из-за замены некоторого объема вяжущего компонента в системе.

На основании проведенного анализа наиболее эффективным пластификатором для разрабатываемой МТС выбран реагент «Импирон» (поли-N-винилпирролидон). «Импирон» - воднополимерная система на основе аморфного линейного полимера поли-N-винилпирролидона. Выбранный реагент эффективно снижает водоотдачу, необходимую для образования фильтрационной корки для препятствия выхода из объема необходимой воды, и пластическую вязкость. При выборе реагента-пластификатора стоит учитывать, что пластификаторы

способствуют замедлению сроков схватывания тампонажного раствора. Поэтому после его выбора проводятся эксперименты по определению влияния количества введенного пластификатора на сроки схватывания, растекаемость, линейное расширение и прочностные характеристики. Пластификатор вводится в состав тампонажного раствора в количестве $0,2 \div 1$ %. Для исследований применяется базовый раствор с содержанием микросиликатов от 5 до 15 % от массы вяжущего [46,131]. Ниже представлена таблица 3.4, показывающая результаты проведения экспериментов по определению необходимого количества добавок (средний результат нескольких измерений).

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод, что поли-N-винилпирролидон рекомендуется добавлять в цементную композицию в количестве $0,4 \div 0,6$ %, в зависимости от количества вводимого в состав раствора микросиликата (от 5 до 10 %). Поскольку разница в показателях растекаемости и прочности на изгиб и на сжатие не значительна в сравнении с вводом 1 % пластификатора, но при этом значительно ухудшаются сроки схватывания тампонажного раствора и расширение цементного камня, не рекомендуется добавлять «Импирон» более чем 1 % от массы вяжущего. Также из таблицы можно увидеть, что такое содержание пластификатора и микросиликатов не существенно влияют на сроки схватывания при нормальной и отрицательной температурах.

Таблица 3.4 – Результаты лабораторных исследований свойств тампонажных растворов с добавлением микросиликатов

Количество реагента-пластификатора, %	Количество микросиликатов, %	Сроки схватывания, час		Сроки схватывания в термокамере, час		Растекаемость, мм	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа	Прочность на изгиб через 2 суток, МПа	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа	Прочность на изгиб через 2 суток, МПа	Расширение через 2 суток, %	Расширение через 2 суток, %
		начало	конец	начало	конец							
							-	-	Термокамера	Термокамера	-	Термокамера
0,2	5,0	4,5	5,3	5,8	6,7	200,0	15,3	4,2	11,1	3,7	0,0	0,0
0,2	10,0	5,0	5,6	5,8	6,2	199,0	17,6	5,2	13,0	4,5	0,4	0,3
0,2	15,0	4,7	5,5	6,2	6,6	194,0	15,4	4,3	12,5	4,1	0,1	0,0
0,4	5,0	5,2	5,8	6,4	6,9	222,0	17,3	5,2	12,0	3,9	0,4	0,2
0,4	10,0	5,1	6,2	6,0	6,9	214,0	18,4	5,6	13,4	4,9	0,3	0,1
0,4	15,0	4,8	5,9	5,8	6,4	204,0	15,4	4,8	12,9	4,4	0,4	0,3
0,6	5,0	5,4	6,3	6,4	7,5	224,0	14,2	4,7	12,3	4,0	0,4	0,2
0,6	10,0	5,1	6,1	5,9	7,1	220,0	18,6	5,8	13,6	5,0	0,4	0,3
0,6	15,0	4,7	5,5	6,1	7,2	210,0	15,5	5,0	12,6	4,4	0,3	-0,1
1,0	5,0	6,1	7,3	7,2	8,6	226,0	14,2	4,8	12,4	4,2	0,3	0,0
1,0	10,0	5,8	6,8	6,8	8,2	219,0	18,7	5,7	13,6	5,0	0,2	-0,2
1,0	15,0	5,6	6,8	6,6	7,8	216,0	15,6	4,7	12,8	4,2	0,2	-0,4

3.3 Результаты исследований влияния тепловых полей на свойства разработанных МТС

Как было отмечено ранее, в криолитозоне на цементный камень воздействуют разные температуры: положительные - со стороны обсадной колонны и передающиеся от бурового раствора и отрицательные – со стороны горных пород. Исследования физико-механических свойств цементного камня проводятся после его твердения в ячейках при одновременном воздействии теплового поля на образец и поля холода, что позволяет моделировать скважину, находящуюся в криолитозоне, в которой на цементный камень воздействуют разные температуры.

Результаты исследования прочностных характеристик цементного камня с учетом влияния тепловых полей представлены на рисунках 3.10-3.11. В качестве базовых рецептов использовались составы с тампонажным портландцементом ПЦТ-I-50, с добавлением 6 % оксида кальция, 4 % хлорида кальция, 0,4÷0,6 пластификатора, микрокремниевой добавки (от 5 до 12 %), воды при В/Ц=0,5. Образцы твердели при нормальной, отрицательной температуре и в термокамере при воздействии различных тепловых полей.

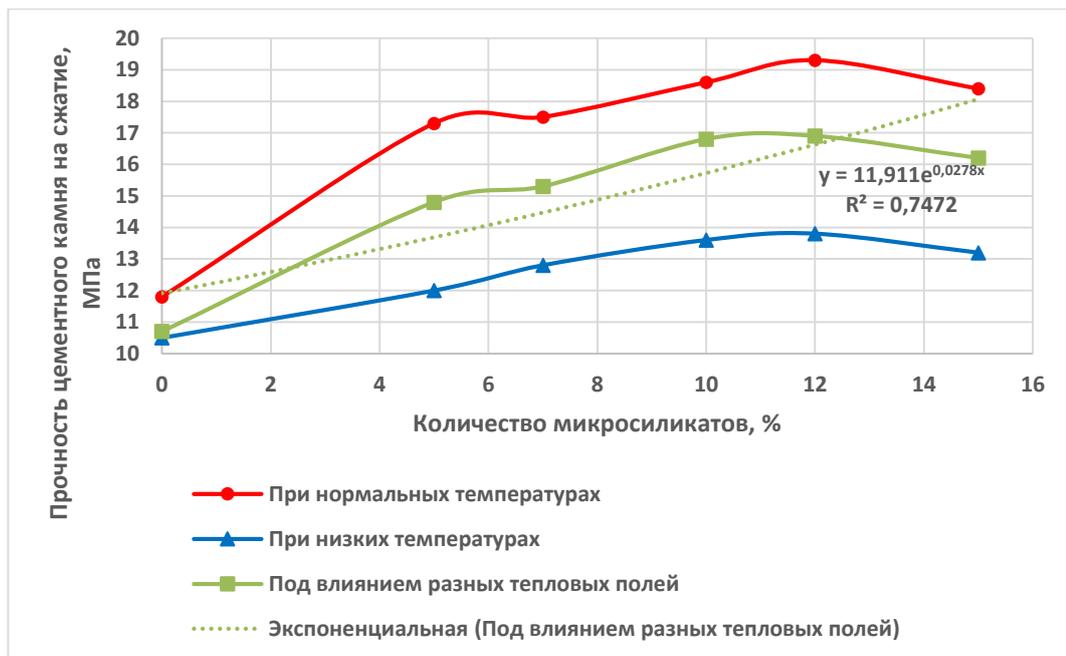


Рисунок 3.10 – Зависимость влияния процентного содержания микрокремниевых добавок на прочность цементного камня на сжатие с учетом воздействия тепловых полей

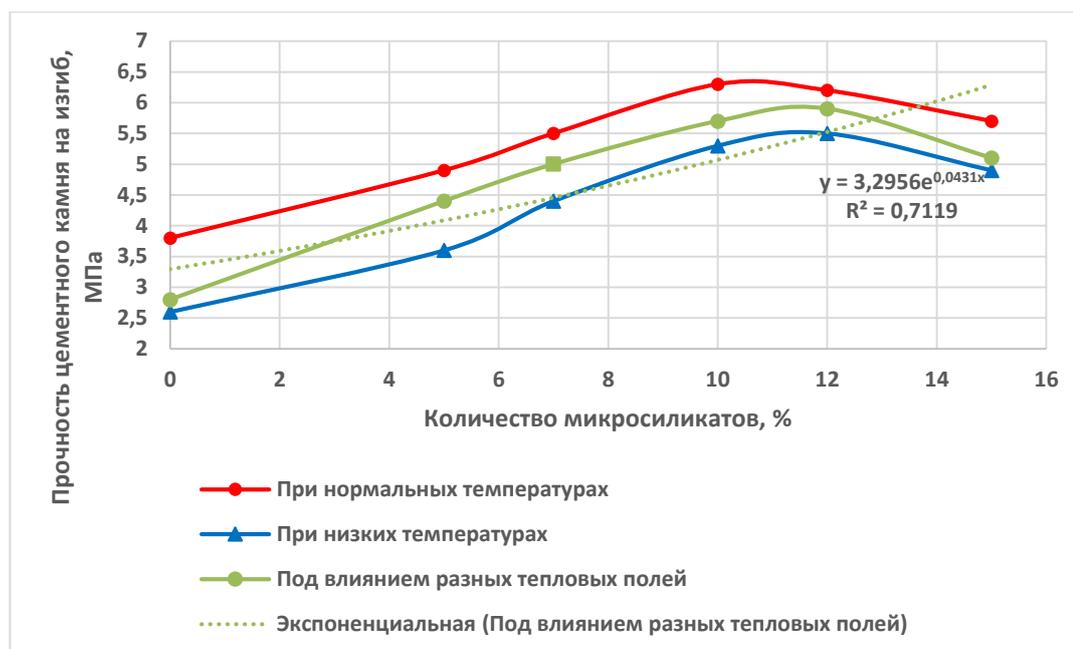


Рисунок 3.11 – Зависимость влияния процентного содержания микросиликатов на прочность цементного камня на изгиб с учетом воздействия тепловых полей

На рисунках 3.12-3.13 представлены результаты исследования пористости цементного камня с помощью микротомографии в зависимости от состава тампонажной смеси. Образцы цементного камня твердели в условиях низких и отрицательных температур.

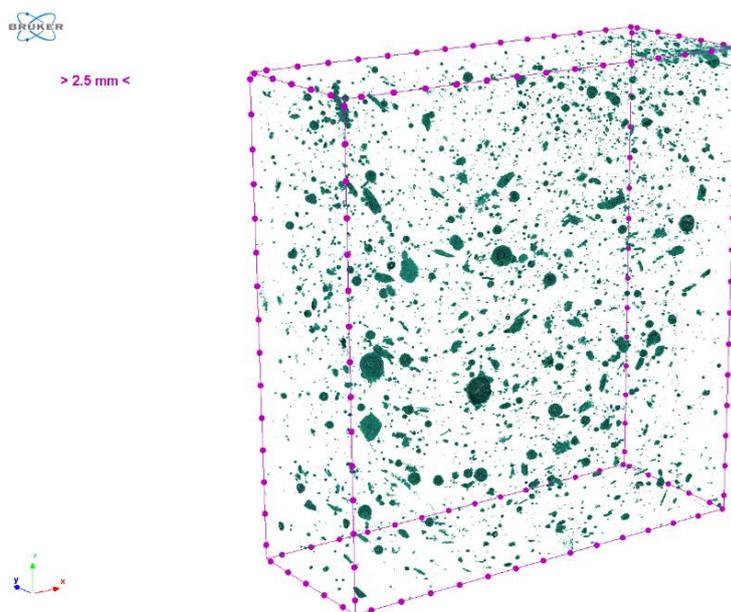


Рисунок 3.12 – Пористость цементного камня без добавления микросиликатов

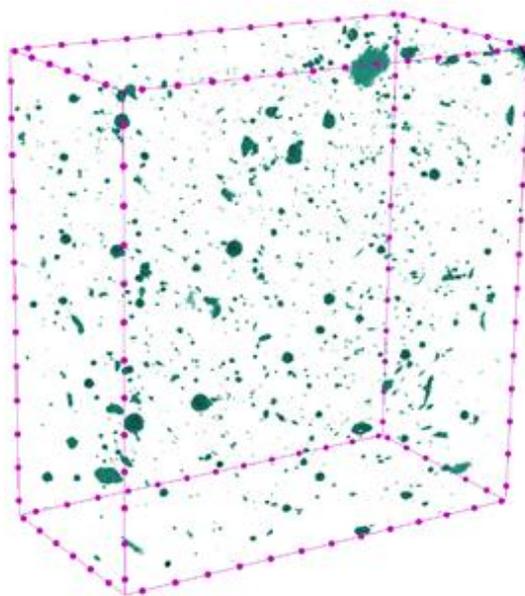


Рисунок 3.13 – Пористость цементного камня с добавлением микросиликатов

Из рисунков 3.12 и 3.13 видно, что существует разница между количеством пор в образце цементного камня в зависимости от количества добавляемого диоксида кремния, что подтверждает проведенные теоретические исследования. Это объясняется тем, что микросиликаты являются высокоактивной пуццолановой добавкой с большой удельной поверхностью частиц и высокой химической активностью. В качестве образца с добавлением микросиликатов берется цементный камень с 10 % замещением портландцемента на микрокремнезем [43, 133].

Для обоснования закономерности распределения тепловых полей по интервалу распространения мерзлых пород и влияния микросиликатов, исследуемые части образцов проверяются на микротомографе, образцы условно разделяются на две «части»- верхнюю сторону тепла и нижнюю сторону холода. Результаты исследования пористости цементного камня представлены на рисунке 3.14.

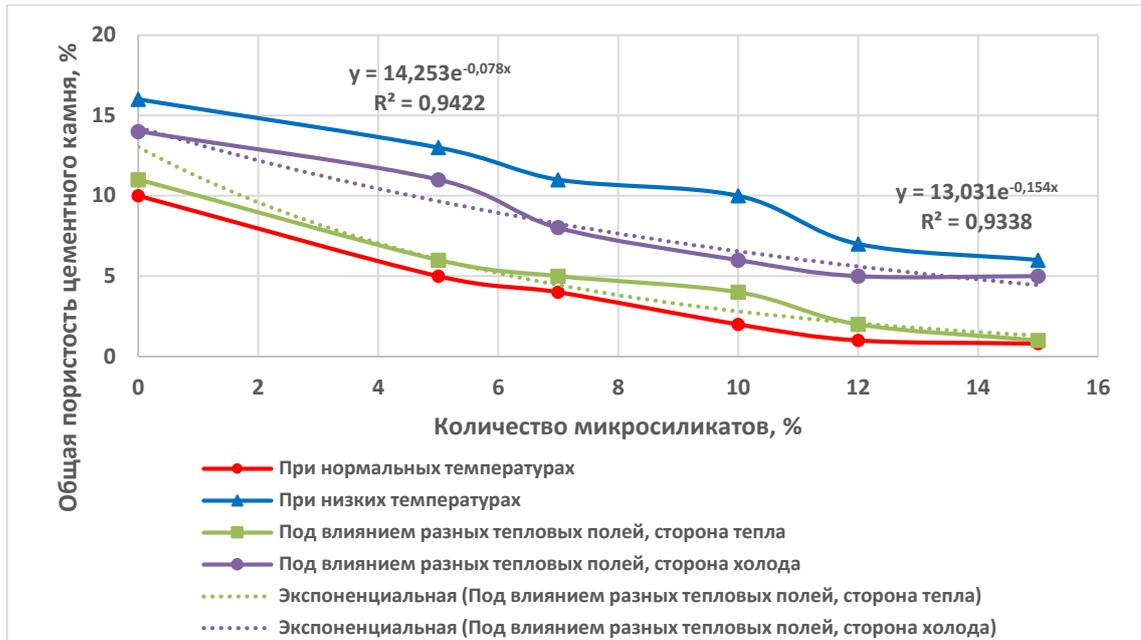


Рисунок 3.14 – Зависимость влияния процентного содержания микрокремнезема на пористость цементного камня с учетом воздействия тепловых полей

Влияние температуры на пористость объясняется тем, что с увеличением температуры, воздействующей на цемент, активизируются процессы гидратации карбонатной и алюминатной фаз с последующим образованием гидрокарбоалюминатов кальция, поверхность которых блокирована гелевидной массой частично прореагировавших гидросиликатов кальция, что снижает пористость. При этом совместно со снижением количества и размера пор в той части цементного камня, которая подвергается нагреву, увеличиваются и прочностные показатели всего образца в целом.

Подробная оценка влияния воздействия различных тепловых полей на формирование открытой, закрытой и общей пористости МТС представлена на рисунке 3.15 на основе обобщенных данных исследования пористости образцов МТС. Как видно из гистограммы, открытая, закрытая, а также общая пористость чаще наблюдаются в холодной области образца, то есть от мерзлых пород в скважине.



Рисунок 3.15 – Результаты исследования пористости МТС

Результаты микротомографии образцов цементного камня, подвергшихся влиянию различных тепловых полей представлены на рисунках 3.16-3.18.

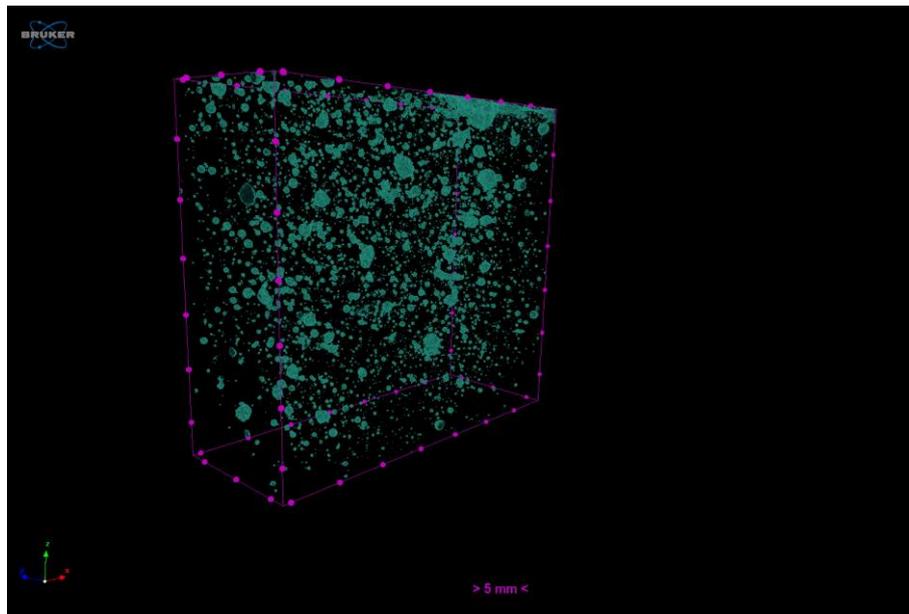


Рисунок 3.16 – Результаты исследования пористости тампонажного камня (бессиликатный тампонажный состав, нижняя часть образца подвергалась нагреву)

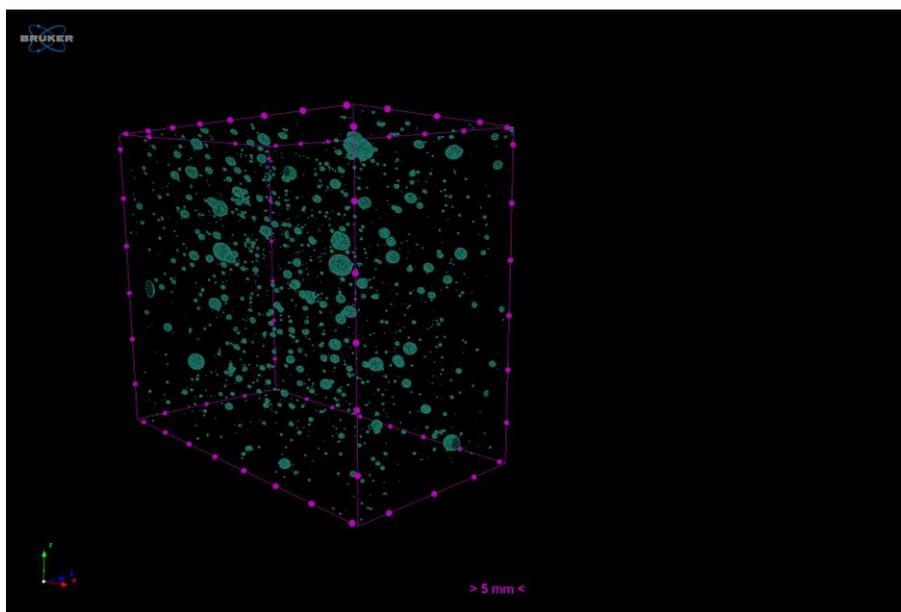


Рисунок 3.17 – Результаты исследования пористости тампонажного камня (МТС, нижняя часть образца подвергалась нагреву)

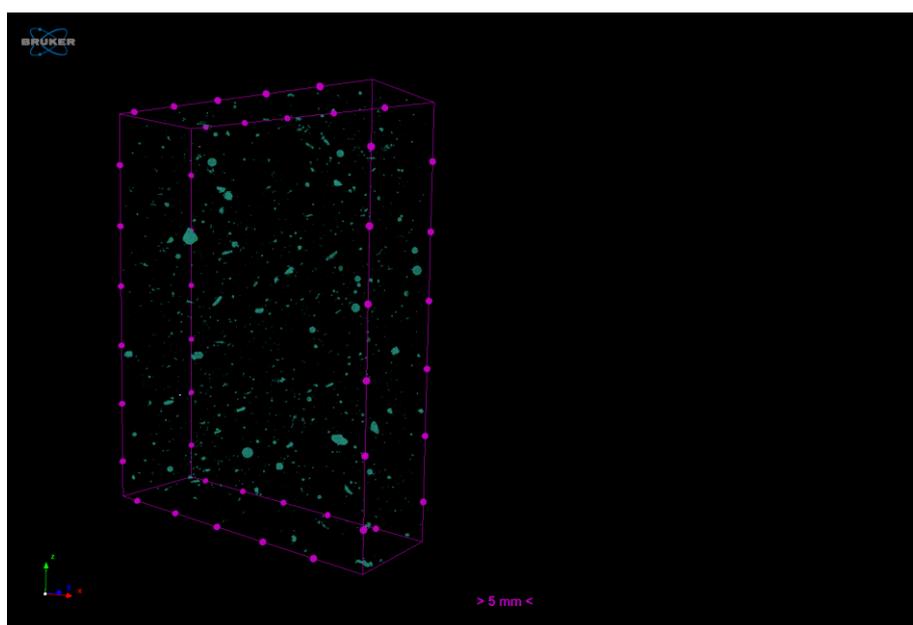


Рисунок 3.18 – Результаты исследования пористости тампонажного камня (МТС с различным содержанием микрокремнезема, нижняя часть образца подвергалась нагреву)

Анализируя проведенные исследования, можно сделать вывод, что при понижении температуры общая пористость тампонажного камня увеличивается, а при добавлении микрокремнезема в состав раствора его пористость снижается. Исходя из установленных закономерностей распределения пористости в структуре цементного камня в зависимости от процентного содержания микрокремнезема в

составе тампонажного раствора с учетом воздействия тепловых полей в скважине рекомендуется подавать пакки тампонажной системы различного состава в затрубное пространство поинтервально на разных глубинах для цементирования кондуктора. От устья и до глубины 200÷250 м (при температуре минус 5 °С) используется тампонажный состав с 10 % содержанием микросиликатов, а до глубины 550 м (при температуре 0 °С) – с 5 %. Это позволит обеспечить равномерное распределение пористости по интервалу МП, что будет способствовать созданию надежной крепи скважины, ввиду снижения ее проницаемости, которая зависит от пористости, что в свою очередь снизит вероятность возникновения межколонных давлений при креплении скважин в криолитозоне.

В ходе эксперимента, помимо количества, также фиксируется диаметр и сферичность пор цементного камня в зависимости от добавляемой ультрадисперсной добавки (рисунки 3.19-3.20).

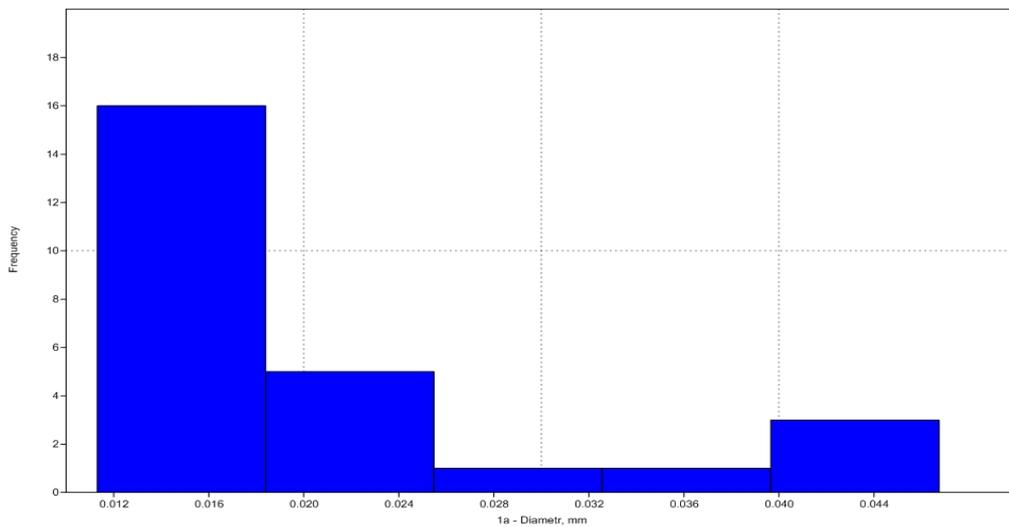


Рисунок 3.19 – Диаметр пор МТС

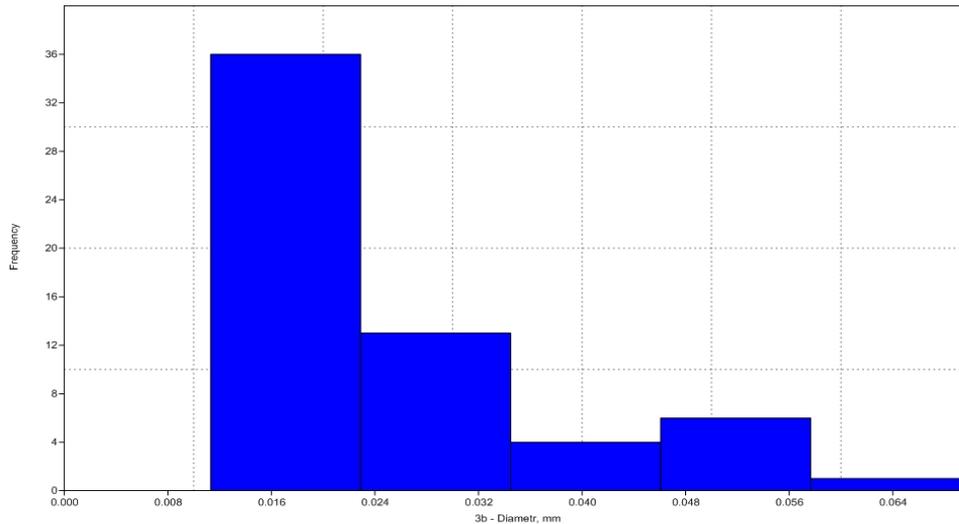


Рисунок 3.20 – Диаметр пор бессиликатного тампонажного состава

Из рисунков 3.19-3.20 можно сделать вывод, что при введении микросиликатов в состав тампонажного раствора уменьшается не только количество пор, но и их размер (наибольшее количество пор, содержащихся в МТС имеют диаметр 0,01 мм, тогда как поры бессиликатного тампонажного состава – 0,02 при большем их количестве в целом). Сферичность пор МТС и бессиликатного состава были аналогичными и составили 0,84.

Следует отметить, что газопроницаемость цементного камня уменьшается аналогично пористости. Из-за формирования гидросиликатов кальция с низковолокнистой структурой частицы микрокремнезема при твердении способствуют получению мелкозернистого малопроницаемого камня, с пониженными показателями пористости, что и объясняет его низкую газопроницаемость. Изменение проницаемости тампонажного камня в зависимости от количества вводимых в состав тампонажного раствора микросиликатов снижается с 4,0 до 2,5 мД при твердении камня в отрицательных температурах (рисунок 3.21).

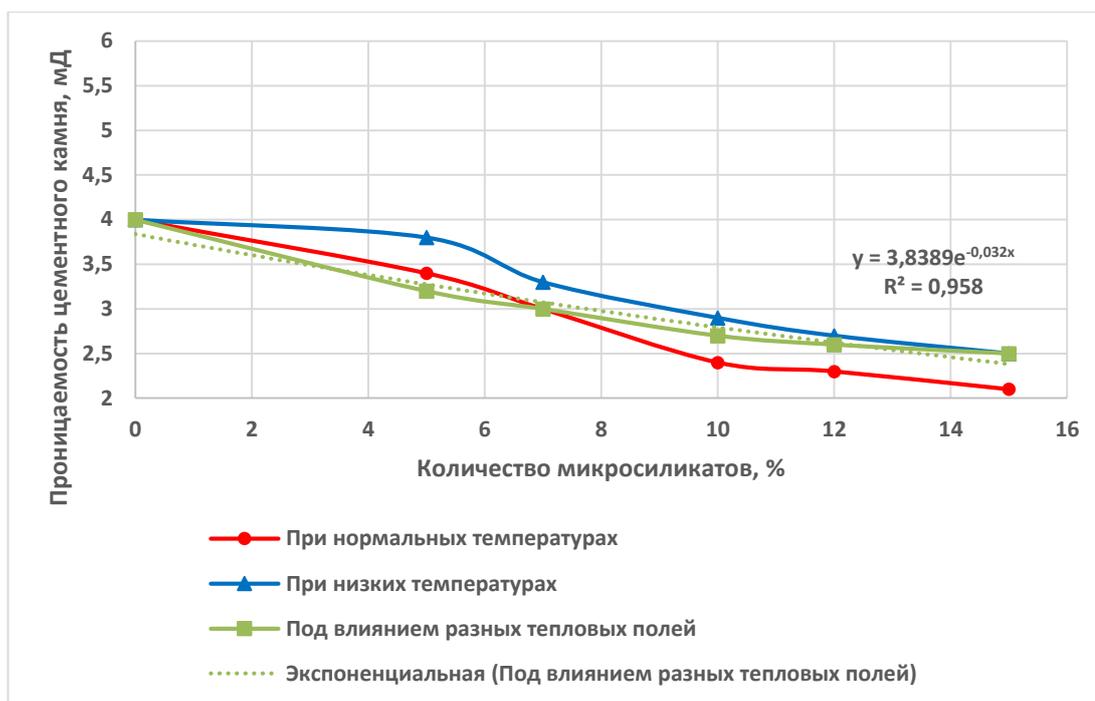


Рисунок 3.21 – Зависимость влияния процентного содержания микрокремнезема на проницаемость цементного камня с учетом воздействия тепловых полей

Высокая проницаемость может привести не только к заколонным перетокам, но и к ускоренной коррозии цементного камня, поэтому состав с содержанием микрокремнезема от 5 до 10 % является оптимальным исходя из проведенных исследований. Отсутствие проницаемости тампонажного раствора обеспечивает сохранение теплоизолирующих свойств при кратковременном растеплении МП, а также снижает риск возникновения межколонных перетоков.

Исходя из анализа существующих на данный момент проблем, возникающих при цементировании скважин в криолитозоне, встает вопрос о необходимости применения в данных условиях тампонажных составов с низким коэффициентом теплопроводности, поскольку повышенное значение теплопроводности цементного камня может вызвать растепление мерзлых пород и, как следствие, разрушение стенок скважины. Исследования коэффициента теплопроводности тампонажного камня с различным содержанием микрокремнезема, а также без них представлены на рисунке 3.22. Эксперименты проводились с цементным камнем, твердеющим в термокамере.

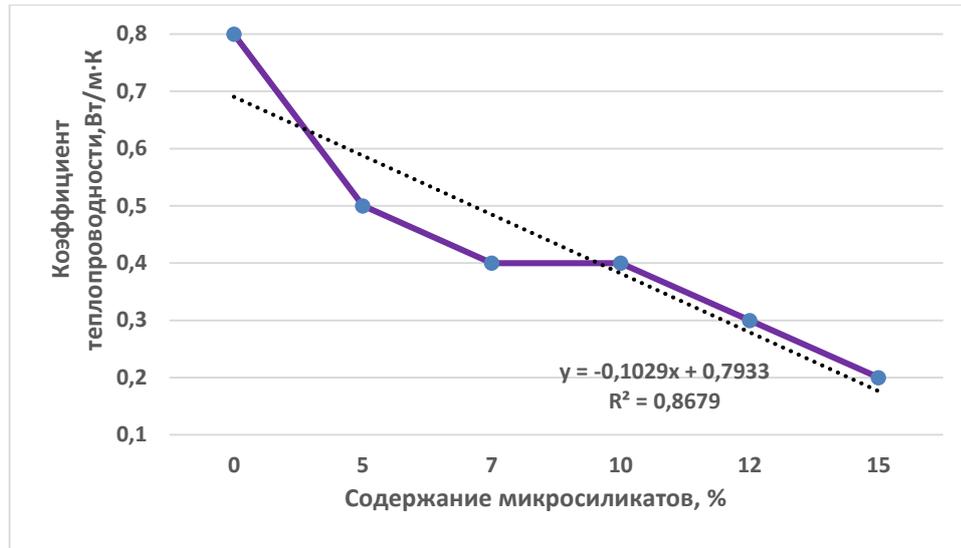


Рисунок 3.22 – Влияние содержания микрокремнезема в составе раствора на коэффициент теплопроводности цементного камня

Из рисунка 3.22 можно сделать вывод, что МТС обладают меньшей теплопроводностью, чем составы без добавления микрокремнезема и, как следствие, меньшим влиянием на растепление массива МП.

Разработанные математические модели, которые позволяют определить зависимость влияния процентного содержания микрокремнезема в составе тампонажной системы, с учетом воздействия тепловых полей в скважине, на распределение пористости, проницаемости цементного камня и его прочностные характеристики представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Математические модели, определяющие зависимости влияния микрокремнезема на распределение физико-механических характеристик цементного камня

Математическая модель	x	y
$y = 11,911e^{0,0278x}$	Содержание микрокремнезема в составе тампонажного раствора	Прочность цементного камня на сжатие, МПа
$y = 3,2956e^{0,0431x}$		Прочность цементного камня на изгиб, МПа
$y = 14,253e^{-0,078x}$		Пористость, %
$y = 3,8389e^{-0,032x}$		Проницаемость, мД

В результате экспериментальных и теоретических исследований разработаны высокопрочные, расширяющиеся тампонажные составы, которые обеспечивают надежное разобщение пластов в интервале распространения МП (таблицы 3.6-3.7).

Таблица 3.6 – Составы предлагаемых МТС

№ состава п/п	ПЦТ, %	Микросиликат, %	СаО, %	СаCl ₂ , %	Поли-N- винилпирролидон, %
1	89	5	6	4	0,4
2	84	10			0,6

Таблица 3.7 – Основные свойства тампонажного раствора-камня предлагаемых микросиликатных тампонажных систем

Свойства тампонажного раствора и цементного камня	Значение	
	Состав №1	Состав №2
Плотность, кг/м ³	1830,0	1840,0
Растекаемость, мм	222,0	210,0
Водоотделение, %	0,0	0,0
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	70,0	54,1
Расширение через 2 суток при низких температурах, %	0,3	0,3
Адгезия к стали через 2 суток при низких температурах, МПа	1,4	1,5
Прочность на сжатие под влиянием разных тепловых полей, МПа	15,8	16,5
Прочность при изгибе под влиянием разных тепловых полей, МПа	4,6	5,3
Проницаемость при низких температурах, мД	4,0	2,5
Общая пористость, % (поле холода/поле тепла)	11/6	6/4
Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К	0,5	0,4

3.4 Выводы по главе 3

1. В результате проведенных экспериментальных исследований разработаны оптимальные составы микросиликатных тампонажных систем, включающие в себя: портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50 (84÷89 %), микросиликаты (5÷10 %), оксид кальция (6 %), хлорид кальция (4 %), пластификатор поли-N-

винилпирролидон (0,4÷0,6 %) являются наиболее оптимальными составами по основным структурно-реологическим и физико-механическим свойствам для крепления скважин в условиях мерзлых пород.

2. Поинтервальное расположение тампонажного раствора в зоне распространения мерзлых пород в зависимости от процентного содержания микросиликатов в составе раствора от 5 до 10 % и воздействия тепловых полей в скважине от минус 5 до 0 °С со стороны мерзлых пород обеспечивает равномерное распределение пористости в структуре, что позволяет снизить вероятность возникновения межколонных давлений при креплении скважин в криолитозоне.

3. Разработанные математические модели, позволяют определять зависимость влияния процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы на физико-механические свойства цементного камня с учетом воздействия тепловых полей в скважине.

ГЛАВА 4 ВЕРИФИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛООБМЕНА В СКВАЖИНЕ И РАСТЕПЛЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ПОРОД ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН МТС

Одним из самых серьезных осложнений, возникающих при креплении скважин в мерзлых породах является растепление массива горных пород, ввиду избыточной теплопроводности технологических жидкостей и нарушения температурного режима скважины. Поэтому для цементирования в условиях разницы тепловых полей, влияющих на цементный камень, необходимо учитывать теплообменные процессы между мерзлыми породами и буровым и цементным растворами.

Для верификации полученных экспериментальных исследований по определению физико-механических свойств цементного камня, а также воздействию тепловых полей, проводится математическое моделирование (вычислительный эксперимент), которое позволяет оценить тепловое взаимодействие положительного температурного поля скважины и отрицательного температурного поля массива мерзлых пород. Рассматриваются условия применения МТС для крепления обсадных колонн Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения.

Моделирование эксперимента осуществляется с использованием уравнения теплопроводности Фурье, без учета конвекции. Модель разбита на четыре концентрических тела вращения, из которых одно представляет собой цилиндр, а три остальных – продукты вычитания цилиндра ближайшим меньшим радиусом из другого цилиндра.

Введем обозначения R_1 , R_2 , R_3 для радиусов внешней границы столба продажной жидкости, трубы и столба цемента в затрубном пространстве (рисунок 4.1):

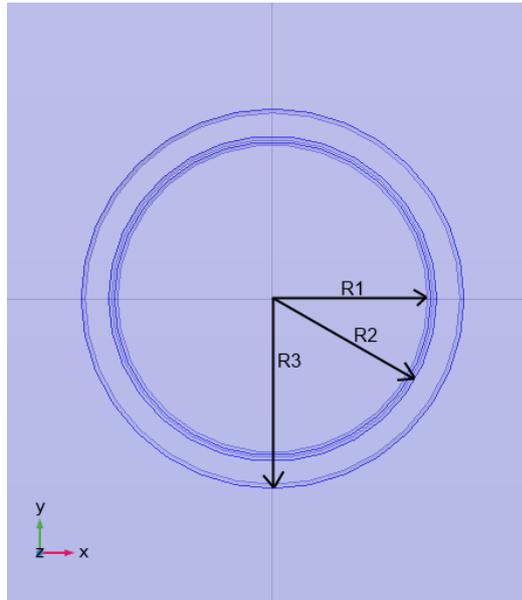


Рисунок 4.1 – Радиусы на сечении модели нормальной к глубине плоскостью

Откуда начальные температуры (формулы 4.1-4.3):

Начальная температура жидкости в трубе, $R < R1$:

$$T_{t6=0} = 298 \text{ K} \quad (4.1)$$

Начальная температура цемента и трубы, $R1 < R < R2$:

$$T_{tц=0} = 316 \text{ K} \quad (4.2)$$

Начальная температура среды $R > R3$

$$T_{tm=0} = 265.15 + 0.3(0.4 - z), \quad (4.3)$$

где $z \in [a; b]$ (a и b – координаты краев рассматриваемой области по высоте, здесь принятые за 0 и 0,4 соответственно), T_{t6} – температура бурового раствора, К; $T_{tц}$ – температура цементного раствора, К; T_{tm} – температура мерзлой породы, К.

Уравнения теплопроводности формулируются с использованием температуры T при помощи гипотезы локального теплового равновесия, описанного в формуле 2.2 [41].

Составим модель пористой среды, поскольку очевидно, что модели жидкости и твердого тела являются частными случаями пористой среды для стопроцентной и нулевой пористостей соответственно.

Система уравнений будет состоять из двух уравнений: дифференциальной формы закона Фурье для расчета величины теплового потока за счет кондукции и энергетического уравнения тепловой дисперсии в пористой среде [113].

Закон Фурье будет записываться так (4.4):

$$q = -k_{eff}\nabla T, \quad (4.4)$$

где k_{eff} – эффективный коэффициент теплопроводности системы твердая матрица пористого тела-жидкость, Вт/м · К;

T – температура, К.

Причем эффективный коэффициент теплопроводности системы твердая матрица пористого тела-жидкость определяется как взвешенное среднее между соответствующими значениями для каждой из фаз с учетом дисперсивного коэффициента теплопроводности, который учитывает теплопередачу за счет гидродинамического смешивания в фильтрующей через пористую среду жидкости (4.5):

$$k_{eff} = \theta_p k_p + (1 - \theta_p)k + k_{disp}, \quad (4.5)$$

где θ_p – доля твердого вещества матрицы в объеме;

k_p – теплопроводность твердой фазы скелета, Вт/м · К;

$1 - \theta_p$ – объемная доля жидкости;

k – теплопроводность жидкой фазы в порах, Вт/м · К;

k_{disp} – коэффициент термической дисперсии, Вт/м · К.

При этом общее энергетическое уравнение тепловой дисперсии для всей среды будет записываться в следующей форме (4.6):

$$(\rho C_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_p + Q_{vd}, \quad (4.6)$$

где $(\rho C_p)_{eff}$ – эффективная объемная теплоемкость эквивалентной жидкости, которая выражается через долю твердого вещества матрицы в объеме (θ_p), его плотность и теплоемкость, а также параметры жидкости, включая объемную долю жидкости или, что эквивалентно, пористость ($1 - \theta_p$);

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

C_p – теплоемкость жидкости при постоянном давлении, Дж/кг · К;

u – скорость жидкости (свободной или в порах), м/с (следует интерпретировать, как скорость Дарси, то есть объемный расход на единицу

площади поперечного сечения), при этом средняя линейная скорость (скорость внутри пор) может быть рассчитана по формуле 4.7:

$$u_f = u/(1 - \theta_p); \quad (4.7)$$

q – тепловой поток теплопередачи, Вт/м²;

Q – источник или поглотитель тепла, Вт/м³;

Q_p – работа дифференциального давления, Вт/м³ (4.8)

$$Q_p = \alpha_p T \left(\frac{\partial p}{\partial t} + u \cdot \nabla p \right) \quad (4.8)$$

где α_p – коэффициент термического расширения, 1/К (4.9);

p – давление, Па;

$$\alpha_p = - \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} + u \cdot \nabla p \right) \quad (4.9)$$

В общем случае этот член весьма мал для низкоскоростных потоков и может быть свободно отброшен.

Q_{vd} – тепло от вязкого трения при движении жидкости, Вт/м³ (4.10)

$$Q_{vd} = \tau : \nabla u \quad (4.10)$$

где τ – тензор вязких напряжений, Па.

В общем случае этот член также весьма мал для низкоскоростного потока и также может быть свободно отброшен.

Общее энергетическое уравнение тепловой дисперсии для всей среды по сути скомбинированные энергетические формы уравнения дисперсии для жидкости и твердого тела, здесь представленного породной матрицей [113].

При этом вводится эффективная объемная теплоемкость, также определяемая с помощью взвешенного среднего (4.11):

$$(\rho C_p)_{eff} = \theta_p \rho_p C_{pp} + (1 - \theta_p) \rho C_p, \quad (4.11)$$

где ρ_p – плотность твердого вещества скелета, кг/м³;

C_{pp} – теплоемкость твердого вещества скелета при постоянном давлении, Дж/кг · К.

Легко заметить, что из обобщенной модели пористой среды можно получить модель жидкости, приняв θ_p за ноль (никакая часть объема не занята матрицей),

или твердого тела, приняв θ_p за единицу (весь объем занят матрицей). Ниже представлены результаты вычислительного эксперимента (4.12-4.14).

Модель пористой среды, $R > R3$:

$$\begin{cases} k_{eff} = \theta_p k_p + (1 - \theta_p)k + k_{disp} \\ q = -k_{eff} \nabla T \\ (\rho C_p)_{eff} = \theta_p \rho_p C_{pp} + (1 - \theta_p) \rho C_p \\ (\rho C_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_p + Q_{vd} \end{cases} \quad (4.12)$$

Модель твердого вещества трубы, $R1 < R < R2$:

$$\begin{cases} q = -k \nabla T \\ \rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_{ted} \end{cases} \quad (4.13)$$

Модель жидкости, $R2 < R < R3$; $R < R1$:

$$\begin{cases} q = -k \nabla T \\ \rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_p + Q_{vd} \end{cases} \quad (4.14)$$

где t – время, с.

Для твердых тел дополнительно может быть выделен еще один член:

Q_{ted} – термоупругое демпфирование, которое учитывает термоупругие процессы в твердых телах (4.15):

$$Q_{ted} = -\alpha_p T: \frac{\partial S}{\partial t} \quad (4.15)$$

где S – второй тензор напряжений Пиолы-Кирхгофа, Па.

Стоит отметить, что выше знак «:» используется для обозначения скалярного произведения Фробениуса, то есть бинарной операции, возвращающей сумму попарных произведений одноименных элементов двух матриц.

При этом внешние границы модели термоизолированы, поскольку нас интересует только прискважинная зона, и отсутствие изоляции для нагретых тел внутри скважины привело бы к значительному искажению результата (4.16):

$$\begin{cases} z = 0 \\ z = 0.4 \\ R = R_{model} \\ -n \cdot q = 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

То есть для внешних границ модели нормальный к ним тепловой поток равен нулю.

В результате вычислений получена математическая модель, описывающая поведение мерзлых пород в зависимости от температуры и состава тампонажной смеси (4.12). Следствием конечноэлементного расчета с использованием математических моделей (4.12-4.14) являются изотемпературные поверхности, температурный градиент и величина теплового потока.

Исследуется теплообмен в скважине и прискважинной зоне в зависимости от температурного режима и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов. Влияние микросиликатов учитывается через их влияние на термодинамические параметры раствора. Начальное распределение температур представлено на рисунке 4.2, причем дуга, по которой откладывается расстояние – это диаметр сечения цилиндра, представляющего собой сумму всех областей системы.

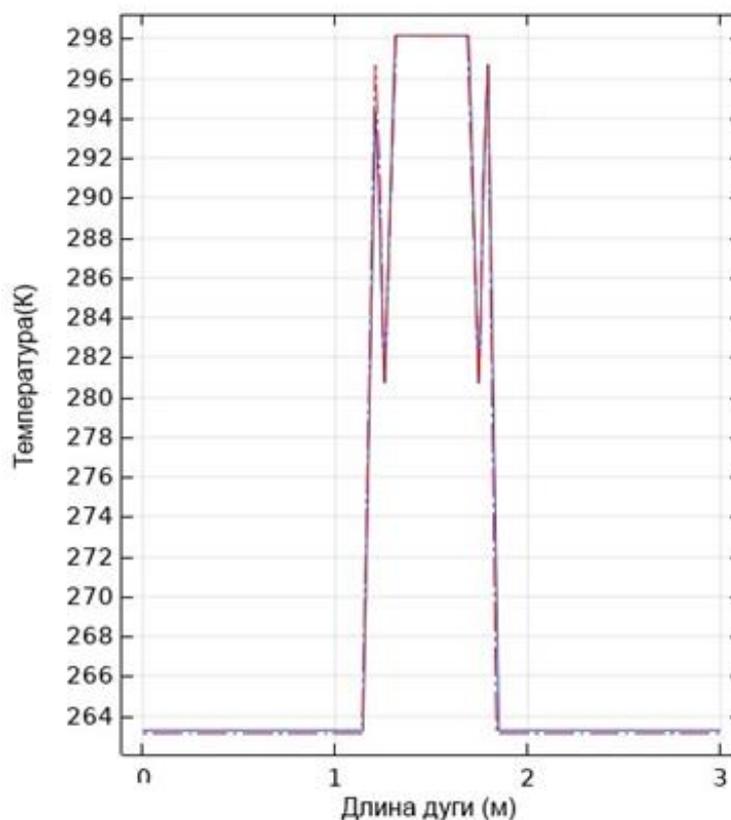


Рисунок 4.2 – Начальное распределение температур

На рисунках 4.3-4.9 представлены промежуточные результаты исследований конечного результата и скорости растепления как функций от времени и координаты микросиликатного тампонажного раствора и состава без добавления микросиликатов.

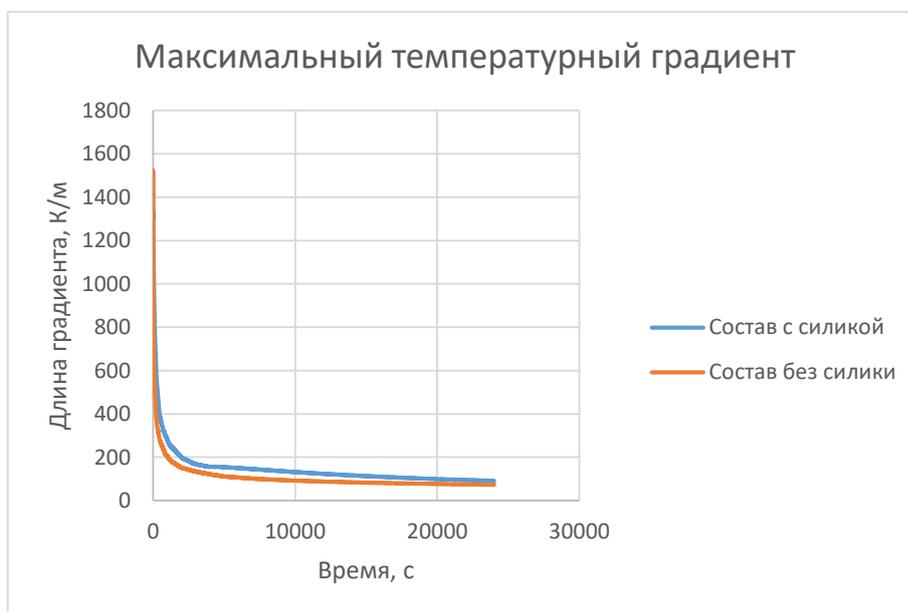


Рисунок 4.3 – Зависимость максимального температурного градиента по вертикальному срезу от времени

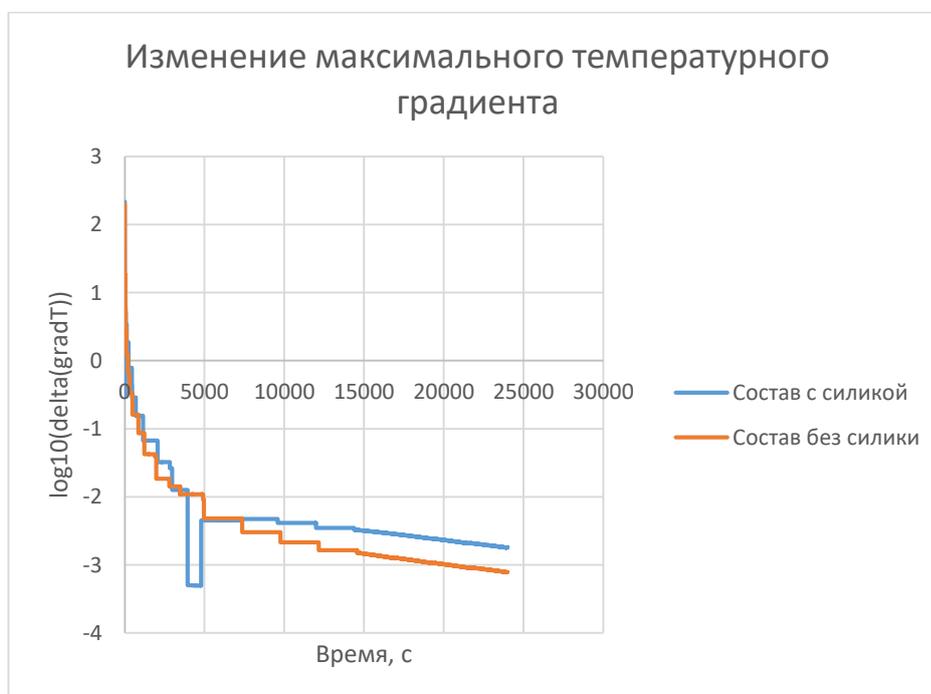


Рисунок 4.4 – Зависимость изменения максимального температурного градиента по вертикальному срезу от времени в полулогарифмическом масштабе, выбранном ввиду большого разброса порядков

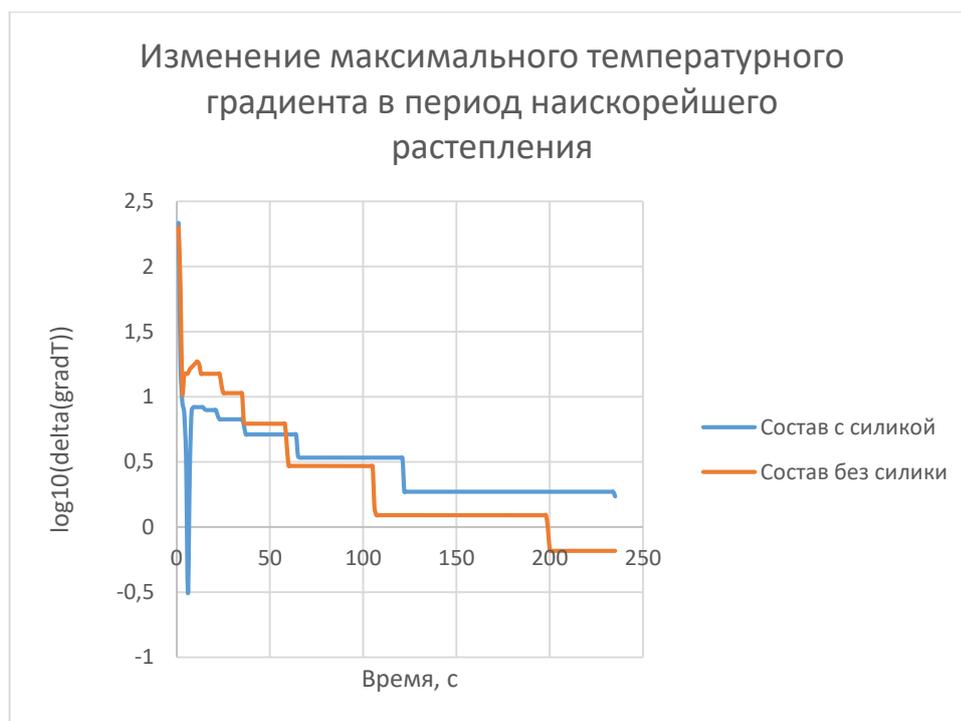


Рисунок 4.5 – Зависимость изменения максимального температурного градиента по вертикальному срезу от времени в период наискорейшего растепления в полулогарифмическом масштабе

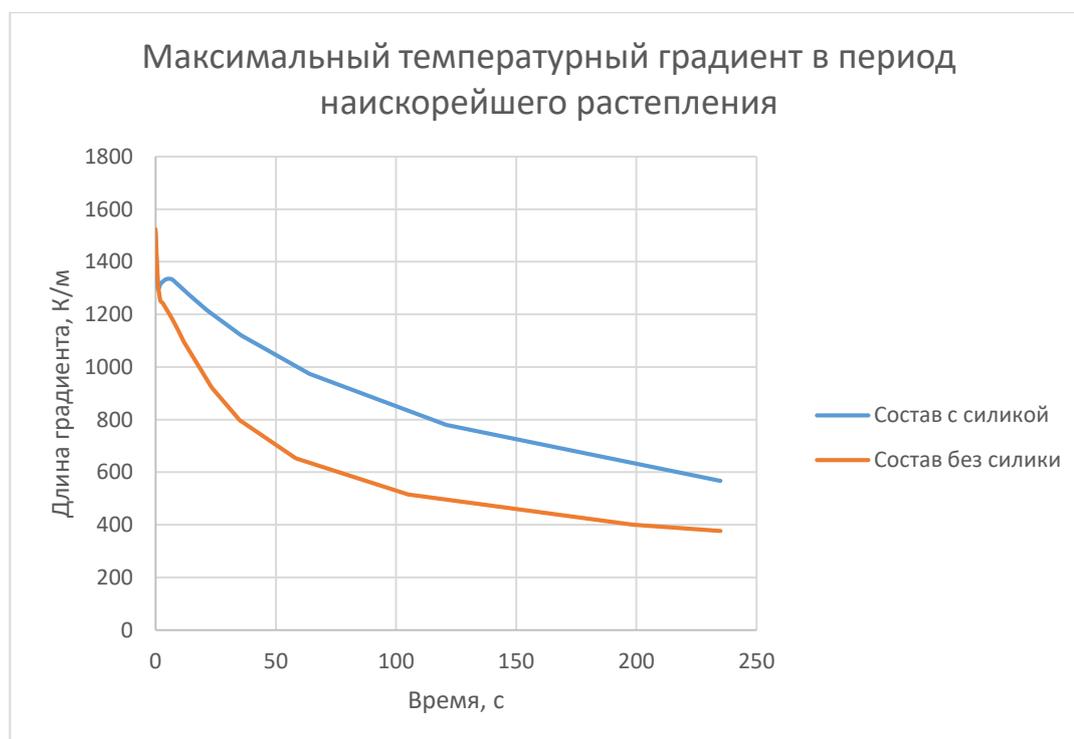


Рисунок 4.6 – Зависимость максимального температурного градиента по вертикальному срезу от времени в период наискорейшего растепления

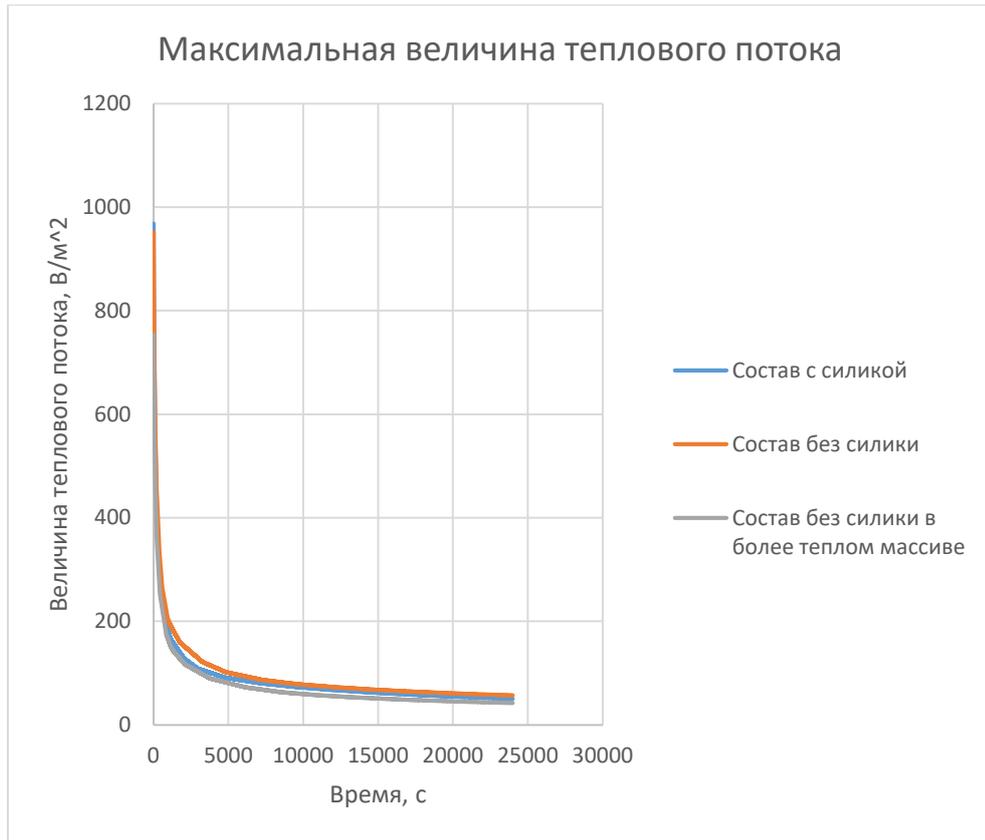


Рисунок 4.7 – Зависимость максимальной величины полного теплового потока от времени

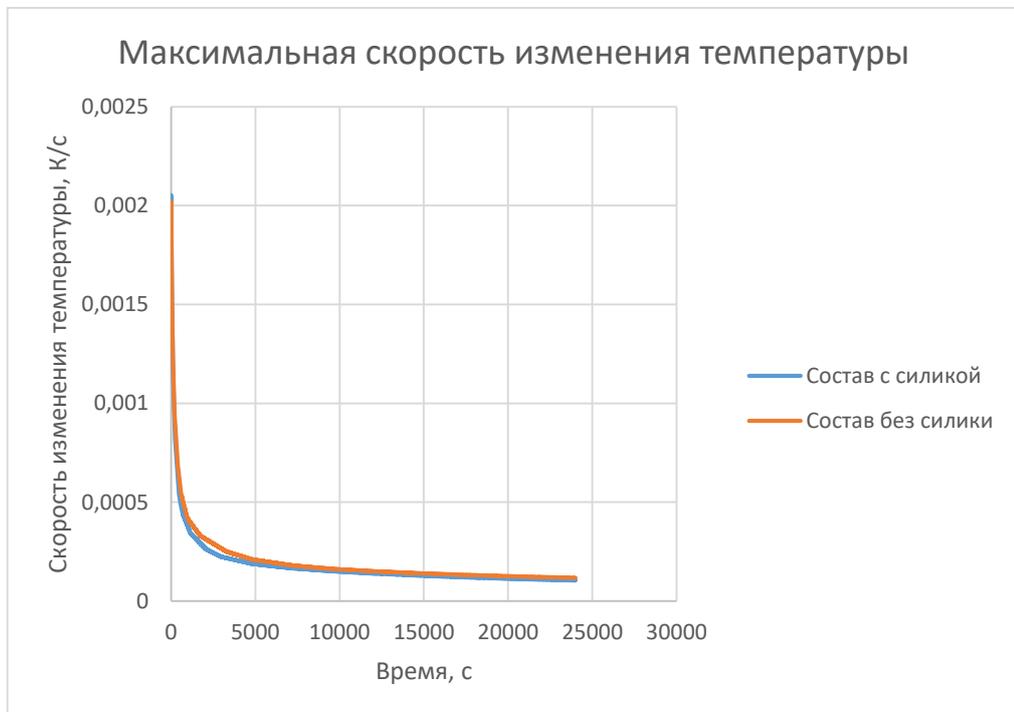


Рисунок 4.8 – Зависимость максимальной величины скорости изменения температуры от времени

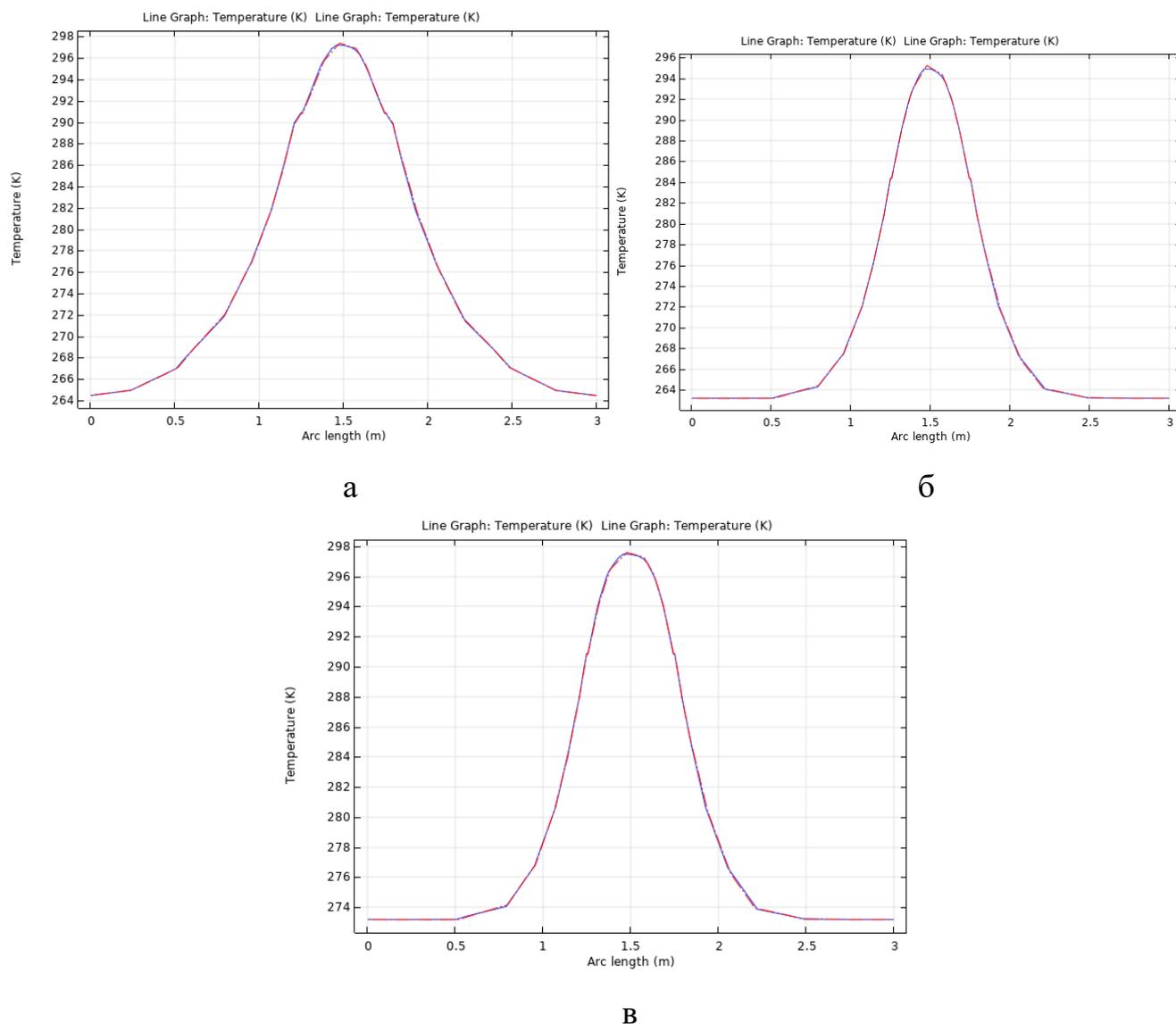


Рисунок 4.9 – Распределение температуры по срезу МП по прошествии 24000 секунд с применением бессиликатного состава (а), МТС (б), а также в массиве повышенной начальной температуры (в)

На основании проведенного вычислительного эксперимента, из рисунков 4.3-4.9 можно сделать следующие выводы:

1. МТС вызывает более медленное растепление МП по сравнению с составами без добавления микросиликатов (рисунок 4.8), что позволяет снизить риск возникновения аварийных ситуаций в следствие увеличения возможности компенсации растепления прискважинной зоны за счет теплопередачи внутри массива МП, рассеивая тепло в массив и снижая вероятность его растепления.

2. Крепление скважин МТС вызывает несколько меньший прогрев удаленных от цементного камня слоев породы, чем при использовании состава без добавления микрокремнезема (рисунок 4.9).

3. МТС имеет более крутую кривую распределения температуры по длине по срезу, что означает меньший диаметр подвергающейся значительному нагреванию области. Из рисунка 4.9 также видно, что для МТС точка с координатой 1 (которая, как можно заметить из начальных условий и рисунка 4.2, принадлежит области массива МП) имеет температуру примерно 268 К, что меньше температуры плавления льда, а для бессиликатного раствора температура аналогичной точки с координатой 1 составляет около 278 К, что может привести к растеплению части МП.

4. Из рисунка 4.7 видно, что в любой ненулевой момент времени кривая МТС лежит не выше кривой бессиликатного тампонажного состава. Из рисунков 4.3 и 4.6 также видно, что кривые наибольшего температурного градиента раствора с содержанием микросиликатов, напротив, лежат выше кривой бессиликатного тампонажного раствора. Это поддерживает утверждение о более медленном растеплении МП при использовании МТС.

5. Из рисунков 4.4-4.5 видно, что, хотя изменение максимального градиента (который неявно характеризует крутость кривой) для МТС превышает таковое для бессиликатного состава, максимальный температурный градиент при применении бессиликатного раствора убывает быстрее для скоростей до первого порядка десятки и ниже, то есть для значений, соответствующих скорейшему и, значит, наиболее опасному растеплению. В период наискорейшего растепления максимальный температурный градиент для МТС на 200-250 К/м превышает таковой для бессиликатного состава, скорость изменения температуры на участке от 600 до 7200 секунд кривая для МТС убывает заметно круче.

6. При повышении температуры массива (опыт был проведен с повышением начальной температуры массива на 10 градусов) растепление естественным образом замедляется в соответствии с законом Фурье ввиду снижения разности температур. Это означает, что чем теплее при начале

цементирования массив, тем менее строго требуется регулировать скорость теплообмена. Величина растепления на удалении от скважины от начальной температуры не зависит.

Частицы микросиликатов с большой реакционной поверхностью ускоряют скорость гидратации в период ускорения, вызывая быстрое выделение тепла и короткие периоды ускорения и замедления.

Можно сделать вывод, что преимущества МТС перед бессиликатными растворами, а именно более медленное растепление, более крутая кривая распределения температуры и меньшие значения растепления для пород, обусловлены в первую очередь меньшими теплоемкостью и теплопроводностью таких цементов. Поскольку цементы с содержанием микросиликатов имеют меньшую, по сравнению с бессиликатными составами, пористость, они содержат меньше воды, которая обладает очень значительной (превышающей таковую для цемента в несколько раз) теплоемкостью. Теплоемкость цемента имеет значение главным образом из-за того, что ее понижение смягчает влияние первоначальной температуры цемента на состояние МП в прискважинной области. Теплопроводность, которая также ниже для цемента с содержанием микросиликатов, как показано, позволяет снизить скорость растепления пород и поэтому создает лучшие условия для рассеяния тепла вглубь массива с уменьшением риска аварийного растепления.

Наглядно представить распределение температуры по объему можно не только с помощью симметрии модели и использования графика по срезу, но и с помощью последовательности графиков функции температуры двух пространственных переменных, причем в них можно включить и данные о распределении температуры по срезу путем комбинирования графиков. Очень удобным инструментом изучения растепления представляется изучение изотермических поверхностей разной температуры. Чем большую область описывают высокотемпературные поверхности, тем больше растепляется среда. На рисунке 4.10 представлены изотермические поверхности при растеплении.

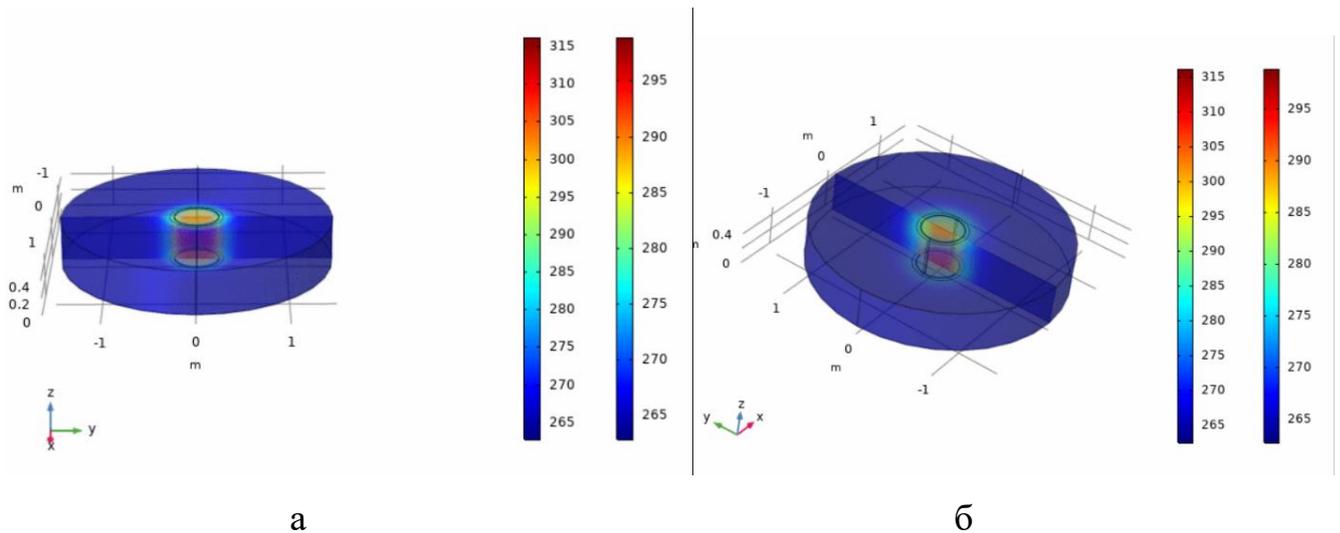


Рисунок 4.10 – Изотермические поверхности и срез температур при использовании цементного раствора без добавления микросиликатов (а), МТС (б)

Анализируя рисунок 4.10, можно утверждать, что растепление при закачке цементного раствора без содержания микросиликатов несколько больше, и температуры в целом несколько выше, чем при использовании МТС. Наиболее быстрое растепление происходит в течение первого часа, с максимумом температур в течение первых нескольких минут, после, после чего интенсивность теплообмена начинает ускоренно снижаться. После 10000 секунд интенсивность теплообмена в МТС начинает стабилизироваться и после 13000÷15000 секунд при температуре 6°C , начинает медленно снижаться до температуры мерзлых пород. При использовании бессиликатного тампонажного раствора интенсивный теплообмен начинает снижаться при температуре порядка $11\div 14^{\circ}\text{C}$. [41] Конечная максимальная температура МТС составляет 12°C , бессиликатного тампонажного состава – 23°C . Содержание микросиликатов в составе тампонажной смеси прекращает влиять на температуру на расстоянии $0,75$ м от центра скважины, при использовании бессиликатного раствора незатронутой области на проанализированном участке диаметром 3 м не было. Анализ результатов исследований показал, что при добавлении микросиликатов до 10% зона латерального растепления относительно оси скважины снижается на $2,25$ м.

На основании вычислительного эксперимента установлены математические модели, определяющие теплообмен между продавочной жидкостью, тампонажной

смесью различных составов и массивом мерзлых пород в зависимости от температурного режима скважины и состава тампонажного раствора, проведено сравнение результатов и скоростей теплообмена для бессиликатной смеси и смеси с содержанием микросиликатов, установлены преимущества МТС.

4.1 Выводы по главе 4

1. Проведен вычислительный эксперимент, в результате которого получены математические модели, определяющие теплообмен в скважине и растепление мерзлых пород в зависимости от температурного режима скважины и состава тампонажной смеси.

2. Исходя из результатов проведенного вычислительного эксперимента, можно сделать вывод о преимуществе МТС перед бессиликатными тампонажными составами. МТС обладают меньшей теплоемкостью и теплопроводностью, в связи с уменьшением скорости тепловыделения цементного камня, и позволяют снизить скорость и зону растепления мерзлых пород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Научно обоснована необходимость и целесообразность повышения качества крепления скважин в криолитозоне микросиликатными тампонажными системами с различной концентрацией микрокремнезема в составе и поинтервального их размещения с учетом распределения тепловых полей в скважине.

2. Экспериментально установлено повышение прочностных характеристик цементного камня на 35÷40 % (прочность на сжатие увеличивается в среднем на 4÷5 МПа, прочность на изгиб - 1÷1,5 МПа.), при этом его проницаемость снижается с 4,0 до 2,5 мД.

3. Разработаны составы МТС для крепления обсадных колонн в условиях МП, включающие портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50 (84÷89 %), микросиликаты (5÷10 %), расширяющую добавку - оксид кальция (6 %), ускоритель сроков схватывания хлорид кальция (4 %), пластификатор поли-N-винилпирролидон (0,4÷0,6 %).

4. Разработаны математические модели, позволяющие оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы, с учетом воздействия тепловых полей от минус 5 до 0 °С со стороны МП, на распределение пористости и проницаемости цементного камня. Установлено, что содержание микросиликатов от 5 до 10 % в составе тампонажного раствора и его поинтервальное расположение в зоне МП, в зависимости от влияния тепловых полей, обеспечивает равномерное распределение пористости в структуре цементного камня, что позволяет снизить вероятность возникновения

межколонных давлений при креплении скважин в криолитозоне. Предложенные технологические решения рекомендуются для дальнейших разработок в области цементировании интервалов МП.

5. Разработаны математические модели, позволяющих определить теплообмен в скважине и растепление массива МП в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов. Установлено, что при добавлении микросиликатов до 10 % зона латерального растепления относительно оси скважины снижается на 2,25 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А. О необходимой величине расширении тампонажных материалов / Ф.А. Агзамов, В.В. Бабков, И.Н. Каримов // Территория Нефтегаз. – № 8. – 2011. – С. 14-15.
2. Агзамов, Ф. А. Механизм действия пластификаторов в тампонажных растворах / Ф. А. Агзамов, Р. Ф. Давлетшин, Е. В. Беляева // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 2. – С. 8-13.
3. Азотонасыщенный тампонажный раствор для цементирования скважин с аномально низкими пластовыми давлениями / П.В. Овчинников, М.В. Двойников, С.В. Пролубщиков [и др.] // Бурение и нефть. – 2005. – № 3. – С. 12-14.
4. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО "Газпром". Часть 1. / А.И. Гриценко, А.В. Кулигин, Р.А. Ивакин, В.Г. Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №3. – С.4-15.
5. Анисимова, А.В. Регулирование показателей реологических свойств магниезальных тампонажных растворов использованием наполнителей различного гранулометрического состава / А.В. Анисимова, Г.М. Толкачев, А.С. Козлов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь. – 2017. – С. 84-88.
6. Артеменков, В.Ю. Об опыте применения теплоизолированных лифтовых труб при добыче нефти и газа / В.Ю. Артеменков, Б.А. Ерехинский, И.А. Заряев // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №2. – С. 22-25.
7. Ахмадеев, Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский // М.: Недра. – 1981. – 152 с.
8. Булатов, А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А. И. Булатов // М.: Недра. – 1990. – 409 с.

9. Булатов, А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: Недра. – 1999. – 424 с.
10. Булатов, А.И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский // М.: Недра. – 1987. – 279 с.
11. Булатов, А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов // М.: Недра. – 1990. – 409 с.
12. Буслаев, В.Ф. Предупреждение аварий и осложнений при строительстве скважин в многолетнемёрзлых породах: Учебное пособие / В.Ф. Буслаев, И.Ю. Быков // Ухта: УИИ. – 1995. – 88 с.
13. Бутакова, М.Д. Влияние кремний содержащих добавок на свойство водонепроницаемости бетонных образцов / М.Д. Бутакова, А.В. Михайлов, С.С. Сарибекян // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». – 2017. – Т. 17. – № 2. – С. 34–41.
14. Влияние добавок солевых композиций на процессы твердения тампонажных растворов / Ю.С. Кузнецов, В.Н. Сонин, Р.Ю. Сухоруков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 69-85.
15. Влияние комплекса "микрокремнезем-суперпластификатор" на формирование структуры и свойств цементного камня / И.М. Иванов, Л.Я. Крамар, А.А. Кирсанова, В. Тъери // Вестник ЮУрГУ. Серия Строительство и архитектура. – 2018. – Т. 18. – № 1. – С. 32-40.
16. Газизов, Х.В. Расширение цементного раствора-камня и управление его свойствами / Х.В. Газизов // Бурение и нефть. – 2011. – №. 9. – С. 24-26.
17. Газизов, Х.В. К методике испытания расширяющихся тампонажных материалов / Х.В. Газизов, Е.Л. Маликов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 69-71.
18. Газизов, Х.В. Опыт применения тампонажных материалов с расширяющимися свойствами при цементировании боковых стволов / Х.В. Газизов, Е.Л. Маликов, К.А. Перескоков // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 38-39.

19. Гамалий, Е.А. Структура и свойства цементного камня с добавками микрокремнезема и поликарбонатного пластификатора / Е.А. Гамалий, Б.Я. Трофимов, Л.Я. Крамар // Вестник ЮУрГУ. Серия Строительство и архитектура. – 2009. – Вып.8. – №16. – С. 29-35.
20. Гасумов, Р.А. Факторы, влияющие на качество крепления скважин месторождений Крайнего Севера / Р.А. Гасумов, О.С. Кондренко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 9. – С. 57-61.
21. Горев, Д.С. Нанокремнезем на основе гидротермальных растворов: характеристики, результаты повышения прочности мелкозернистого бетона / Д.С. Горев, В.В. Потапов, Т.С. Горева // Современные наукоемкие технологии. – 2018. – № 8. – С. 54-58.
22. Горелик, Я.Б. Инженерно-геокриологические условия Ямбургского газоконденсатного месторождения и динамика состояния кустовых площадок эксплуатационных скважин / Я.Б. Горелик, П.В. Солдатов, А.А. Селезнев // Криосфера Земли. – 2015. – Т. XIX. – № 1. – С. 58–69.
23. Горский, А. Т. Требования к свойствам тампонажного раствора-камня для крепления разведочных скважин на нефть и газ в условиях многолетнемерзлых пород Западной Сибири / А. Т. Горский // Тюмень: ЗапСибБурНИПИ. – 1981. – 16 с.
24. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия. – Введен 1998-10-01. – М. : МНТКС. – 1998. – 14 с.
25. ГОСТ 24211-2008 Добавки для бетонов и строительных растворов. – Введен 2011-01-01. – М. : Стандартиформ. – 2010. – 16 с.
26. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытаний. – Введен 1998-10-01. – М. : МНТКС. – 1998. – 20 с.
27. ГОСТ 7076-99 Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности и термического сопротивления при стационарном тепловом режиме. – Введен 2000-04-01. – М. : МНТКС. – 2010. – 23 с.
28. ГОСТ Р 56178-2014 Модификаторы органоминеральные типа МБ для бетонов, строительных растворов и сухих смесей. Технические условия. – Введен 2005-14-01. – М. : Стандартиформ. – 2015. – 26 с.

29. Грязнов, Г.С. Влияние оттаивания многолетнемерзлых пород на состояние крепи / Г.С. Грязнов, В.Г. Кузнецов, В.Н. Пахнев // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 8. – С. 19-20.
30. Грязнов, Г.С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты / Г.С. Грязнов // М.: Недра. – 1969. – 167 с.
31. Данюшевский, В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых // М.: Недра. – 1987. – 373 с.
32. Двойников, М.В. Повышение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах / М.В. Двойников, Д.А. Зими́на // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – №7. – С. 98-100.
33. Двойников, М. В. Разработка и исследование азотонаполненных тампонажных систем для крепления скважин (на примере месторождений Среднего Приобья и Крайнего Севера Тюменской области): Текст: автореферат дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / М. В. Двойников // Тюмень. – 2005. – 26 с.
34. Емельянова, Т.Я. Практикум по мерзлотоведению: учебное пособие / Т.Я. Емельянова, В.В. Крамаренко // Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2010. – 120 с.
35. Ершов, Э. Д. Общая геокриология / Э. Д. Ершов // М.: Изд-во МГУ. – 2002. – 682 с.
36. Зими́на, Д.А. Анализ осложнений, возникающих при креплении скважин в криолитозоне / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск. – 2018. – Т.1. – С. 373-378.
37. Зими́на, Д.А. Отход кремниевого производства как добавка к цементному раствору / Д.А. Зими́на // Сборник научных трудов XIII Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). – Тюмень. – 2019. – С. 3-5.

38. Зими́на, Д.А. Применение расширяющихся добавок при цементировании скважин в условиях криолитозоны / Д.А. Зими́на // Сборник материалов XVIII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех- 2017». – Ухта. – 2018. – Ч.2. – С. 3-5.

39. Зими́на, Д.А. Разработка тампонажного состава для крепления скважин в криолитозоне / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Бурение в осложненных условиях: тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – СПб. – 2018. – С. 46-47.

40. Зими́на, Д.А. Разработка цементного раствора на основе микросилики / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК». – СПб. – 2019. – С. 32-33.

41. Зими́на, Д.А. Анализ изменения свойств цементного раствора-камня при формировании в условиях мерзлых пород / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников, С.Д. Полянский // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – №1. – С. 14-18.

42. Зими́на, Д.А. Анализ исследования факторов, влияющих на качество крепления скважин в многолетнемерзлых породах / Д.А. Зими́на // Сборник тезисов 71 Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2017. – С. 226.

43. Зими́на, Д.А. Исследование пористости и газопроницаемости тампонажного камня с добавлением микросилики / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Нефть. Газ. Новации. – 2020 – №3 (232). – С. 37-39.

44. Зими́на, Д.А. Крепление скважин в криолитозоне. Разработка тампонажного камня с повышенными прочностными характеристиками / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №5 (101). – С. 56-59.

45. Зими́на, Д.А. Разработка расширяющихся тампонажных смесей с нормированными свойствами эксплуатации в условиях низких и отрицательных

температур / Д.А. Зими́на // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155 - летию со дня рождения академика В. А. Обручева, 135 - летию со дня рождения академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110 – летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. – Томск. – 2018. – Т.2. – С. 122-124.

46. Зими́на, Д.А. Сравнительный анализ портландцементных и магнезиальных тампонажных растворов для крепления скважин в условиях низких температур / Д.А. Зими́на, Ч.А. Жапхандаев, М.В. Нуцкова // Нефть. Газ. Новации. – 2019 – №3. – С. 20-22.

47. Зими́на, Д.А. Технологические решения повышения качества крепления скважин на примере Бованенковского и Уренгойского месторождений / Д.А. Зими́на, М. В. Двойников // Бурение в осложненных условиях: Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург. – 2017. – С. 26-27.

48. Зими́на, Д.А. Улучшение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах / Д.А. Зими́на // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. – Томск. – 2017. – Т.2. – С. 89-90.

49. Зими́на, Д.А. Цементирование в многолетнемерзлых породах / Д.А. Зими́на // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Новая наука: опыт, традиции, инновации». – Стерлитамак. – 2017. – № 4. – Ч. 3. – С. 27-29.

50. Злобин, И.А. Способы механического воздействия при помоле как фактор, определяющий формирования качественных характеристик цемента / И.А. Злобин, О.С Мандрикова, И.Н. Борисов // Цемент и его применение. – 2016. – №1. – С. 158-162.

51. Исследование реологии цементных растворов для крепления газовых скважин / В.Н. Хлебников, П.М. Зобов, Ю.Ф. Гущина, В.А. Винокуров // Труды

Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2010. – №1. – С. 37-45

52. Исследование свойств тампонажных растворов с добавкой отходов производства фтористого алюминия / В.Ю. Бажин, М.В. Двойников, М.В. Глазьев, А.А. Куншин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3(327). – С. 107-115.

53. Кашкапеев, С.В. Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики / С.В. Кашкапеев, С.С. Новиков // Газовая промышленность. – 2018. – № 8(772). – С.54-59.

54. Кожевников, Е.В. Разработка технологии цементирования боковых стволов расширяющимися тампонажными составами: автореферат дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Е.В. Кожевников // Санкт-Петербург. – 2016. – 20 с.

55. Козубовский, А.Г. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин / А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов, Т.В. Кузьмина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 27-30.

56. Копаница, Н.О. Применение нанодисперсного кремнезема в производстве строительных смесей / Н.О. Копаница, Ю.С. Саркисов, О.В. Демьяненко // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. – 2016. – № 5 (58). – С. 140-150.

57. Коротких, А.Г. Теплопроводность материалов: учебное пособие / А.Г. Коротких // Томск: Издательство Томского политехнического университета. – 2011. – 97 с.

58. Кудряшов, Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев // М.: Недра. – 1983. – 286 с.

59. Кудряшов, Б.Б. Бурение скважин в осложненных условиях: Учебное пособие для вузов по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» / Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев // М.: Недра. – 1987. – 268 с.

60. Кузин, Д.А. Подбор рецептуры тампонажного раствора под условия месторождений нефти Приволжского региона / Д.А. Кузин, С.В. Крупин, Д. В. Чесноков // Вестник технологического университета. – 2017. – Т. 20. – № 15. – С. 31-36.
61. Куницких, А.А. Исследование и разработка расширяющих добавок для тампонажных составов / А.А. Куницких // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 46–53.
62. Куницких, А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами: автореферат дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / А.А. Куницких // Санкт-Петербург. – 2016. – 20 с.
63. Логинова, М. Е. Распределение температуры в многолетнемерзлых породах при креплении скважин тампонажными материалами различной теплопроводности / М. Е. Логинова, Ф. А. Агзамов, Д. Р. Султанов // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 24-31.
64. Медведский, Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах / Р.И. Медведский // М.: Недра. – 1987. – 230 с.
65. Мерзляков, М.Ю. Разработка газожидкостных тампонажных смесей с включением полых алюмосиликатных микросфер для теплоизоляции скважин в криолитозоне: автореферат дис. канд. техн. наук: 25.00.14 / М.Ю. Мерзляков // Санкт-Петербург. – 2016. – 20 с.
66. Мункхтувшин, Д. Опыт применения добавок микро- и наносилики из отходов кремниевого производства в бетонных технологиях / Д. Мункхтувшин, В.Б. Балабанов, К.Н. Пуценко // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2017. – № 3. – С. 107-115.
67. Немчинова, Н.В. Кислотно-ультразвуковое рафинирование кремния: монография / Н.В. Немчинова, А.А. Тютрин // Иркутск: Изд-во ИрННТУ. – 2016. – 160 с.

68. Никишкин, В.А. Влияние структуры и плотности на прочность и деформативность плотного строительного бетона и его составляющих: монография / В.А. Никишкин // Екатеринбург, УГТУ-УПИ. – 2009. – 269 с.

69. Николаев, Н.И. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками / Н.И. Николаев, Е.В. Кожевников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29–36.

70. Обеспечение эксплуатационной надежности строительства скважин в многолетнемерзлых породах на примере Бованенковского НГКМ / С.В. Каменских, С.Ю. Панаев, А.С. Фомин, И.Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №3. – С.26-29.

71. Облегчающие материалы для приготовления тампонажных растворов / П.В. Овчинников, Ю.С. Кузнецов, С.Р. Ганиев [и др.] // Колебания и волны в механических системах. Материалы Международной научной конференции. – 2017. – С. 65-66.

72. Овчинников, В.П. Результаты исследования объемных изменений при твердении тампонажных растворов с расширяющимися добавками в условиях умеренных температур / В.П. Овчинников, С.А. Родер, И.И. Белей // Бурение и нефть. – 2013. – № 3. – С. 25-28.

73. Орешкин, Д. В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород / Д.В. Орешкин, А.А. Фролов, В. В. Ипполитов // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2004. – 235 с.

74. Орешкин, Д.В. Геоэкологические проблемы трещиностойкости и теплопроводности тампонажного камня / Д.В. Орешкин, Г.Н Первушин // Сборник докладов 8-й международной конференции «Стены. Фасады. Актуальные проблемы строительной теплофизики». – 2003. – С. 125-133.

75. Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин / В.Г. Кузнецов, Н.Е. Щербич, Д.С. Герасимов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 57-63.

76. Особенности строительства скважин при проходке в многолетнемерзлых породах севера Западной Сибири / Р.А. Гасумов, Ю.В. Терновой, С.Н. Королёв, О.С. Кондренко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 9. – С. 4-12.

77. Патент № 2370515 Российская Федерация, МПК С09К 8/487 Полимерцементный тампонажный раствор для низкотемпературных скважин : № 2008119497/03 : заявлено 19.05.2008 : опубликовано 30.10.2009 / Котельников В.А., Путилов С.М., Давыдкина Л.Е.; заявитель и патентообладатель ОАО «РИТЭК». – 7 с: ил.

78. Патент № 2471846 Российская Федерация, МПК С09К 8/487 Тампонажный раствор : № 2011130347 : заявлено 20.07.2011 : опубликовано 01.10.2013 / Белей И.И., Бельский Д.Г., Гафаров Н.А. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ТюменНИИгипрогаз». – 6 с: ил.

79. Патент № 2500880 Российская Федерация, МПК E21B36/00. Устройство для теплоизоляции скважины в многолетнемерзлых породах : № 2012125732 : заявлено 19.06.2012 : опубликовано 10.12.2013 / Колосов В.В., Бирих Р.А., Павлова П.Л., Лунев А.С.; заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет». – 5 с: ил.

80. Плотников, В.В. Химия вяжущих материалов и бетонов / В.В. Плотников // М.: Издательство АСВ. – 2015. – 400 с.

81. Повышение долговечности крепи скважин в сложных горно-геологических условиях: монография / В.П. Овчинников, Д.С. Герасимов, В.Г. Кузнецов, В.В. Салтыков // Тюмень: ТИУ. – 2018. – 226 с.

82. Повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов на основе портландцемента / В.Н. Игнатьев, В.Н. Сонин, Ю.С. Кузнецов [и др.] // Колебания и волны в механических системах. Материалы Международной научной конференции. – 2017. – С. 67-68.

83. Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В.П. Овчинников, О.В. Рожкова, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С. 32-35.

84. Полак, А.Ф. Твердение мономинеральных вяжущих веществ / А.Ф. Полак // М.: Стройиздат. – 1966. – 208 с.

85. Потапов, В.В. Результаты испытаний экспериментальных составов мелкозернистого бетона с добавлением нанокремнезема и микрокремнезема / В.В. Потапов, Д.С. Горев // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 3. – Ч.2. – С. 232-238.

86. Разработка облегченных тампонажных растворов для крепления кондукторов в условиях месторождений ООО «Лукойл – Западная Сибирь» / Д.Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, Д.С. Святухов, И.С. Бурдыга // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 3. – С. 37-40.

87. Расширяющийся тампонажный цемент / Д.Ф. Новохатский, А.В. Кривошей, Л.И. Рябова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 42-45

88. Реброва, И.А. Планирование эксперимента: Учебное пособие / И.А. Реброва // Омск: СибАДИ. – 2010. – 105 с.

89. Реликтовые мерзлые породы на Северо-Востоке европейской части СССР / В.В. Баулин, И.Ю. Быков, П.Б. Садчиков [и др.] // Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 241. – № 2. – С. 430-433.

90. Руководство по определению физических, теплофизических и механических характеристик мерзлых грунтов. – М.: Стройиздат. – 1973. – 191 с.

91. 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.

92. Совершенствование технологии строительства газовых скважин в сложных геолого-технических условиях / Ю.С. Кузнецов, В.А. Мнацаканов, В.Н. Поляков, А.П. Шульгина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 4. – С. 5-8.

93. Соловьев, А.Я. Исследование влияния теплофизических свойств буровой промывочной жидкости на скорость протаивания многолетнемерзлых пород / А.Я. Соловьев, Р.Р. Сайтов, Ф.Р. Курбанов // Проблемы науки. – 2017. – №6 (19). – С.18-20.
94. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П.В. Овчинников, В.Г. Кузнецов, А.А. Фролов [и др.] // М.: Недра-Бизнесцентр. – 2002. – 115 с.
95. Сычев, М.М. Твердение вяжущих веществ / М.М. Сычев // Л.: Стройиздат. – 1974. – 80 с.
96. Шарафутдинов, З.З Управление процессами формирования цементного камня на основании представлений супрамолекулярной химии / З.З. Шарафутдинов, В.И. Крылов, Ю.М. Богданова // Бурение и нефть. – 2009. – № 12. – С. 8-10.
97. Электронный ресурс: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/234620-na-yanao-snizilas-dobycha-gaza-v-2014-g/>, дата обращения: 15.12.2016.
98. Электронный ресурс: Введение в COMSOL Multiphysics https://www.comsol.ru/shared/downloads/IntroductionToCOMSOLMultiphysics_RU52a.pdf, дата обращения 15.10.2019.
99. Akbulut, S. The effects of silica fume in cement grouting / S. Akbulut, A. Saglamer // Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Ground Improvement. – 2003. – Vol. – 7. – Issue 1. – P. 37-44.
100. API Recommended Practice 10B-2/ISO 10426-2, Recommended Practice for Testing Well Cements (second edition). – 2013.
101. Ashok, M. Strength and durability study on cement mortar containing nano materials / M. Ashok, A. Parande, P. Jayabalan // Advances in Nano Research. – 2017. – Vol.5. – No.2. – P. 99-111.
102. Atlasov, R. Development of drilling and casing technologies for permafrost areas / R. Atlasov, M. Nikolaeva, V. Karamzin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (EES). – 2019. – Vol. 272. – No. 3. – P. 1-6.

103. Bergna, H.E. The colloid chemistry of silica / H.E Bergna // American Chemical Society. – 1994. – 718 p.
104. Ceramicrete blends produce strong, low-permeability cements for arctic use / A.S. Wagh, R. Natarajan, R.L. McDaniel et al. // Oil and Gas Journal. – 2005. – Vol. 104. – No. 19. – P. 48-52.
105. Characterization of morphology and texture of several amorphous nano-silica particles used in concrete / G. Quercia, A. Lazaro, J.W. Geus, H. J. H. Brouwers // Cement and Concrete Composites. – 2013. – Vol. 44. – Pages 77-92.
106. Choi, H. Modeling of mechanical properties of concrete mixed with expansive additive / H. Choi, T. Noguchi // International Journal of Concrete Structures and Materials. – 2015. – No. 9. – P.391–399.
107. Dessouki, A. Rock breakage using expansive cement / A. Dessouki, H. Mitri // Engineering. – 2011. – No.3. – P. 168-173.
108. Effect of silica fume in concrete / V. Srivastava, A. Harison, P. K. Mehta et al. // International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. – 2014. – Vol. 3. – Issue 4. – P. 254-259.
109. Effects of time and shear energy on the rheological behaviour of oil well cement slurries / H. Hodne, A. Saasen, A. B. Hagan, S.O. Wicka // Cement and Concrete Research. – 2000. – Vol. – 30. – Issue 11. – P. 1759-1766.
110. Eppelbaum, L. V. Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone / L. V Eppelbaum, I. M. Kutasov // Polar Research. – 2019. – Vol. 38. – No. 2. – P. 1-9.
111. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study / A. Velayati, E. Kazemzadeh, H. Soltanian, B. Tokhmechi // International Journal of Mining & Geo-Engineering. – 2015. – Vol. 49. – No.2. – P. 281-288.
112. Holland, T. Silica Fume User's Manual. Technical Report / T. Holland // Silica Fume Association. – 2005. – 193 p.
113. Hsu, C. T. Thermal dispersion in a porous medium / C. T Hsu, P. Cheng // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 1990. – Vol.33. – No.8. – P.1587–1597.

114. King, D. The effect of silica fume on the properties of concrete as defined in concrete society report 74, cementitious materials / D. King // 37th Conference on Our World in Concrete & Structures. – 2012. – 23 p.
115. Laboratory evaluation of eco-friendly pervious concrete pavement material containing silica fume / L. Hanbing, L. Guobao, W. Longhui et al. // Applied science. – 2019. – Vol.9. – No.73. – P. 1-14.
116. Madania H. The pozzolanic reactivity of monodispersed nanosilica hydrosols and their influence on the hydration characteristics of Portland cement / H. Madania, A. Bagheria, T. Parhizkarb // Cement and Concrete Research. – 2012. – Vol. 42. – Issue 12. – P. 1563-1570.
117. Mann, D.A. The effects of utilizing silica fume in portland cement pervious concrete / D.A Mann // Masters Abstracts International. – 2014. – 98p.
118. Mechanical properties of two-stage concrete modified by silica fume H.S. Abdelgader, R.S. Fediuk, M. Kurpinska et al. // Magazine of Civil Engineering. – 2019. – 89(5). – P.26–38.
119. Pang, X. Nanosilicas as accelerators in oilwell cementing at low temperatures / X. Pang, P. J. Boul, J.W. Cuello // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – Vol. 29. – P. 98-105.
120. Performance characterization and optimization of cement systems for thermally stimulated wells / M.A. Chartier, S. Thompson, M. Bordieanu et al. // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers. – 2015. – P. 1-22.
121. Pozzolanic reactivity of silica fume and ground rice husk ash as reactive silica in a cementitious system: a comparative study / W. Xu, T.Y. Lo, W. Wang et al. // Materials. – 2016. – Vol.9. – No.146. – P.1-14.
122. SCC modification by use of amorphous nano-silica / G. Quercia, P. Spiesz, G. Hüsken, H.J.H. Brouwers // Cement and Concrete Composites. – 2014. – Vol. 45. – P. 69-81.
123. Siddique, R. Silica Fume / R. Siddique, K. M. Iqbal //Supplementary Cementing Materials. Engineering Materials. – 2011. – Vol 37. – P. 67-119.

124. Tang, X. Influence of NaCl on mechanical properties and microstructure of cement stone / X. Tang, H. Jin // *Advanced Materials Research*. – 2013. – Vol. 700. – P. 136–139.

125. The effect of natural SiO₂ nanoparticles on the performance of portland cement based materials / K. Sobolev, I. Flores-Vivian, R.G.K. Pradoto et al. // *Bulletin of Belgorod state technological university named after V. G. Shukhov*. – 2018. – Vol. 3. – No.11. – P. 6-16.

126. Utilization of by-product waste silica in concrete-based materials / V. Sasnauskas, D. Vaičiukynienė-Palubinskaitė, V. Vaitkevičius, A. Kantautas // *Journal of Materials Research*. – 2012. – Vol. 15. – No 4. – P. 561–567.

127. Wong, H. Determining the water-cement ratio, cement content, water content and degree of hydration of hardened cement paste: Method development and validation on paste samples / H. Wong, N. Buenfeld // *Cement and Concrete Research*. – 2009. – Vol. 39. – № 10. – P. 957-965.

128. Working mechanism of nano-SiO₂ sol to alleviate the strength decline of oil well cement under high temperature / C. Wang, X. Chen, W. Zhou et al. // *Natural Gas Industry B*. – Vol. 6. – Issue 5. – 2019. – P. 517-523.

129. Zelenkov, V.N. Hydrothermal nanosilica in the agrotechnology of radish cultivated in the conditions of low positive temperature / V.N. Zelenkov, M.I. Ivanova, V.V. Potapov // *AIP Conference Proceedings*. – 2019. – Vol. 2063. – Issue 1. – P. 1-4.

130. Zimina, D.A. Development of cement composition with enhanced properties with the addition of microsilica / D.A. Zimina, R.Y. Kuznetsov // *Youth Technical Sessions Proceedings VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum (WPF 2019)*, Saint Petersburg. – 2019. – P. 399-404.

131. Zimina, D.A Research of technological properties of cement slurries based on cements with expanding additives, portland and magnesia cement / D.A. Zimina, M.V. Nutskova. // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 666. – No.1. – P. 1-8.

132. Zimina, D.A Solution of problem arising in the process of cementing wells in permafrost by developing a new composition of expanding cement slurry / D.A. Zimina

// Scientific Reports on Resource Issues. – Freiberg, Germany. – 2017. – Vol.1. – P. 115-122.

133. Zimina, D.A. Development of cement stone with enhanced strength properties / D.A. Zimina, M.V. Dvoynikov // Journal of mining and geological sciences. – 2019. – Vol. 62. – №1. – P. 128-132.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения

Национальный Буровой Сервис

НПК СБМ**ООО "НПК "СПЕЦБУРМАТЕРИАЛЫ"**

140180, Российская Федерация, Московская обл. г. Жуковский, ул. Гагарина, 1А

тел.(495) 505 51 74, факс(495) 556 80 49, e mail npk@scsbm.ru

АКТ № 2 от 25.04.2020

о внедрении результатов диссертационного исследования

Зиминой Дарьи Андреевны

представленной на соискание ученой степени кандидата технических науки по научной специальности 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Настоящим актом подтверждается, что на заседании научно-технического совета от 20.04.2020 ООО «НПК «Спецбурматериалы» принято решение об использовании разработанных в диссертационном исследовании «Обоснование и разработка микросиликатных тампонажных систем для крепления скважин в криолитозоне» Зиминой Дарьей Андреевной микросиликатных тампонажных составов и технологии их применения при креплении скважин, находящихся в условиях мерзлых пород.

Генеральный директор



В.И.Ноздря

25.04.2020

М.П.