

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Коптева Анастасия Игоревна



РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО МЕТОДА ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ
ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА-КАМНЯ ПРИ ЗНАКОПЕРЕМЕННОМ
ТЕМПЕРАТУРНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ МЕРЗЛЫХ ПОРОД В СКВАЖИНЕ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

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

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ КРЕПЛЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД	10
1.1 Анализ условий возникновения осложнений при креплении скважин в интервалах развития многолетнемерзлых пород	10
1.2 Анализ технико-технологических средств и методик разобщения обсадных колонн в условиях многолетней мерзлоты	20
1.3 Особенности твердения тампонажных составов в скважинах при низких положительных и отрицательных температурах.....	30
1.4 Выводы по 1 главе	37
ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА-КАМНЯ ПРИ ЗНАКОПЕРЕМЕННОМ ЦИКЛИЧЕСКОМ ТЕМПЕРАТУРНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В СКВАЖИНЕ	39
2.1 Кинетика гидратации тампонажного раствора	39
2.2 Моделирование теплопереноса в интервале залегания многолетнемерзлых пород для прогнозирования времени воздействия знакопеременных циклических температур при ОЗЦ и дальнейшем углублении скважины	41
2.3 Методы исследования цементного раствора	45
2.4 Методы исследования напряженно-деформированного состояния цементного камня.....	46
2.5 Методы определения упруго-прочностных характеристик цементного камня	50
2.6 Методы исследования структуры цементного камня	55
2.7 Методы исследования фильтрационных характеристик цементного камня.....	57
2.8 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований.....	59
2.9 Выводы по главе 2	60
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР НА СТРУКТУРУ ЦЕМЕНТНОГО	

КАМНЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД	62
3.1 Результаты моделирования температурного профиля скважины в интервале развития многолетнемерзлых пород	62
3.2 Тензометрические исследования деформационных напряжений	68
3.3 Физико-механические свойства цементного камня при воздействии циклических знакопеременных температур	83
3.4 Влияние циклических знакопеременных температур на фильтрационные характеристики цементного камня	91
3.5 Выводы по главе 3	93
ГЛАВА 4 КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОЙ СИСТЕМЫ	95
4.1 Вывод по главе 4	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	109
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения результатов диссертационного исследования в предприятие (ООО «Бурсервис»).....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патенты на изобретение	128

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Крепление скважин в районах Крайнего Севера сопровождается рядом осложнений, обусловленных наличием многолетнемерзлых пород (ММП). Одним из осложнений является нарушение герметичности затрубного пространства, приводящее к возникновению межколонных давлений и межпластовых перетоков, что чревато газопроявлениями и выбросами флюида на дневную поверхность.

Важным фактором нарушения герметичности цементного камня в интервале до 500 м являются циклические знакопеременные температуры от 20 до -8°C , возникающие как в процессе ожидания затвердевания цементного раствора (ОЗЦ), так и в период дальнейшего углубления скважины. Например, во время промывки скважины, в процессе бурения после ОЗЦ нижележащих интервалов на ранее зацементированный кондуктор, находящийся в зоне мерзлых пород, действуют положительные температуры. Они вызваны тепловыделением от циркуляции технологических жидкостей и экзотермической реакцией гидратации цементного раствора.

Следует отметить, что в условиях низких и отрицательных температур циклические воздействия усугубляются неполной гидратацией клинкерных материалов. Наличие остаточной жидкости затворения в структуре цементного камня, не вступившей в реакцию из-за замедления процессов гидратации, приводит к ее замерзанию и расширению при отрицательных температурах. Эти повторяющиеся циклы «замораживания–оттаивания» формируют внутривпоровые напряжения, разрушающие микроструктуру цементного камня и нарушающие адгезию на контактах «обсадная колонна – цементный камень – горная порода».

Таким образом, актуальность работы обусловлена необходимостью в разработке комплексного метода исследования в лабораторных условиях физико-механических свойств, в том числе устойчивости структуры цементного камня к циклическим знакопеременным температурам, возникающим на этапах ОЗЦ, и последующих технологических операциях в интервалах залегания ММП.

Степень разработанности темы исследования

Научными исследованиями в области крепления обсадных колонн в криолитозоне и изучением механизмов формирования кристаллической структуры тампонажного камня занимались многие зарубежные и российские ученые.

Существенный вклад в разное время внесли Ф.А. Агзамов, А.И. Булатов, Л.А. Видовский, Р.А. Гасумов, Д.С. Герасимов, А.Т. Горский, Г.С. Грязнов, В.С. Данюшевский, С.И. Конторович, В.Г. Кузнецов, Р.И. Медведский, В.П. Овчинников, Н.И. Николаев, П.В. Овчинников, П.А. Ребиндер, Н.В. Самсоненко, С.В. Стригоцкий, З.З. Шарафутдинов, К.Ф. Шуть, А.М. Яковлев, М.А. Goodman, W.M. Thorvaldson и другие исследователи.

Однако в их научных трудах не затрагивались вопросы комплексного изучения в лабораторных условиях влияния знакопеременных температур на формирование структуры цементного камня, ее целостности в процессе гидратации с учетом моделирования температурного профиля скважины. Наличие современных контрольно-измерительных приборов, средств измерений, в том числе тензоров напряжений позволяет расширить теоретические знания в данной области и внести уточнения в развитие научных основ процессов крепления скважин в условиях ММП.

Объект исследования – цементный раствор-камень в заколонном пространстве скважины в интервале залегания многолетнемерзлых пород.

Предмет исследования – процесс формирования структуры и оценка изменения физико-механических свойств цементного раствора-камня в интервале залегания многолетнемерзлых пород.

Цель работы – повышение качества крепления скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород.

Идея работы заключается в обосновании выбора рецептуры тампонажного состава с использованием комплексного метода оценки и подбора его свойств, основанного на тензометрических и микротомографических исследованиях

цементного камня при воздействии циклических знакопеременных температур в скважине.

Основные задачи исследования:

1. Теоретическое обоснование необходимости и целесообразности разработки новых подходов исследования свойств цементного раствора-камня в условиях циклических знакопеременных температур.
2. Разработка математической модели, позволяющей определить теплообмен в скважине и обратное промерзание цементного камня в результате температурных циклических воздействий в процессе крепления и ОЗЦ.
3. Разработка лабораторной установки и исследование изменений свойств цементного камня, возникающих в результате циклических температурных воздействий при его формировании в интервалах залегания мерзлых пород.
4. Разработка комплексного метода изучения тампонажного раствора и микроструктуры цементного камня в условиях температурных знакопеременных воздействий с оценкой влияния циклов «замораживания-оттаивания».

Научная новизна работы:

1. Теоретически обоснован и экспериментально уточнен принцип формирования закрытой и открытой пористости цементного камня для условий распространения многолетнемерзлых пород в скважине в зависимости от количества непрогидратировавшей внутрипоровой жидкости, основанный на исследовании изменения механических напряжений в образцах при циклических знакопеременных температурах.
2. Установлены математические зависимости, позволяющие определить изменения механических напряжений при формировании образцов цементного камня на основе бездобавочного тампонажного портландцемента и с добавлением полимера в зависимости от количества циклов воздействия отрицательных и положительных температур.

Соответствие паспорту специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пунктам: 7, 8.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. На основе тензометрических и микротомографических исследований обосновано влияние циклических знакопеременных температур при ОЗЦ в скважине на физико-механические свойства цементного камня и формирование его открытой и закрытой пористости, скорость гидратационных процессов и их периодичность в тампонажной системе с различным содержанием компонентов.

2. Разработана климатическая камера для исследования процессов термоотверждения образцов цементного раствора при циклических отрицательных и положительных температурах (патент № 2828105) и устройство для определения собственных внутренних напряжений цементного камня (патент № 2838840).

3. Разработанный комплексный метод исследования свойств цементного раствора-камня при знакопеременном температурном воздействии рекомендован к использованию в компании ООО «БурСервис» в качестве базовой лабораторной методики оценки напряженно-деформированного состояния образцов, сформированных в условиях мерзлых пород (акт о внедрении от 20.01.2025, Приложение А).

4. Предложенные методы и методика исследования свойств цементного раствора-камня в знакопеременном температурном диапазоне используются при проведении лабораторных и практических занятий со студентами нефтегазового факультета Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, а также при выполнении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) для нефтегазовых компаний.

Методология и методы исследования.

Работа выполнялась с использованием стандартных методов исследований, включающих в себя: информационно-аналитические, экспериментальные, методы математической статистики, а также программный комплекс COMSOL

Multiphysic. При проведении исследований применяется комплексный подход к изучению структуры цементного камня с учетом циклических знакопеременных температурных воздействий, включающий исследования фильтрационных свойств, рентгеновский (томографический), ультразвуковой и тензометрический методы. Эксперименты проведены на лабораторной базе Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Разработанный комплексный метод исследования свойств цементного камня, сочетающий моделирование температурных полей в скважине, тензометрический анализ деформаций и микроструктурную диагностику, позволяет прогнозировать его устойчивость к циклическим температурным воздействиям в условиях ММП в диапазоне от -8°C до $+20^{\circ}\text{C}$.

2. Изменение водотвердого отношения и применение полимерной добавки на основе полиакриламида с концентрацией до 0,6% обеспечивают снижение температуры фазового перехода внутриводной жидкости в твердое состояние и компенсируют напряжения при циклических знакопеременных температурах в закрытой пористости структуры цементного камня на основе бездобавочного тампонажного портландцемента ПЦТ-I-50, что позволяет регулировать время ОЗЦ в скважине.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена проведением лабораторных исследований, соответствующих зарубежным и отечественным стандартам в аккредитованной лаборатории на современном и сертифицированном оборудовании; достаточной сходимостью результатов и применением современных методов их обработки и интерпретации. Полученные результаты исследований апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих конференциях: Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2022 г., 2024 г., 2025 г.);

XVI Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле» (г. Москва, 2023 г.); Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения 2024» (г. Самара, 2024 г.).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования цементировании скважин в условиях многолетнемерзлых пород. Разработаны и теоретически обоснованы: математические модели, стенды для изучения деформационных изменений в микроструктуре цементного камня при воздействии циклических знакопеременных температур. Выполнены экспериментальные исследования, обосновывающие формирование структуры цементного камня в интервалах залегания мерзлых пород.

Публикации.

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 8 печатных работах (пункты списка литературы № 29, 41-42, 50, 86-87, 109-110), 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, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента (Приложение Б, пункты списка литературы №73-74).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 135 наименований, и 2 приложений. Диссертация изложена на 129 страницах машинописного текста, содержит 35 рисунков и 14 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ КРЕПЛЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

1.1 Анализ условий возникновения осложнений при креплении скважин в интервалах развития многолетнемерзлых пород

Выделяется ряд перспективных направлений наращивания ресурсной базы углеводородного сырья, среди которых лидирующую позицию занимают проекты изучения нефтегазоносности районов Крайнего Севера и акватории Арктического шельфа, характеризующихся суровыми климатическими условиями, низкими среднегодовыми температурами, обуславливающих возникновение характерных особенностей верхней части геологического разреза территории [76, 86, 119].

Зона вечной мерзлоты – зона промерзших пластов, которая может быть представлена как непрерывная, так и прерывистая часть разреза. Доля льдистой части в зонах вечной мерзлоты может варьироваться от 0,2 до 0,9 д. ед. Интервал многолетнемерзлых пород (ММП) уменьшается в мощности к периферии континента вплоть до его полного отсутствия на шельфе.

Мощность интервала многолетнемерзлых пород в пределах северной части континента варьирует в широком диапазоне и зависит от условий залегания горных пород, слагающих верхние части разреза, близости водоемов и минерализации поверхностных и грунтовых вод. На отдельных площадях толщина ММП достигает 570-900 м. Температура в интервалах развития многолетнемерзлых пород, по различным данным, варьируется в диапазоне $-15^{\circ}\text{C} - 0^{\circ}\text{C}$ [2, 59, 72] (рисунок 1.1).

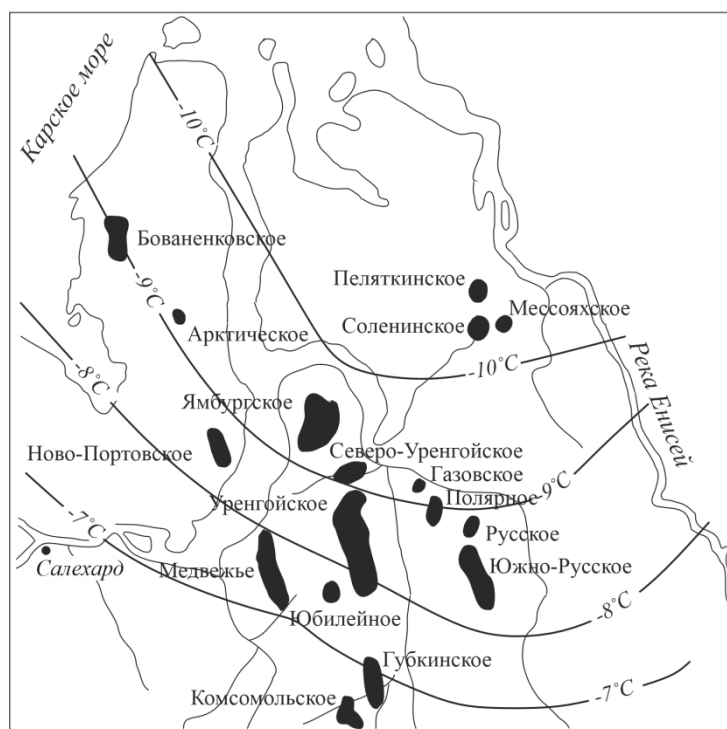


Рисунок 1.1 – Изотермы поверхности районов Крайнего Севера [72]

Проходка и строительство скважины в интервалах ММП осложнены отрицательными температурами верхней части разреза, значительно влияющих на поведение горных пород при их растеплении.

Геологический разрез интервалов залегания ММП глубиной до 500 метров характеризуется сложным чередованием различных типов пород: это могут быть прочные консолидированные глины эпикриогенного происхождения, льдистые пески и рыхлые отложения синкриогенной толщи, пласты чистого льда, газовые гидраты, а также криопеги – рассолы с отрицательной температурой, находящиеся в жидком состоянии из-за высокой минерализации [17]. Эпикриогенные породы – это породы, которые промерзли уже после своего формирования в условиях положительных температур. Их характерной особенностью является уменьшение льдистости с глубиной [66, 67]. Напротив, синкриогенные породы формировались одновременно с промерзанием, для них характерны высокая льдистость, наличие массивных ледяных включений и крайняя нестабильность при тепловом воздействии. Наблюдается уменьшение параметра льдистости горных пород с глубиной их залегания, а также при сезонных перепадах температуры.

Результаты бурения скважинах в интервалах ММП позволили типизировать виды горных пород в зоне отрицательных и низких положительных температур:

- морозные породы, толщина которых сверху ограничивается нижней границей мерзлых выветренных коренных пород, а снизу ограничивается статическим уровнем подмерзлотных вод;
- мерзлые четвертичные породы, которые всегда сцементированы льдом и граничат с мерзлыми породами выветренной части интрузии;
- мерзлые коренные породы, толщина которых сверху ограничивается статическим уровнем подмерзлотных вод, а снизу нижней границей зоны отрицательных температур [57].

В таблице 1.1 представлена типовая характеристика мерзлых пород на примере разреза Бованенковского НГКМ [31].

Таблица 1.1 – Физико-механические свойства интервалов ММП Бованенковского НГКМ [31]

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое литологическое описание	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория пород по промысловой классификации
	От (верх)	До (низ)									
Q	0	30	Пески, супеси	1900	35	15-20	0-2	3-4	6-6/н	7-8	средние (мерзлые)
P _{3 nk}	30	90	Пески	1900	35	10-15	0	3-4	6-6/н	7-8	средние (мерзлые)
P _{3 cg}	90	140	Пески, глины	1900	30-35	15-20	0	3-4	6-6/н	7-8	средние (мерзлые)
P _{2 ll}	140	300	Глины опоко- видные	1800	30-35	95-100	0	2-3	6-6/н	3	мягкие (мерзлые)
P _{1 tbs}	300	600	Пески, глины	2000	32	25-30	0-2	2-3	6-6/н	6	мягкие (мерзлые)

Неоднородность геологического строения верхних интервалов определяет специфику осложнений при строительстве скважин [14, 97]. Как правило, распространенным случаем является возникновение совокупности осложнений (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Возможные осложнения при бурении и креплении интервалов ММП

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
От (верх)	До (низ)		
0	500	Обрушение стенок скважины, деформация устья при таянии мерзлых пород, поглощение раствора, прихваты породоразрушающего инструмента, деформации обсадных колонн, кавернообразование, низкая адгезия цементного камня с колонной и горными породами	Таяние многолетнемерзлых пород, продолжительные технологические остановки при бурении, низкое качество бурового/промывочного раствора, обратное промерзание водной основы буферной жидкости, неполное заполнение тампонажным раствором заколонного пространства до проектной отметки

При бурении с промывкой раствором положительной температуры мерзлые породы подвержены интенсивному кавернообразованию [4, 45]. Отдельную и очень серьезную опасность представляют газогидраты – твердые соединения газа и воды, стабильные при определенных термобарических условиях. Их вскрытие может привести к резкой дестабилизации и интенсивным газопроявлениям [27, 83]. Криопеги, представляющие собой природные рассолы, не замерзающие при отрицательных температурах, являются источником потенциальных водопроявлений при вскрытии, так как давление в них часто бывает аномально высоким [96, 67].

Еще одним осложняющим фактором при креплении скважин в интервалах ММП является недостаточная скорость подъема и, как следствие, недоподъем цементного раствора при его продавливании. В работах исследователей, занимающихся анализом результатов цементирования верхних интервалов скважин в условиях Крайнего Севера, указывается, что причиной недоподъема цементного раствора до уровня устья скважин является его поглощение породами подмерзлотной зоны и, в некоторых случаях, межмерзлотными таликами [22].

Высокая поглощающая способность подмерзлотной зоны обусловлена высоким гидростатическим давлением, вызванным большим удельным весом раствора, что приводит к гидростатическому разрыву пластов, приводящему к критическому, вплоть до полного, поглощению раствора [75]. Одной из причин возникновения гидростатического разрыва пластов является также высокая

водоотдача цементного раствора, приводящая к интенсивному водоотделению против проницаемых интервалов разреза и последующей потере подвижности раствора, и снижению сроков его схватывания [71].

Серьезную техническую проблему, возникающую вследствие некачественного цементирования и воздействия криогенных процессов в мерзлых породах, представляет собой смятие обсадных колонн. Данное явление наиболее характерно для северных месторождений с ММП мощностью до 300-400 метров.

Практика показывает, что смятия чаще всего происходят именно в таких интервалах, причем может быть деформирована не только внешняя, но и более прочная внутренняя колонна [49].

Так, В.Г. Кузнецов отмечает, что на Ямальских месторождениях на 38 месторождениях были обнаружены смятия, из них (таблица 1.3) [48]:

Таблица 1.3 – Типы смятия на ямальских месторождениях

Тип смятия	%
Только эксплуатационная колонна	61.2%
Все обсадные колонны	22.3%
Промежуточные совместно с эксплуатационными	15.6%

В. Г. Кузнецов анализировал качество цементирования скважин при использовании обычного портландцемента: «хорошее» сцепление достигается в 10-16% случаев, при применении ЦНУБ - в 55-60%, при использовании цементно-цеолитового раствора – в 66,7% [48].

Для предотвращения смятия применяются:

1. Повышение качества цементирования с обеспечением полного заполнения затрубного пространства.
2. Использование морозостойких тампонажных материалов с низким водоотделением.
3. Установка компенсаторов давления в интервалах ММП.
4. Применение обсадных труб повышенной прочности (класс ЛБТ) с увеличенной толщиной стенки.
5. Контроль температурного режима при консервации скважин.

Мониторинг осуществляется методами кавернометрии и акустического телевидения для выявления зон неполного цементирования. Для действующих скважин применяется система термостабилизации с циркуляцией теплоносителя в затрубном пространстве [95].

Эффективное решение данной проблемы заключается не в механическом усилении обсадных колонн, которое имеет ограниченную эффективность против значительных криогенных нагрузок, а в строгом соблюдении требований к качеству цементирования, обеспечивающему полное заполнение затрубного пространства без водонасыщенных полостей [48].

Ключевые проблемы возникают при цементировании кондуктора, а также в период гидратации и ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) [42]. На этом этапе формируются дефекты, определяющие дальнейшую эксплуатационную надежность скважины. Низкое качество цементирования проявляется в образовании микротрещин, нарушении целостности цементного кольца и снижении адгезии к породе и трубе. Технологические факторы охватывают также неоптимальные реологические свойства тампонажных растворов, неполное вытеснение бурового раствора из затрубного пространства, несоответствие времени загустевания цемента условиям скважины и дефекты центрации обсадной колонны [109]. Существующие реологические модификаторы, эффективные при положительных температурах, часто теряют свою эффективность в условиях отрицательных температур из-за изменения вязкостных характеристик жидкой фазы и снижения кинетической активности поверхностно-активных веществ [126].

Первопричиной и основным фактором возникновения осложнений в процессе бурения и цементирования скважин является растепление ММП. Растепление интервалов ММП приводит к нарушению околоскважинного пространства и, как следствие, снижает качество сцепления цементного камня с горной породой.

Впоследствии криогенные процессы, при промерзании ранее растепленных пород, создают значительные давления, приводящие к смятию обсадных колонн.

Особую опасность представляет циклический характер замерзания-оттаивания, возникающий при растеплении ММП в процессе бурения и цементирования скважины и последующим обратным промерзанием верхних интервалов пород в моменты остановки буровых работ. Возникновение циклических знакопеременных температур приводит к изменению структуры порового пространства цементного камня, обуславливая тем самым постепенное «накоплению усталостных повреждений» и развитию трещин по уже ослабленным границам раздела [41, 50]. На рисунке 1.2 представлена схема скважины в интервале кондуктора; выделена зона воздействия циклических знакопеременных температур на цементное кольцо между колонной и мерзлой породой.

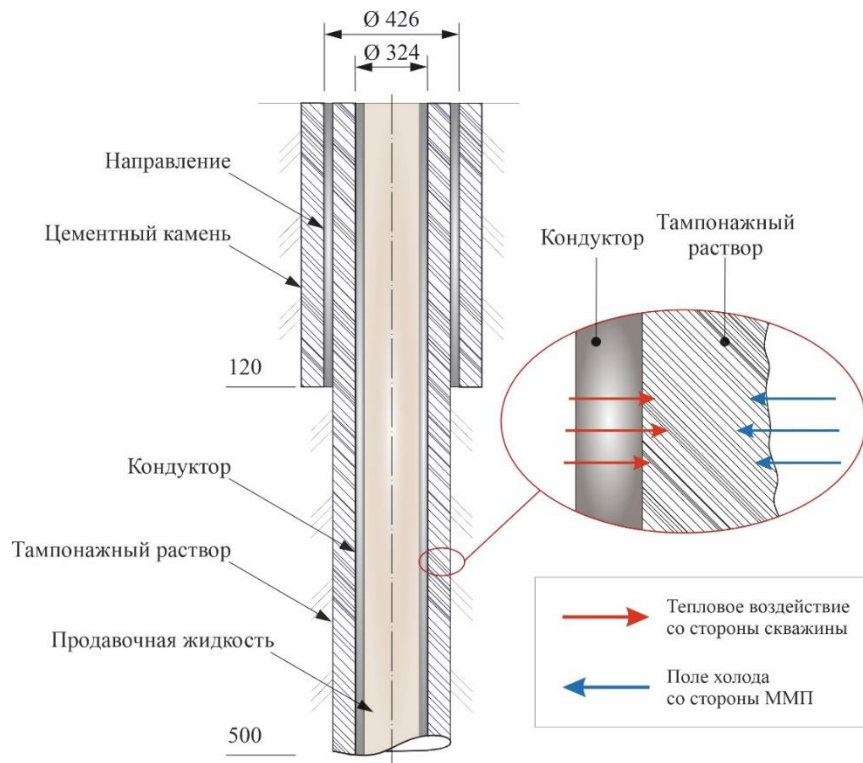


Рисунок 1.2 – Схема теплового взаимодействия при твердении тампонажной системы (кондуктор) в зоне ММП: встречные потоки тепла от скважины (красные стрелки) и «поля холода» от мерзлых пород (синие стрелки) через колонну и цементное кольцо

Механизм образования трещин включает несколько этапов:

1. При бурении и цементировании происходит растепление мерзлого массива с формированием таликовой зоны вокруг ствола.

2. При остановках буровых работ или консервации скважины начинается обратное промерзание ранее растепленных пород.

3. Замерзание пластовых флюидов и технологической воды в незацементированных полостях (кавернах) создает криогенное давление.

4. Ледяные линзы, формирующиеся в зонах неполного заполнения тампонажным материалом, создают асимметричные радиальные нагрузки на обсадную колонну.

Особую опасность представляет замерзание воды в микротрещинах цементного камня, где фазовый переход воды в лед приводит к расклинивающему эффекту.

При фазовом переходе воды в лед наблюдается увеличение объема на 9%, что при возникновении данного процесса в ограниченном пространстве приводит к созданию значительного криогенного давления. Данное явление представляет собой прямое следствие некачественного цементирования, когда в затрубном пространстве остаются водонасыщенные полости.

При этом кристаллизация воды в микропорах и трещинах сопровождается не только объемным расширением, но и возникновением значительных криогидростатических давлений, достигающих десятков МПа, что превышает прочность на растяжение большинства цементных систем.

Еще одной проблемой цементирования, требующей детального рассмотрения, является объемная усадка тампонажных материалов, достигающая 0,3-0,5% при гидратации. Технологические последствия усадочных процессов проявляются в образовании кольцевых зазоров на границах раздела «цементный камень – обсадная труба» и «цементный камень – горная порода». Наиболее ослабленной является зона контакта с эксплуатационной колонной, где дефекты шириной 50-100 мкм создают каналы для миграции пластовых флюидов, газопроявлений и коррозии. Процессы раскрытия микротрещин носят прогрессирующий характер, снижая не только герметичность, но и несущую способность крепи [49, 77].

Вышеперечисленные факторы приводят к последующему разрушению обсадных колонн и крепи скважины, негерметичности межколонного и заколонного пространств [55, 70,84].

В совокупности эти факторы создают непрочную, несплошную и негерметичную цементную оболочку. Именно это низкое качество изоляции заколонного пространства является первопричиной возникновения наиболее опасных осложнений: межколонных давлений (МКД) и межпластовых перетоков. МКД – это избыточное давление, регистрируемое на устье скважины в пространстве между обсадными колоннами. Его причина – прорыв пластовых флюидов (газа, воды) из-за негерметичности цементного кольца или резьбовых соединений колонн [77]. МКД представляют собой индикатор нарушения целостности изоляционных барьеров скважины, возникающего вследствие несовершенства цементирования и изменения геомеханического состояния пород. Данное явление свидетельствует о формировании проводящих каналов в затрубном пространстве, обусловленном релаксацией напряжений в породном массиве и миграцией пластовых флюидов через дефекты цементного камня. Мониторинг МКД позволяет идентифицировать зоны негерметичности и оценить эффективность изоляции пластов, что является критически важным для обеспечения долгосрочной эксплуатационной безопасности скважины.

Межколонное давление и межколонные перетоки приносят экономические убытки и замедляют организацию правильной работы на месторождении. Ликвидировать такие перетоки чрезвычайно сложно, а ремонтно-изоляционные работы часто малоэффективны и экономически невыгодны, что обусловлено направленностью мероприятий на устранение последствий, а не на причину явления - наличие множественных проводящих каналов. Постоянное наличие МКД – это прямая угроза безопасности: оно может привести к разгерметизации устьевого оборудования, коррозии обсадных колонн, грифонообразованию и, в худшем случае, к неуправляемому фонтану. Кроме того, мигрирующий газ может скапливаться в техногенных ловушках, создавая дополнительные риски, вызывая

тем самым нарушение техники безопасности и приводя к вероятной аварийности [26].

Э.Г. Халитова рассмотрела источники и причины МКД на Бованенковском месторождении (таблица 1.4) [92].

Таблица 1.4 – Причины возникновения МКД на Бованенковском НГКМ [92]

Источник МКД	Причина МКД	Вид флюида из МКП	Соотношение $P_{затр}/P_{МК}$	Время срабатывания	Темп восстановления $P_{МК}$ до исходного значения
Эксплуатационная скважина. Продуктивный пласт	Негерметичность цементного кольца	Газ, промывочная жидкость при недопродавлении. р-ра	$P_{затр} \geq P_{МК}$	1–20 мин	Медленно, несколько суток, недель
Колонная головка	Негерметичность пакера КГ	Газ	$P_{затр} \approx P_{МК}$	5–10 мин	Быстро, несколько часов
Продуктивный горизонт	Негерметичность обсадной колонны	Газ, р-р	$P_{затр} \geq P_{МК}$	1–10 мин	Медленно, до нескольких суток, нередко не достигает исходного уровня
Буровой раствор в МКП	Температурные колебания	Р-р	$P_{затр} \neq P_{МК}$ (меняется со стендом/режимом)	1–10 мин, снижается при остановке скважины	Возрастает при пуске скважины

Анализ условий возникновения осложнений позволяет сделать вывод, что они носят комплексный, взаимосвязанный характер и являются системным последствием влияния геологической среды на техногенное воздействие. Низкое качество крепления – это следствие недостаточного учета специфики физико-химических процессов, протекающих в тампонажном растворе при отрицательных температурах, и кинетики теплового взаимодействия «скважина – мерзлый массив». Мировой и отечественный опыт однозначно указывает на необходимость разработки и применения специализированных тампонажных материалов, обладающих принципиально иными свойствами: быстрым твердением при низких температурах, отсутствием седиментации и

водоотделения, минимальной усадкой или даже контролируемым расширением, низкой теплопроводностью для минимизации теплового воздействия на мерзлоту, а также высокой ранней прочностью.

Таким образом, строительство скважин в условиях распространения многолетнемерзлых пород (ММП) представляет собой одну из наиболее сложных инженерно-геологических задач, с которой сталкивается нефтегазовая отрасль. Решение проблемы крепления скважин в интервалах залегания ММП требует применения как стандартных технологий, так и фундаментального переосмысления физико-химических процессов, протекающих в условиях отрицательных температур и изменяющегося во времени температурного профиля скважин [30].

Низкое качество цементирования является следствием комплексного нарушения технологических режимов. Эффективное решение проблемы требует не модернизации отдельных операций, а пересмотра всей технологии крепления скважин в условиях многолетней мерзлоты.

1.2 Анализ технико-технологических средств и методик разобщения обсадных колонн в условиях многолетней мерзлоты

Крепление скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород представляет собой одну из наиболее сложных и ответственных задач в нефтегазовом строительстве, требующую глубокого научного обоснования и применения специализированных технико-технологических решений.

Анализ существующих технико-технологических средств для крепления обсадных колонн в интервалах ММП выявляет их недостаточную эффективность, что подтверждается высоким процентом негерметичных скважин на месторождениях Крайнего Севера. Стандартные тампонажные растворы на основе портландцемента, даже с модифицирующими добавками, не способны минимизировать последствия деструктивных процессов, инициируемых низкими температурами, знакопеременным тепловым воздействием и спецификой геокриологических условий [70].

Низкое сцепление (адгезия) тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой является системным недочетом. В условиях ММП этот недостаток усугубляется из-за разницы коэффициентов температурного расширения стали, цементного камня и мерзлой породы. При циклическом замерзании-оттаивании в зоне контакта возникают значительные касательные напряжения, приводящие к отслоению цементного кольца и потере герметичности. Существующие методы оценки сцепления в лабораторных условиях, как правило, проводятся на образцах малого размера при стабильных температурах и не учитывают циклический знакопеременный температурный характер воздействия, что приводит к значительному завышению расчетных прочностных характеристик [50].

Критичным становится влияние реологических и адгезионных свойств бурового раствора, остающегося на поверхности обсадной колонны и стенках скважины, который создает слабую прослойку, препятствующую формированию полноценного контакта цементного камня с материалами. При отрицательных температурах эта проблема усугубляется изменением физико-химических свойств буровых растворов и их способности к адсорбции на границах раздела фаз. Кроме того, в условиях многолетней мерзлоты происходит активное проникновение пластовых флюидов вдоль образующихся микрозазоров, что приводит к химической коррозии контактных зон и дальнейшему снижению адгезионной прочности [58].

Существующие методы повышения адгезии, такие как использование расширяющихся цементов или адгезионных добавок, часто оказываются недостаточно эффективными в условиях длительного криогенного воздействия, поскольку не учитывают комплексный характер деградации контактных зон под действием термомеханических и химических процессов [62].

Особую сложность представляет управление кинетикой тепловыделения в процессе гидратации тампонажной системы, поскольку даже при использовании низкотемпературных цементов экзотермический пик в начальный период гидратации может вызывать значительное локальное растепление пород [53].

Современные подходы к решению этой проблемы включают разработку композитных тампонажных материалов с фазопереходными добавками, способными поглощать избыточное тепло гидратации, а также использование специальных охлаждающих промывочных жидкостей и термоизолирующих обсадных колонн для минимизации теплопереноса в массив [39]. Однако эти решения остаются дорогостоящими и сложными в практической реализации, особенно в условиях крупномасштабного бурения.

Обратное промерзание пород после окончания цементировочных работ представляет собой отдельный комплекс проблем. Особую опасность представляет пространственная неоднородность процесса промерзания, обусловленная литологической изменчивостью мерзлых пород и наличием реликтовых льдов, что приводит к неравномерному распределению нагрузок на обсадную колонну и возникновению изгибающих моментов. При этом традиционные методы моделирования, основанные на предположении о равномерном радиальном давлении, оказываются неадекватными для оценки реальной прочности конструкции. Дополнительным фактором риска является изменение реологических свойств тампонажных материалов при отрицательных температурах: усадка цементного камня и образование микродефектов создают каналы для миграции пластовых флюидов, которые при последующем замерзании многократно усиливают давление на обсадную колонну.

Современные подходы к решению этой проблемы включают использование компенсационных материалов с отрицательной усадкой при замерзании, применение термостабилизирующих покрытий и разработку усовершенствованных геомеханических моделей, учитывающих ползучесть мерзлых пород и реологию льда при длительном нагружении [105]. Анализ решений по минимизации этих проблем показывает, что традиционный путь модификации портландцементных систем добавками-ускорителями является не всегда действенным. Так, хлорид кальция, используемый в качестве ускорителя, резко ускоряет гидратацию и набор прочности на ранних стадиях, но он также значительно увеличивает экзотермический эффект, способствует коррозии

обсадной колонны и не предотвращает усадку и седиментацию. Более перспективным направлением представляется разработка принципиально иных типов вяжущих, например, на основе магнезиальных или глиноземистых цементов. Магнезиальные вяжущие, в частности, демонстрируют уникальную способность твердеть с небольшим объемным расширением, что компенсирует усадочные деформации и обеспечивает плотный контакт с обсадной колонной и породой. Лабораторные исследования показывают, что такие растворы обладают повышенной адгезией к металлу и льду, а формируемый камень имеет низкую теплопроводность, что минимизирует тепловое воздействие на ММП [56].

Перспективным является применение композиционных систем на основе оксидно-магнезиальных вяжущих с контролируемой кинетикой структурообразования, позволяющих управлять тепловыделением в процессе гидратации и обеспечивающих стабильность реологических свойств при отрицательных температурах [35]. Однако их широкое внедрение сдерживается необходимостью разработки специализированного оборудования для приготовления и подачи таких растворов, а также отсутствием долгосрочных исследований их поведения в условиях циклического замораживания-оттаивания. Дополнительным направлением является создание гибридных тампонажных материалов с включением микроскопических терморегулирующих капсул, которые поглощают избыточное тепло гидратации и высвобождают его в процессе последующего охлаждения, минимизируя тепловое воздействие на мерзлые породы. Важнейшим аспектом остается обеспечение стабильности таких систем в условиях высоких пластовых давлений и химической агрессии пластовых флюидов, что требует комплексного подхода к проектированию рецептур [106, 122].

Другим решением является использование облегченных тампонажных материалов с пониженной плотностью и теплопроводностью. Введение микросфер, аэрация раствора, применение вспененных материалов позволяют создать цементный камень, который действует как термоизолятор, защищающий мерзлые породы от растепления. Однако здесь возникает другая проблема: такие

материалы часто имеют пониженную прочность на сжатие и изгиб, что требует тщательного оптимизирования рецептуры для каждого конкретного интервала [115, 122].

Критически важным становится достижение оптимального баланса между теплоизоляционными свойствами и механической прочностью, поскольку избыточное содержание микрополостей может привести к недопустимой деформации цементного кольца под действием горного давления. Современные исследования направлены на создание многофункциональных легких заполнителей с иерархической структурой пор, где макропоры обеспечивают теплоизоляцию, а микропоры – сохранение прочностных характеристик. Особое внимание уделяется разработке композитов с направленной анизотропией свойств, которые демонстрируют высокое сопротивление сжатию в радиальном направлении при сохранении низкой теплопроводности в тангенциальном. Дополнительную сложность представляет обеспечение стабильности вспененных систем при низких температурах, где изменение вязкости жидкой фазы может приводить к коалесценции пузырьков и разрушению ячеистой структуры. Перспективным направлением является использование полых стеклянных микросфер с заданной прочностью оболочки, которые способны выдерживать высокие гидростатические давления без разрушения, а также внедрение наноразмерных модификаторов, повышающих прочность межпоровых перегородок без значительного увеличения теплопроводности [37, 132].

Перспективным направлением также является разработка интегрированных систем мониторинга, сочетающих распределенные акустические и температурные датчики (DAS/DTS) со стандартными методами контроля, что позволяет в реальном времени отслеживать процесс подъема тампонажного раствора и выявлять зоны неоднородности. Однако для условий ММП необходима дальнейшая адаптация этих технологий с учетом повышенной акустической поглощающей способности мерзлых пород и необходимости дифференциации сигналов от границ «цемента-порода» и «цемент-лед». Особое внимание уделяется созданию «интеллектуальных» тампонажных материалов с маркерами-

индикаторами, позволяющими отслеживать целостность цементного кольца стандартными методами каротажа [117].

Главный недостаток существующих подходов к решению проблемы обратного промерзания – это глубокий разрыв между лабораторными исследованиями и реальными условиями. Лабораторные испытания, как правило, проводятся в изотермических условиях на небольших образцах, отверждаемых в воде или в воздухе. В то время как в реальной скважине цементный камень формируется в условиях значительного перепада температур (тепло от раствора и экзотермии гидратации рассеивается в холодный массив породы), всестороннего обжата, фильтрации пластовых флюидов и динамического изменения напряжения обсадной колонны. Стандартные методики оценки морозостойкости, например, путем циклического замораживания-оттаивания образцов в воздушной среде, не моделируют процессы тепломассопереноса, которые являются ключевыми в деструкции бетона в конструкции. Влагонасыщение образцов перед замораживанием путем капиллярного подсоса также не эквивалентно реальному процессу миграции влаги в градиентном температурном поле. Анализ существующих методов исследования тампонажного раствора-камня для условий ММП указывает на необходимость разработки новых, более адекватных методик, которые бы воспроизводили:

- знакопеременный температурный режим, характерный для условий формирования цементного камня скважины в интервалах ММП;
- градиентное температурное поле в сечении цементного кольца;
- эффект всестороннего обжата, испытываемого раствором в затрубном пространстве;
- кинетику тепловыделения при гидратации и ее влияние на температуру в зоне контакта с породой.

Для достоверного моделирования этих условий необходимы специализированные стенды, способные создавать контролируемые градиенты температуры приближенные к реальным условиям в скважине. Современные численные методы, включая молекулярно-динамическое моделирование

поведения воды в порах при отрицательных температурах, должны быть интегрированы с экспериментальными исследованиями для создания комплексных моделей деградации тампонажных материалов в условиях ММП [128, 133].

Анализ технико-технологических средств и методик, применяемых для предотвращения возникновения МКД в условиях многолетней мерзлоты, демонстрирует комплексный подход, основанный на изучении геологических особенностей месторождений и экспериментальной оценке материалов.

Как отмечает В.В. Журавлев, в Тюменской области эксплуатируется более 3800 скважин, из которых 2,4% требуют капитального ремонта из-за негерметичности эксплуатационной колонны. Особенностью мерзлых пород является их повышенная хрупкость и склонность к деформациям при тепловом воздействии, что усугубляет риски нарушения целостности цементного камня и резьбовых соединений [32].

Журавлев В.В. и Щербич Н.Е. отмечают, что применение специализированного тампонажного цемента CemFrost показало снижение коэффициентов сцепления с колонной и породой по сравнению с проектными материалами. Это свидетельствует о недостаточной адаптации существующих составов к криолитозонным условиям. Экспериментальные работы данных исследователей подтвердили, что использование тампонажной смеси ГранЦЕМ-7, затворённой на растворе хлорида кальция, позволяет достичь более высоких показателей сцепления с обсадной колонной. Однако даже этот состав не обеспечивает достаточной адгезии к мерзлым породам, что указывает на необходимость дальнейшей модификации рецептур. Это подчеркивает комплексный характер проблемы, требующей не только совершенствования тампонажных материалов, но и оптимизации технологических режимов цементирования [33].

В условиях ММП отмечается также необходимость использования промывочных жидкостей, охлажденных до температур плавления льда,

использования термоизолирующего оборудования, а также замораживание приустьевой площадки [91, 120].

Термоизолирующее оборудование можно разделить на 2 типа конструкций: механические и химические. Основной задачей при применении термоизолирующего оборудования является сокращение затрат на строительство нулевого цикла, проведение капитального ремонта, а также обеспечение надежности и безопасности строительных площадок.

К одному из наиболее распространенных вариантов использования термоизолирующего оборудования механического воздействия является применение термокейсов, что позволяет значительно снизить площадное распространение талой зоны.

Другим способом борьбы с растеплением ММП является замораживание приустьевой зоны, осуществляемое при помощи сезонно действующих охлаждающих устройств (СОУ) – термостабилизаторов [64, 123].

Немаловажным является также соблюдение техники и технологии строительства и крепления скважин в условиях ММП. Вопросы совершенствования конструкций добывающих скважин в районах Крайнего Севера обсуждалась Г.С. Лутошкиным и Б.В. Дегтяревым [54]. В работе исследователей указывается необходимость правильного расчета глубины спуска обсадных элементов скважины с целью избежания возникновения гидроразрыва пластов. Авторами предлагается глубина спуска кондуктора на 100-1050 метров ниже уровня ММП и цементирование его до устья с применением тампонажных растворов на солевой основе.

Авторами В.В. Баулиным, В.И. Беловым, Н.И. Титковым и другими проведен подробный анализ конструкций 232 скважин, пробуренных трестом Ямалнефтегазразведка на Заполярном газовом, Тазовском нефтегазовом, Уренгойском газоконденсатном месторождениях и других [5]. «Установлены следующие нарушения технологии цементирования скважин:

1. На Заполярном газовом месторождении интервал ММП толщиной до 460 метров не перекрыт кондуктором в 20 из 24 скважинах. В 11 скважинах тампонажный раствор не поднят до уровня устья.

2. В 14 из 30 скважинах на Тазовском нефтегазовом месторождении интервал ММП толщиной до 410 метров не перекрыт кондукторами. В 5 скважинах тампонажный раствор не поднят до уровня устья.

3. В 29 из 31 скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении интервал ММП толщиной 380-430 метров полностью не перекрыт кондукторами. В 3 скважинах тампонажный раствор не поднят до уровня устья» [22, 23].

Перечисленные нарушения приводят к возникновению осложнения и аварий при выполнении буровых работ и свидетельствуют об отсутствии должного контроля над глубиной спуска обсадных элементов конструкции скважины. Наиболее распространенными последствиями недостаточной глубины спуска кондуктора является гидроразрыв пластов, приводящий к проявлениям, открытому фонтанированию, возникновению грифонов и другим пожароопасным условиям.

Растепление интервалов ММП и возникновение каверн являются одним из контролирующих процессов возникновения осложнений и аварийных случаев. А.И. Гриценко с соавторами в своей работе [22, 23] «предлагает следующие технологические мероприятия при строительстве скважин в условиях Крайнего Севера:

1. Проходка неустойчивых интервалов ММП за минимальное время (это обеспечивается сокращением простоев по организационно-техническим причинам и использованием в качестве промывочной жидкости высококачественного глинистого раствора с минимально-возможной положительной температурой).

2. Перекрытие пройденного интервала удлиненным направлением, при этом целесообразно оснащать его устройством для поглощения части жидкости из каверн при обратном промерзании пород, а для ряда скважин месторождения –

датчиками температуры и давления с целью контроля состояния заколонного пространства.

3. Цементирование всех колонн с гарантированным замещением в интервале ММП замерзающих промывочных жидкостей тампонирующими смесями.

4. Применение в интервале ММП тампонирующих смесей, способных схватываться и твердеть при естественной температуре мерзлоты, например белитоалюминатный цемент, испытанный на Южно-Соленинском месторождении.

5. Проведение «управляемого промораживания» пород с целью предотвращения смятия колонн в длительно простаивающих после окончания бурения скважинах.

Однако применение данных мероприятий не является универсальным методом борьбы с осложнениями при строительстве скважин в криолитозоне и требует комплексного подхода к строительству скважин от этапа проектирования ее конструкции до цементирования и ввода в эксплуатацию» [22, 23].

В исследовании [22, 23] подчеркивается необходимость внедрения в промышленную практику «следующие научно-технические мероприятия:

1. Применение термических или механических методов защиты скважин;

2. Создание станций геокриологического контроля на месторождениях Крайнего Севера;

3. Бурение в интервале неустойчивых ММП с применением охлажденной инвертной эмульсии.

4. Детальная проработка и опробование методов опережающего бурения под кондуктор;

5. Цементирование специальными тампонажными материалами, способными схватываться и набирать прочность при отрицательных температурах» [22, 23].

Современные методы, направленные на улучшение качества крепления скважин в условиях ММП, не устраняют проблем между физико-химическими аспектами процесса гидратации и термомеханическими условиями мерзлой зоны, подчеркивая тем самым важность комплексного изучения влияния знакопеременных температур на формирование структуры цементного камня и ее целостности в процессе гидратации.

1.3 Особенности твердения тампонажных составов в скважинах при низких положительных и отрицательных температурах

В рамках исследования технологических аспектов строительства скважин в условиях ММП представляется крайне важным детальное рассмотрение особенностей твердения тампонажных составов при низких положительных и отрицательных температурах. Данная проблема является комплексной и междисциплинарной, затрагивающей вопросы физико-химических и физико-механических свойств цементных систем, механики разрушения, теплофизики и материаловедения.

Процесс гидратации портландцемента, являющегося основой большинства тампонажных материалов, представляет собой экзотермическую реакцию взаимодействия клинкерных минералов (C_3S , C_2S , C_3A , C_4AF) с жидкостью затворения. В нормальных условиях этот процесс протекает с предсказуемой кинетикой, формируя прочную кристаллизационно-коагуляционную структуру цементного камня с определенным соотношением открытой и закрытой пористости. Однако в интервалах ММП, где температуры могут колебаться от низких положительных значений до $-5^{\circ}C$ и ниже, происходит изменение классической кинетики гидратации [88, 122]. Установлено, что в отрицательных температурах через 1-3 часа вся экзотермическая теплота рассеивается вне зависимости от типа цемента, и теплоотдача прекращается.

Результаты исследований [89], в которых рассмотрены данные рентгеновской дифракции, по которым установлено, что 70% портландцемента, а именно его основного компонента C_3SiO_5 вступает в реакцию гидратации за 28

часов, 90% материала продолжают реагировать в течении года. В связи с эти, вода в тампонажной растворе представлена:

- связанной гидратированной водой в начальном цементном клинкере;
- межслоевой водой в растворе;
- поровой и капиллярной водой.

При понижении температуры ниже +10 °С скорость гидратации клинкерных фаз резко снижается из-за уменьшения коэффициента диффузии воды и ионов в поровом растворе, а также снижения химической активности реагентов. Это приводит к резкому увеличению времени схватывания и набору прочности [102, 131].

Если температура опускается ниже 0 °С, возникают принципиально иные, криогенные процессы. Свободная вода в тампонажном растворе, не успевшая вступить в реакцию гидратации, начинает замерзать [102, 131].

Образование льда в пористой структуре формирующегося камня имеет разрушительные последствия. Во-первых, фазовый переход воды в лед сопровождается увеличением объема примерно на 9 %, что создает значительное внутреннее давление, разрушающее коагуляционные и кристаллизационные связи между частицами цемента [11].

Во-вторых, миграция незамерзшей воды к фронту кристаллизации льда (явление криогенной сорбции) приводит к сегрегации твердой фазы, нарушению однородности структуры и образованию макродефектов в виде ледяных линз и прослоек шириной до 1 мм и длиной до 40 мм [11].

Лабораторные исследования показывают, что прочность на изгиб цементного камня, замороженного до начала схватывания, может снижаться до 10-15% от нормируемых значений [39]. Момент начала внешнего воздействия критически важен для конечного результата. Замораживание в момент формирования структуры цементного камня оказывает большое влияние на его физико-химические свойства [12].

Исследования в области строительных материалов (бетонов) для условий Крайнего Севера показывают, что после 15 циклов замораживания-оттаивания в

диапазоне от $+20^{\circ}\text{C}$ до -5°C прочность на сжатие может снижаться на 15–20 %, а модуль упругости – на 25–30%. При этом происходит перераспределение пористости: общая пористость может увеличиваться, а доля наиболее опасных открытых, сквозных пор возрастает, что значительно снижает изоляционные свойства камня [82].

В нефтегазовой отрасли для оценки этого явления применяются методы акустического и ультразвукового каротажа, позволяющие фиксировать образование микроканалов и зон разуплотнения.

Для противодействия этим негативным факторам был разработан комплекс специальных материалов и реагентов. Основным материалом для цементирования в ММП является тампонажный портландцемент ПЦТ-I-50, характеризующийся повышенной удельной поверхностью помола (до $350\text{--}400\text{ м}^2/\text{кг}$ против $250\text{--}300\text{ м}^2/\text{кг}$ у обычных цементов), что ускоряет гидратацию и набор прочности в начальный период [65]. Однако применение тампонажных смесей тонкого помола не разрешает проблему. Количественные изменения далеко не всегда приводят к качественным преобразованиям, что обуславливает необходимость разработки специальных тампонажных растворов, отвечающих требованиям качественного крепления скважин в условиях ММП:

1. Максимальный период прокачиваемости при предельно сокращенных сроках схватывания и набора прочности в условиях отрицательных температур заколонного пространства.
2. Минимальная водоотдача и околонулевые значения свободной воды.
3. Минимальное тепловыделение и теплопередача при твердении во избежание растепления мерзлых пород и возникновения деформаций растяжения-сжатия, приводящих к некачественному контакту цементного камня с горной породой.
4. Качественная зона контакта с обсадной колонной и породой, отсутствие усадки.
5. Морозостойкость и водостойкость цементного камня.

6. Создание оптимальных условий для формирования цементного камня и набора его прочности.

Эти требования обусловлены также необходимостью сохранения прочности при периодическом возникновении знакопеременных температур в процессе повторяющихся циклов замерзания-оттаивания в процессе сооружения, консервации и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Тампонажные растворы, используемые при креплении скважин в интервалах ММП – это специальный портландцемент с добавлением дополнительных компонентов для повышения его качества и соответствия агрессивной окружающей среде в условиях Крайнего Севера [25, 26, 72].

Исследования по подбору компонентов тампонажных смесей, а также разработка технологии цементирования скважин в криолитозоне проводились еще в середине XX века в Московском нефтяном институте А.Я. Липовецким. Разработанный им состав не замерзал при температуре до -10°C , сохранял подвижность и хорошо прокачивался, хорошо схватывался, а сформированный цементный камень обладал высокой прочностью. А.Я. Липовецким совместно с В.Н. Юнгом разработаны теоретические основы процесса схватывания портландцемента при отрицательных температурах [51].

Цемент тампонажный для низкотемпературных скважин типа ЦТН (ТУ113-08-565-85) предназначен для крепления нефтяных и газовых скважин в многолетнемерзлых породах и зонах, прилегающих к ним, при температурах от $+30$ до -2°C .

Тампонажный цемент типа ЦТН представляет собой гидравлическое вяжущее вещество, полученное тщательным смешением α -полугидрата сульфата кальция (70-80%), портландцемента (20-30%) и регулятора твердения (0,2-0,5%). Рекомендуемое водотвердое отношение 0,42-0,50. Выход раствора из 1 т цемента в зависимости от $V/T = 0,75 - 0,77 \text{ м}^3$.

Широкое применение находят гипсоглиноземистые цементы (ГГЦ), или гипсоцементы, представляющие собой смесь глиноземистого цемента и гипса. Их ключевое преимущество – высокий тепловой эффект гидратации и быстрое

твердение при пониженных температурах, что связано с интенсивным образованием этtringита и ускоренной кинетикой ранней гидратации. Согласно нормативным требованиям (ГОСТ 11052-74) к гипсоглиноземистым цементам, начало схватывания допускается не ранее 10 мин, а конец – не позднее 4 ч от момента затворения; при отрицательных температурах специализированные составы на основе глиноземистых систем демонстрируют сохранение способности к быстрому схватыванию и развитию ранней прочности [65].

Однако гипсоцементы имеют серьезные недостатки: высокую стоимость, обусловленную дороговизной глиноземистого клинкера, и склонность к значительным усадочным деформациям на поздних стадиях твердения, что может приводить к образованию микротрещин и нарушению контакта с обсадной колонной и породой. Быстрое твердение и термовыделение оборачиваются усадочными деформациями [35].

Мировой и отечественный опыт показывает, что наиболее эффективным путем является использование комплексных добавок к традиционным тампонажным цементам. Эти добавки можно условно разделить на несколько классов. Первый класс – ускорители твердения, такие как хлорид кальция (CaCl_2), нитрат кальция ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$), карбонат натрия (Na_2CO_3). Они интенсифицируют гидратацию C_3S и C_3A , способствуя более быстрому структурообразованию и выделению тепла. Однако их применение, особенно хлоридных, ограничено из-за высокого риска коррозии обсадной колонны [1, 26, 60]. Второй класс – противоморозные добавки-электролиты (нитрит-нитрат кальция, мочевины, поташ), которые понижают точку замерзания жидкой фазы тампонажного раствора, предотвращая образование льда. Третий класс – реагенты, регулирующие реологические и седиментационные свойства [47]. Сюда относятся стабилизаторы, такие как метилгидроксиэтилцеллюлоза (МГЭЦ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), которые повышают вязкость дисперсионной среды и препятствуют расслоению раствора. Четвертый класс – газообразующие добавки (алюминиевый порошок, пероксид водорода), которые создают в процессе твердения замкнутые поры, компенсируя усадочные деформации и

повышая коэффициент термического сопротивления цементного камня, что критически важно для минимизации теплового воздействия на мерзлые породы. Пятый класс – уплотняющие и гидрофобизирующие добавки (микрокремнезем, латексы, соли жирных кислот), которые уменьшают водопотребность раствора, снижают проницаемость и водоотдачу сформировавшегося камня [69, 89, 122].

Из органических ускорителей наиболее широко используются формиат натрия и формиат кальция: карбоксильная группа ($-\text{COO}^-$) гидрофильно встраивается в «структурированную» воду, что ускоряет гидратную полимеризацию. Сравнивая с CaCl_2 , по данным калориметрии, можно сделать следующий вывод: при равном объеме прогидратированного материала 1% $\text{CaCl}_2 \approx 2\%$ формиата кальция; при этом прочность при рекомендованных дозировках формата кальция обычно ниже, чем у системы с 1,5% CaCl_2 . Помимо этого, ацетат натрия действует как ускоритель гидратации силикатов кальция, но слабее CaCl_2 .

Что касается механизма ускорителей в целом («соле-электролиты» и соединения, усиливающие донорно-акцепторные свойства воды): соли-электролиты повышают диэлектрическую проницаемость воды и ускоряют гидролиз/полимеризацию гидратов; другая группа ускорителей образует дополнительные «гидратные полимеры» в объеме цементного теста-камня.

Отечественный опыт, накопленный при освоении месторождений Западной Сибири (Бованенковское, Уренгойское, Ямбургское), а также канадский и американский опыт (Аляска, Северный склон) демонстрирует тенденцию к использованию безусадочных или расширяющихся композиций на основе ПЦТ с комплексом добавок: ускоритель + стабилизатор + микрокремнезем. Например, состав на основе ПЦТ-I-50 с добавкой 2–3% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ (ускоритель и противоморозная добавка), 0,1–0,2% МГЭЦ (стабилизатор), 0,01–0,02% алюминиевой пудры (газообразователь) и 5–10% микрокремнезема позволяет обеспечить начало схватывания при -5°C через 3–4 часа, прочность на сжатие через 48 часов до 5 МПа, нулевое водоотделение и контрольную величину усадки/расширения в пределах $\pm 0,1\%$. Важнейшим требованием является низкое

водоцементное отношение (0,35–0,40), что минимизирует объем свободной воды и, соответственно, потенциального льда [40].

Опыт гражданского и промышленного строительства в районах Крайнего Севера (Норильск, Якутск, северные регионы Канады) во многом созвучен нефтегазовым технологиям, но имеет свою специфику. В бетонах, помимо противоморозных добавок, широко применяется технология электропрогрева, термоса с использованием термоактивной опалубки, а также предварительное охлаждение компонентов бетонной смеси для борьбы с термонапряжениями в массивных конструкциях. Для модификации бетонов используются соли-электролиты, комплексные органо-минеральные добавки типа менингобетона (МБ), а также полипропиленовая фибра, препятствующая образованию усадочных трещин. Исследования структуры таких бетонов показывают, что при правильном подборе состава и технологии термовлажностной обработки можно добиться формирования мелкопористой структуры с преобладанием закрытых пор, что обеспечивает высокую морозостойкость (F300 – F500) [81, 82].

Исследования напряженно-деформированного состояния (НДС) цементного камня в нефтегазовой отрасли и строительстве различаются. В строительной механике НДС бетона изучается, как правило, на макроуровне – на образцах-кубах, цилиндрах или призмах с использованием стандартных гидравлических прессов, тензометрии и акустоэмиссионного метода. Оцениваются прочность на сжатие, изгиб, модуль упругости, деформации ползучести и усадки. Для моделирования НДС в условиях ММП используются климатические камеры, позволяющие создавать знакопеременные температурные воздействия. В нефтегазовой отрасли фокус смещен на изучение НДС цементного кольца как элемента системы «обсадная колонна – цементный камень – порода» в условиях сложного термобарического воздействия. Для этого применяются методы математического моделирования (конечно-элементный анализ) с учетом реологических свойств тампонажного раствора, геомеханики, а также проводятся эксперименты на крупномасштабных стендах, имитирующих кольцевое пространство [114, 134].

Косвенная информация о НДС получается из данных акустического цементомера, термодфектоскопии и акустического каротажа, которые позволяют выявлять зоны нарушения сплошности и микротрещинообразования.

Исследование этих процессов позволяет приблизиться к пониманию фундаментальных основ взаимодействия между тампонажной системой и окружающей средой. Таким образом, проблема твердения тампонажных материалов в условиях ММП требует системного подхода, сочетающего правильный выбор материалов, оптимизацию рецептур с добавками, строгое соблюдение технологии цементирования и комплексный контроль качества на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

1.4 Выводы по 1 главе

Особенности геологического строения верхних интервалов, представленных многолетнемерзлыми породами, оказывают существенное влияние на процесс строительства скважины и ее дальнейшее техническое состояние.

Приводящими к осложнениям при строительстве скважин, безусловно, являются газогидратные линзы, располагающиеся в верхней части разреза, зоны разуплотнения пород, проявления криопэгов, а также обширные области локализации мощных интервалов многолетнемерзлых пород (ММП). Подобная геологическая характеристика верхних интервалов месторождений Крайнего Севера приводит к обширному ряду осложнений, среди которых растепление ММП, разрушение устья при растеплении, осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение промывочной жидкости, прихваты бурового инструмента [41].

Вскрытие и цементирование интервалов ММП с учетом нестабильности их физико-механических свойств при их растеплении является одной из актуальных задач на сегодняшний день в виду возникновения циклических знакопеременных температур (низкие положительные-отрицательные), оказывающих существенное влияние на напряженно-деформированное состояние структуры цементного камня при креплении верхних интервалов (кондуктора) в зоне ММП.

Низкое качество цементирования является следствием многочисленных нарушений технологических параметров крепления скважины. Таким образом,

эффективное решение проблемы крепления скважин в условиях ММП требует рассмотрения совокупности процесса гидратации тампонажной системы и варьируемости термодинамики при ОЗЦ, а также дальнейшем углублении скважины, обуславливая необходимость разработки комплексного метода исследования свойств раствора-камня в криолитозоне при воздействии циклических знакопеременных температур.

ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА-КАМНЯ ПРИ ЗНАКОПЕРЕМЕННОМ ЦИКЛИЧЕСКОМ ТЕМПЕРАТУРНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В СКВАЖИНЕ

Экспериментальные исследования проведены в лаборатории тампонажных жидкостей научного центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II. Достоверность полученных результатов в ходе лабораторных исследований обусловлена использованием сертифицированного оборудования по стандартизированным методикам, описанным в ГОСТ и API [18, 19, 101].

2.1 Кинетика гидратации тампонажного раствора

Кинетика гидратации тампонажного раствора – важный физико-химический процесс, определяющий формирование микроструктуры цементного камня и качество крепления скважины. Изучение влияния внешних факторов среды на кинетику процесса гидратации – критически важный этап подготовки тампонажных растворов, применяемых при креплении скважин в интервалах развития ММП.

Процесс гидратации портландцемента может быть представлен в виде последовательных этапов (таблица 2.1) [87, 108, 129].

Таблица 2.1 – Стадийность гидратации тампонажной системы

Этап	Время протекания	Процесс	Эффект	Ключевая реакция
Начальное растворение	0-15 минут	Высвобождение ионов Ca^{2+} , SO_4^{2-} , Al^{3+} , OH^- при взаимодействии клинкерных фаз (C_3S , C_2S , C_3A , C_4AF) с жидкостью затворения	Выделение тепловой энергии	$\text{C}_3\text{S} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}^{2+} + \text{OH}^- + \text{CSH-гель}$
Индукционный период	1-2 часа	Формирование гидратной пленки на поверхности частиц цемента	Минимальная экзотермия, замедление реакции гидратации	

Продолжение таблицы 2.1

Этап	Время протекания	Процесс	Эффект	Ключевая реакция
Фаза ускорения	3-12 часов	Разрушение гидратной пленки, возобновление реакции гидратации	Пик экзотермии, резкий набор прочности	Образование CSH-геля в качестве основного продукта гидратации C_3S и C_2S
Фаза замедления	12-24 часа и далее	Уплотнение структуры цементного камня, ограничение диффузионных процессов	Завершение гидратации, медленный набор прочности (до 28 суток и более)	

Основными факторами, определяющими кинетику гидратации тампонажной системы, являются: состав цемента, водотвердое и водоцементное соотношение, добавочные компоненты в композиции раствора, а также термобарические условия среды протекания процесса [3, 68, 87, 98, 110].

Отрицательные температуры, характерные для интервалов развития ММП, оказывают влияние на процесс гидратации цемента [36, 133]. Низкие положительные и отрицательные температуры определяют замедление химических реакций и изменение свойств тампонажной системы, обуславливающих возможность фазовых переходов жидкости затворения, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом [135]. Замерзающая жидкость затворения, не вступившая в реакцию гидратации с клинкерным материалом, нарушает целостность микроструктуры цементного камня, снижая герметичность затрубного пространства и сокращая срок без аварийной службы скважины.

Основные эффекты воздействия отрицательных температур на тампонажный раствор и реакцию его гидратации представлены в таблице 2.2 [24].
Таблица 2.2 – Воздействие отрицательных температур на этапы гидратации тампонажного раствора [24]

Этап гидратации	Влияние отрицательных температур (ММП)	Последствия воздействия отрицательных температур
Начальное растворение	Снижение энергии активации, замедление высвобождения ионов Ca^{2+} , OH^-	Неполная гидратация тампонажного раствора, что приводит к низкой прочности

Продолжение таблицы 2.2

Этап гидратации	Влияние отрицательных температур (ММП)	Последствия воздействия отрицательных температур
Индукционный период	Увеличение сроков протекания индукционного периода	цементного камня. Возникновение дефектов микроструктуры цементного камня, образование дополнительного пустотного пространства в виде пор и трещин, повышение проницаемости цементного камня. Расслоение раствора, миграция жидкости затворения к холодным зонам при замерзании.
Фаза ускорения	Возникновение риска остановки протекания фазы ускорения при значениях температуры ниже точки замерзания (температуры кристаллизации) жидкости затворения	
Фаза замедления	Возникновение риска блокировки доступа жидкости затворения к частицам цемента	

Таким образом, процесс гидратации тампонажной системы в интервалах залегания ММП отличается от формирования цементного камня в нормальных условиях.

Исследование цементного камня и тампонажного раствора в условиях низких положительных и отрицательных температур требует комплексного подхода с установлением возможности сохранения баланса между скоростью реакций гидратации и формированием структуры цементного камня.

2.2 Моделирование теплопереноса в интервале залегания многолетнемерзлых пород для прогнозирования времени воздействия знакопеременных циклических температур при ОЗЦ и дальнейшем углублении скважины

Как показано в материалах раздела 1, строительство скважин в условиях многолетнемерзлых пород сопряжено с рисками аварийных ситуаций, в том числе связанных с неконтролируемым растеплением окружающего горного массива. Негативное влияние на качество крепления скважины в интервалах развития ММП оказывают как положительные температуры со стороны внутритрубного пространства, так и отрицательные от окружающего горного массива при обратном промерзании [15, 21, 44, 46].

Для оценки воздействия температурного контура со стороны окружающего горного массива на тампонажную систему проведен вычислительный эксперимент, позволивший также определить граничные временные и

температурные условия для последующих исследований в условиях, приближенных к реальным [110].

Анализ изменений теплового поля, возникающих в процессе строительства скважин, показывает, что формирование цементного камня происходит при положительных температурах с последующим их снижением. Изменения обусловлены совокупностью факторов: циркуляцией технологических жидкостей, продавкой тампонажного раствора в затрубное пространство и его гидратацией, сопровождающейся экзотермической реакцией [34].

Математическое моделирование выполнено в программном комплексе COMSOL Multiphysics для численного анализа многокомпонентных физических процессов, описываемых системами дифференциальных уравнений в частных производных, включая теплоперенос. Моделирование проведено с учетом горно-геологических условий Бованенковского месторождения [35, 83].

На основании вычислительного эксперимента разработана математическая модель, имитирующая поведение теплового поля многокомпонентной системы скважины с учетом ОЗЦ.

При разработке математической модели приняты следующие допущения:

1. Расчет выполнен для верхнего интервала вертикального участка скважины.
2. Верхние интервалы геологического разреза Бованенковского НГКМ, сложены глинистыми отложениями и низкопроницаемыми песчаниками (тибейсалинская и люлинворская свиты). На основании этого окружающий скважину массив горных пород принят сплошной средой, где ведущим методом переноса тепла выступает ее теплопроводность. Теплопроводность цементного камня и породы приняты за постоянную величину в радиальном направлении, со средними значениями для каждой зоны.
3. Влияние температуры горного массива на коэффициенты теплопроводности и температуропроводности интегрировано в математическую модель.

4. Тепловыделение в процессе гидратации тампонажного раствора не учитывается в расчете ввиду отсутствия данных по кинетике процесса и термодинамических параметров.

5. Геометрическая модель представляет собой соосные цилиндрические тела вращения: обсадная колонна, цементный камень, скважина, около скважинное пространство.

Исходные параметры, включая температуры окружающей среды, продавочной жидкости и тампонажной системы, задаются на основании данных, представленных в таблице 2.3. Эти параметры служат входными условиями для выполнения вычислительного эксперимента, направленного на анализ теплового взаимодействия в системе «скважина–мерзлая порода» [38, 43, 52, 112].

Таблица 2.3 – Исходные параметры вычислительного эксперимента

Наименование параметра, единицы измерения	Значение
Температура окружающей среды в зависимости от рассматриваемого интервала скважины, °С	–8 – 0
Температура технологической жидкости в трубе, °С	20
Температура тампонажного раствора в затрубном пространстве, °С	20 – 30
Удельная теплоемкость окружающей среды, Дж/кг·°С	2 – 2,1
Удельная теплоемкость тампонажного раствора, кДж/кг·°С	0,8 – 0,9
Удельная теплоемкость технологической жидкости, кДж/кг·°С	3,9 – 4,1
Коэффициент теплопроводности окружающей среды, Вт/м·°С	0,022 – 0,023
Коэффициент теплопроводности тампонажного раствора, Вт/м·°С	0,05 – 1,5

Моделирование теплопереноса выполняется на основе уравнения Фурье–Кирхгофа для нестационарного случая (2.1) [35, 110]:

$$\rho_i c_i(T) \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (\lambda_i(T) \nabla T) + q_i(T, t), \quad (2.1)$$

где T – температура, °С;

ρ_i – плотность, кг/м³;

c_i – удельная теплоемкость при постоянном давлении, кДж/кг·°С;

λ_i – коэффициент теплопроводность, Вт/м·°С;

q_i – объемная тепловая мощность источника, Вт/м³.

Плотность теплового потока через границу, Вт/м² (2.2):

$$q_n = -\lambda \frac{\partial T}{\partial n}, \quad (2.2)$$

где T – температура, °C;

n – единичная внешняя нормаль к граничной поверхности рассматриваемой области (направлен из тела наружу).

Количество теплоты, Дж (2.3):

$$\delta Q = q_n \delta F \delta t, \quad (2.3)$$

где δF – фрагмент площади, м²;

δt – отрезок времени, с.

При моделировании учтены свойства материалов для расчёта теплопроводности, а также изменение коэффициента теплопередачи на границе раздела «технологическая жидкость – обсадная колонна – цементный камень».

В начальный момент времени предполагается, что цементный раствор находится в жидкой фазе, а теплоперенос от него к породе осуществляется не только за счет теплопроводности самого раствора, но и конвективной теплоотдачи, соотношение между которыми определяется критерием Нуссельта (2.4):

$$Nu = \frac{\alpha l}{\lambda}, \quad (2.4)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, Вт/м²·°C;

λ – коэффициент теплопроводности бурового раствора, Вт/м·°C;

l – определяющий размер, м.

Число Нуссельта рассчитывается по известным критериальным уравнениям [78].

В качестве определяющего размера в данном случае подставляется эквивалентный диаметр цементного кольца.

После проведения расчета анализируется распределение температуры в тампонажной системе в разные моменты времени с целью дальнейшего планирования лабораторных исследований в разработанной климатической

камере, имитирующей условия, приближенные к реальным и приводящие к возникновению циклических знакопеременных температур.

2.3 Методы исследования цементного раствора

Определение основных свойств тампонажного раствора и камня проводится в соответствии с ГОСТ 34535-2019, ГОСТ 1581-2019 и зарубежными стандартами API Recommended Practice 10B-2/ ISO 10426:2 [18, 19, 35, 101].

Приготовление цементного раствора проводится в соответствии со стандартами, указанными выше. Соединение компонентов, входящих в состав тампонажного раствора, осуществляется классическим способом. Сначала в отдельной емкости соединяют сухие компоненты состава, в то время как находящиеся в жидком состоянии добавки, вводят непосредственно в жидкость затворения. Затворение всех компонентов тампонажного раствора осуществляется с помощью лопастного смесителя с верхним приводом со скоростью вращения 1500 ± 100 об/мин в течение 3 минут [19, 29, 35].

Ввиду того, что цементный раствор должен обладать определенными свойствами при циркуляционной температуре, а также учитывая особенности поведения химических реагентов на различных температурах, необходимо проводить кондиционирование раствора [6, 10, 93]. После приготовления цементный раствор переливают в латунный цилиндр консистометра для его подготовки перед дальнейшими лабораторными исследованиями. Кондиционирование тампонажного раствора проводится в атмосферном консистометре Fann 165 AT течение 30 минут после выхода на температурный режим [19, 101].

Плотность тампонажного раствора определяется с помощью герметизированных рычажных весов – Fann Mud Balance 141 Tru-Wate [19, 101].

Определение водоотдачи в статических условиях осуществляется с помощью ячейки фильтрационных потерь. С целью имитации реальных условий в роли проницаемой среды используется металлическая сетка 325/60 меш, а фильтрация цементного раствора проводится при градиенте давления 7 МПа с помощью прибора Fann Fluid Loss Tester. Время эксперимента составляет 30

минут. Полученный объем фильтрата согласно стандарту API удваивается и фигурирует как истинные значения потери фильтрата (FL, мл), расчет проводится по формуле (2.5) [8, 10, 101]:

$$FL = 2 \cdot V_{30}, \quad (2.5)$$

где V_{30} – объем фильтрата полученный за 30 минут проведения эксперимента, мл.

В случае, когда газ (азот) преодолел толщу раствора, заполненной в ячейки – тест заканчивается. Производится пересчет полученного объема с учетом времени, затраченного на эксперимент по формуле (2.6):

$$FL = 2 \cdot V_t \sqrt{\frac{30}{t}}, \quad (2.6)$$

где V_t – объем фильтрата, мл;

t – время проведенного эксперимента до полного выхода фильтрата из цементного раствора, мин [19, 101].

При отрицательных температурах внутрипоровая жидкость затворения, которая не успела вступить в реакцию гидратации с вяжущим веществом подвержена замерзанию, в связи с чем необходимо определить температуру изменения ее агрегатного состояния. Определение фазового перехода жидкости (температуры кристаллизации) осуществляется с помощью прибора Баумана-Форма по методике, описанной в ГОСТ 18995.5-2022 [110].

Седиментационная устойчивость и содержание свободной воды определяется по стандартной методике с использованием градуированного цилиндра объемом 250 см³ с последующим измерением объема отделившейся жидкости, в условиях ММП, который должен быть не более 2%.

2.4 Методы исследования напряженно-деформированного состояния цементного камня

При строительстве скважин в интервалах распространения ММП цементный камень в затрубном пространстве подвергается воздействию циклических знакопеременных температур, возникновение которых обусловлено технологическими особенностями бурения и цементирования.

На начальном этапе, гидратация тампонажного раствора в верхних интервалах скважин (кондуктора) осложнена тем, что суспензия, находящаяся в заколонном пространстве, контактируя с холодными стенками скважины, начинает интенсивно охлаждаться, тем самым замедляя процесс формирования связей кристаллогидратов. В период ОЗЦ происходит выравнивание температурного контура скважины с окружающим ее горным массивом с последующим снижением температуры цементного камня до значений, соответствующих значениям массива.

При охлаждении свободной жидкости затворения, не вступившей в реакцию гидратации, ниже точки замерзания происходит ее кристаллизация в порах, что обуславливает возникновение внутренних напряжений на матричный каркас цементного камня [110].

Для создания условий циклических знакопеременных температур при определении напряженно-деформированного состояния цементного камня применяется климатическая камера (рисунки 2.1 и 2.2) [73]. В камеру помещается устройство для измерения внутренних напряжений при формировании цементного камня [74]. В состав измерительного устройства входят: тензометрический датчик, а также датчики контроля температуры, один из которых расположен в климатической камере, а второй – в теле образца.

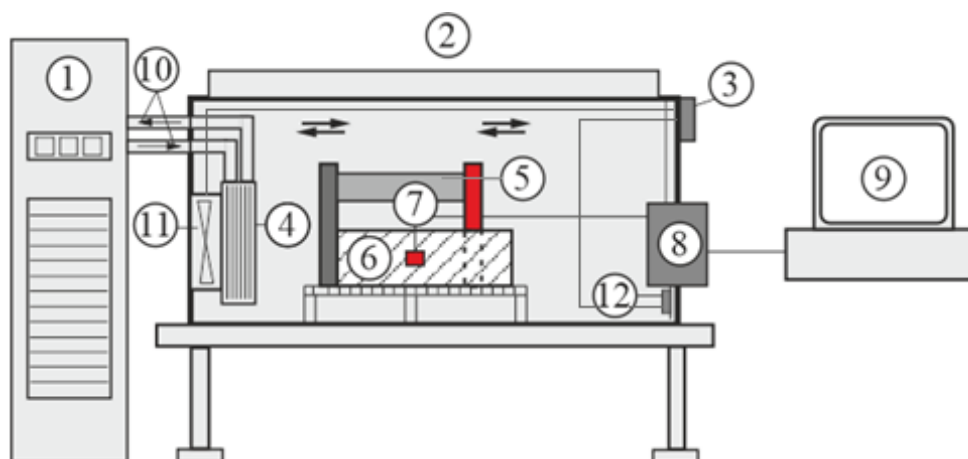


Рисунок 2.1 – Схема лабораторной установки по определению деформации образцов цементного камня: 1 – охлаждающая установка; 2 – климатическая камера; 3 – блок контроля и управления; 4 – теплообменник; 5 – устройство измерения внутренних напряжений [74]; 6 – испытываемый образец (цемент); 7 –

датчик температуры; 8 – блок регистрации данных; 9 – персональная электронно-вычислительная машина (ПЭВМ); 10 – трубная разводка с запорной арматурой; 11 – устройство циркуляции воздуха; 12 – датчик температуры в камере [41, 110]



Рисунок 2.2 – Климатическая камера [73]

Конструкция измерительного узла представляет собой П-образный профиль, детали которого изготовлены из материала с низким коэффициентом линейного температурного расширения. Данный материал обеспечивает стабильность геометрии узла при изменении температуры окружающей среды, предотвращая температурную деформацию.

На одной стороне профиля закреплен тензометрический датчик, а на противоположной стороне установлен жестко зафиксированный вертикальный элемент. Обе стороны соединены в верхней части распоркой, обеспечивающей стабильность геометрии системы и передачу механических нагрузок от образца к датчику. Для регистрации напряжений, возникающих в цементном камне при температурных воздействиях, использован датчик, работающий по принципу тензометрического преобразователя. Датчик собран на мостовой схеме, которая преобразует механические деформации материала при температурных воздействиях в изменение электрического сопротивления, далее «сигнал напряжения». Это изменение регистрируется измерительной системой в виде аналогового сигнала, пропорционального величине приложенной нагрузки.

Для формирования образцов применяются стандартизированные призматические формы размером 40×40×160 мм. Тампонажный раствор, приготовленный в соответствии с требованиями [19], заливается в форму, оборудованную тензометрическим и температурным датчиками. Тензометрический датчик служит для регистрации полученных сигналов при деформационных изменениях цементного раствора-камня, а температурный датчик применяется для непрерывного мониторинга температуры тампонажного раствора в процессе гидратации и в дальнейшем сформированного цементного камня.

Подготовленные формы с тампонажным раствором и установленными в них датчиками, помещаются в климатическую камеру, где имитируются циклические знакопеременные температурные воздействия.

Перед началом эксперимента выполняется калибровка датчиков. Калибровка тензометрических датчиков выполняется с использованием эталонных грузов и включает установку нуля, калибровку чувствительности и проверку линейности в рабочем диапазоне измерений [20].

Калибровочный коэффициент K , связывающий выходной сигнал датчика с приложенным усилием, рассчитывается по формуле (2.7):

$$K = \frac{(m \cdot g)}{U_k}, \quad (2.7)$$

где K – калибровочный коэффициент, Н/мВ;

m – масса калибровочного груза, кг;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

U_k – установившееся значение выходного сигнала датчика под нагрузкой (калибровочное), мВ.

Калибровка, обработка данных, включая фильтрацию шумов, конвертацию аналоговых сигналов в цифровые и расчёт напряжений, осуществляется в специализированном программном комплексе [85].

Программное обеспечение, установленное на ПЭВМ климатической камеры, позволяет задавать через блок ввода данных температурные профили и

временные интервалы, воссоздающие циклические воздействия, характерные для реальных условий при строительстве скважины. Параметры температурных режимов определяются на основе данных, полученных в результате математического моделирования. Это обеспечивает соответствие экспериментальных условий расчетным, учитывающим тепловое взаимодействие цементного камня при охлаждении от ММП и его нагрев от последующих технологических операций.

Программный комплекс обеспечивает регистрацию данных в режиме реального времени, автоматически преобразуя электрические сигналы (мВ) в значения механических напряжений (Па).

Преобразование измеренных электрических сигналов (напряжения) в значение механических усилий, действующих на датчик (2.8):

$$F = U_{и} \cdot K, \quad (2.8)$$

где F – усилие, Н;

$U_{и}$ – текущее значение сигнала с датчика, мВ.

Механическое напряжение в цементном камне вычисляется путем распределения усилия по площади контакта рабочей пластины датчика с образцом (2.9):

$$\sigma = \frac{F}{S_{\text{конт}} \cdot 10^6}, \quad (2.9)$$

где σ – механическое напряжение, МПа;

$S_{\text{конт}}$ – площадь контакта, м².

На основе полученного массива данных с помощью ПО [85] строятся зависимости «механическое напряжение-время», «механическое напряжение-температура» и «температура-время». Совместный анализ этих зависимостей позволяет отследить динамику развития деформационных процессов в структуре цементного камня с учетом температурных изменений.

2.5 Методы определения упруго-прочностных характеристик цементного камня

Прочность на одноосное сжатие, являющаяся ключевой характеристикой механической устойчивости цементного камня, определяется методом разрушающего контроля. Данный параметр отражает максимальную нагрузку, выдерживаемую материалом до разрушения при одноосном сжатии [13].

Прочность цементного камня напрямую зависит от условий, в которых происходит гидратация тампонажного раствора. Набор прочности можно разделить на несколько последовательных этапов, на первом из которых твердение происходит быстрее, после чего наступает стабилизация и через некоторое время она начинает снижаться. Однако, в результате воздействия внешних факторов, скорость набора прочности цементного камня может изменяться, тем самым влияя на его прочностные характеристики.

Исследованию влияния внешних факторов на изменение прочностных характеристик цементного камня посвящены многочисленные научные работы, включая исследования Ф.А. Агзамова, А.И. Булатова, Д.А. Зимин, В.Г. Кузнецова, П.В. Овчинникова, В.С. Данюшевского.

Исследование влияния циклических знакопеременных температур на формирование цементного камня и изменение его прочностных характеристик осуществляется следующим образом: приготовленный тампонажный раствор кондиционируется в атмосферном консистометре и заливается в специальные формы размерами 40×40×40 мм [3, 19, 28.]. Затем часть из них помещается в водяную баню, где формирование цементного камня происходит при комнатной температуре 20°C, другая – в климатическую камеру на период набора прочности при заданном изменении температуры [41, 50, 110].

После выдерживания образцов в заданных временных и температурных интервалах часть образцов извлекается из камеры для проведения исследований в количестве не менее трех штук, а также отбираются образцы цементного камня, сформированные в водяной бане. Перед проведением испытаний осуществляется предварительный визуальный контроль состояния образцов цементного камня с целью выявления дефектов, а именно: сколов, отслоений, наличие трещин и их локализацию, размягчений по граням и ребрам [90].

Определение прочностных характеристик проводится с помощью гидравлического пресса Controls Pilot 3, демонстрируемая на рисунке 2.3, представляет собой оборудование для определения прочности материалов на сжатие и изгиб. Аппарат оснащен микропроцессорным блоком управления, обеспечивающим автономное выполнение испытаний в соответствии с заданными параметрами [19, 35, 61].

Регистрация данных осуществляется в реальном времени: на цифровом дисплее отображаются пиковая разрушающая нагрузка и расчетная прочность ($R_{сж}$, МПа), определяемая по формуле (2.10):

$$R_{сж} = \frac{F}{S}, \quad (2.10)$$

где F – разрушающая нагрузка, кН;

S – площадь поверхности с контактной зоной образца, мм².



Рисунок 2.3 – Гидравлический пресс Controls Pilot 3 для испытания образцов на сжатие и изгиб

Определение динамики набора прочности проводится с помощью ультразвукового анализатора прочности цементного раствора МАС сервис, модель МС-УАП-7002 (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Ультразвуковой анализатор прочности цементного раствора

В современных исследованиях, согласно нормативным стандартам [101], активно применяется ультразвуковой импульсный метод, предназначенный для неразрушающего контроля прочностных и деформационных характеристик тампонажной системы. Суть метода заключается в регистрации скорости распространения продольной ультразвуковой волны в исследуемом образце, которая коррелирует с механической прочностью материала. Ультразвуковой анализатор (УЗА) позволяет не только оценивать прочность на одноосное сжатие, но и отслеживать структурообразование в процессе гидратации в режиме реального времени, что особенно актуально при моделировании скважинных условий. Перед проведением испытаний цементный раствор подвергается кондиционированию в атмосферном консистометре для стабилизации при циркуляционной температуре.

Этот подход позволяет оценить структурные изменения тампонажного раствора и фиксировать динамику набора прочности цементного камня во времени без его повреждения. Программное обеспечение позволяет задать режимные параметры, в том числе температурный профиль, имитирующий воздействие знакопеременных температур, в различных циклах замораживания-

оттаивания. Регистрация и обработка данных осуществляется на фирменном программном обеспечении MAS-LAB.

Определение упруго-прочностных характеристик цементного камня осуществляется посредством ультразвукового неразрушающего метода контроля [8, 9].

Методика основана на корреляции между параметрами распространения ультразвуковых волн (скорость, время прохождения) и плотностью материала. Для реализации метода используется прибор «Пульсар-2.2», предназначенный для выявления дефектов структуры и количественной оценки упругих параметров. Принцип работы устройства основан на измерении времени прохождения продольной ультразвуковой волны через образец с последующим расчетом ее скорости [8-10]. Согласно требованиям ГОСТ 17624-2012, ультразвуковой неразрушающий контроль может осуществляться методами сквозного и поверхностного прозвучивания. Данный стандарт регламентирует применение ультразвуковых методов для исследования строительных материалов, включая цементные системы. Метод сквозного прозвучивания предполагает размещение датчиков (излучателя и приемника) на противоположных поверхностях образца, определение скорости прохождения волны (V_p , м/с) осуществляется по формуле (2.11):

$$V_p = \frac{L}{t}, \quad (2.11)$$

где L – расстояние между гранями образца, к которым приложены датчики, мм;
 t – время прохождения ультразвуковой волны, мкс.

Полученные данные описываются зависимостью прочности исследуемого образца от скорости прохождения ультразвуковой волны, которая устанавливается эмпирически для конкретных составов цементных систем. Динамический модуль упругости (E , ГПа) рассчитывается с учетом плотности материала, коэффициента Пуассона и скорости прохождения продольной волны, что обеспечивает комплексную оценку деформационной способности цементного камня по формуле (2.12) [8, 9]:

$$E = \rho \cdot V_p^2 \cdot \frac{(1 + \nu) \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}{(1 - \nu)}, \quad (2.12)$$

где ρ – плотность образца, кг/м³;

V_p – скорость прохождения продольной волны, м/с;

ν – коэффициент Пуассона (безразмерная величина), принят 0,22.

Определение относительной плотности сформировавшихся образцов цементного камня осуществляется по методике, описанной в разделе 15.6 ISO 10426-2.

Прочность цементного камня на изгиб, согласно указаниям ГОСТ 1581-2019, возможно определить помимо классического метода разрушающего контроля, с помощью эмпирической зависимости, связывающей скорость распространения ультразвуковой волны с механическими характеристиками материалы по формуле (2.13) [18]:

$$R_{\text{изг}} = 2,1 \cdot V_p^2 - 5,8 \cdot V_p + 4,6, \quad (2.13)$$

где $R_{\text{изг}}$ – прочность цементного камня на изгиб по скорости ультразвуковой волны, МПа.

2.6 Методы исследования структуры цементного камня

Формирование цементного камня в затрубном пространстве скважины происходит под воздействием знакопеременных температур. Гидратация цементного раствора в таких условиях отличается от нормальных, когда температура положительная.

При приближении к низким положительным и отрицательным значениям температуры тампонажной системы, скорость реакции гидратации вяжущего материала с жидкостью затворения близится к нулю. Вблизи 0°C скорость гидратации падает, часть воды затворения не успевает связаться продуктами гидратации (C-S-H) и сохраняется как свободная внутрипоровая фаза. При переходе через температуру кристаллизации внутрипоровая жидкость замерзает и даёт объёмный эффект, который формирует локальные деформации и напряжения в камне. В результате возможны рост открытой пористости, развитие микротрещин и снижение герметичности заколонного пространства [110, 129].

Особое внимание уделяется анализу перераспределения закрытой пористости в открытую под влиянием кристаллизации внутрипоровой жидкости при циклическом замораживании-оттаивании.

Для трехмерной визуализации микроструктурных изменений используется рентгеновский микротомограф SkyScan 1173 (Bruker) с максимальным напряжением источника 130 кВ и пространственным разрешением до 5 мкм (рисунок 2.5) [35].



Рисунок 2.5 – Рентгеновский сканер для микротомографии SkyScan 1173 (Bruker)

Принцип работы устройства основан на получении серии рентгеновских проекций при вращении образца на 360° с шагом $0,2^\circ$, которые реконструируются в трёхмерную цифровую модель с помощью программного обеспечения NRecon. Это позволяет количественно оценить общую, открытую и закрытую пористость, идентифицировать трещины и проанализировать морфологию пор [8].

Обработка данных выполняется в программном комплексе CTAn (Bruker), где проводится сегментация 3D-моделей на матрицу, поры и трещины, а также расчет доли закрытых пор, образованных за счет кристаллизации льда.

Проведение рентгеновской микротомографии позволило выявить изменения в структуре цементного камня – перераспределение порового пространства и формирование трещин, вызванные внутрипоровыми напряжениями.

Однако для детального анализа механизма нарушения целостности материала и причин его возникновения, включая анализ морфологии микротрещин, взаимодействие полимерной добавки с цементной матрицей и особенности гидратации, применяется сканирующий электронный микроскоп (СЭМ) модели VEGA3 TESCAN [121].

Перед исследованием образцы подвергаются вакуумной сушке и наносят проводящее покрытие для повышения контрастности изображений. СЭМ обеспечивает разрешение до 10 мкм, что позволяет выявлять микротрещины, образованные при циклическом замораживании-оттаивании в кристаллической решетке цементного камня, а также оценить степень его гидратации.

2.7 Методы исследования фильтрационных характеристик цементного камня

Изучение фильтрационно-емкостных характеристик цементного камня проводится для оценки его технического состояния в условиях эксплуатации скважины.

Воздействие циклических знакопеременных температур на цементный камень, может способствовать возникновению напряжений в структуре материала, тем самым повышая риск образования микротрещин и увеличения проницаемости. Для анализа изменений порового пространства, вызванных воздействиями циклических знакопеременных температур, используется комплексный подход, включающий тестирование образцов на анализаторе фильтрационно-емкостных свойств ПИК-ПП. Согласно РД 39-00147001-767-2000, коэффициент газопроницаемости не должен превышать $0,002 \text{ мкм}^2$ для обеспечения герметичности.

Образцы цилиндрической формы (диаметр 30 мм и высота 40 мм) разделяются на две группы: первая партия погружается в водяную баню, где формирование цементного камня происходит при комнатной температуре $+20^\circ\text{C}$, а вторая помещается в климатическую камеру, имитирующую скважинные условия с возникающими циклическими знакопеременными температурами.

Тестирование образцов осуществляется после каждого цикла «замораживания-оттаивания», перед проведением эксперимента производят визуальный осмотр для выявления дефектов, при наличии которых образец отбраковывается.

Независимо от исследований по определению газовой проницаемости выполняется оценка влагосодержания как индикатора степени гидратации. Для этого после каждого 28-часового цикла «замораживания – оттаивания» отбираются отдельные партии образцов, которые взвешиваются, высушиваются в вентилируемом шкафу при 45-50°C до постоянной массы (критерием является: два последовательных взвешивания с интервалом ≥ 2 часа $< 0,1\%$), охлаждаются в эксикаторе до $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и повторно замеряются. Такой режим высушивания позволяет удалить преимущественно капиллярную (свободную) воду без существенного удаления гелевой влаги, не вызывая термоусадочного трещинообразования и перестройки поровой структуры [127]. По каждому циклу проведено не менее трех параллельных определений. Динамика снижения влагосодержания свидетельствует об истощении капиллярного резервуара.

Перед определением газовой проницаемости те образцы, которые предназначаются для измерений на ПИК-ПП, также подвергаются высушиванию в сушильном шкафу при температуре 45-50°C до постоянной массы.

Проницаемость определяется на установке, где газ (азот) нагнетается под давлением 7 МПа, моделирующем горное давление в исследуемом регионе.

Коэффициент газовой проницаемости (k , мкм^2), рассчитывается по уравнению Дарси для газа (2.14):

$$k = \frac{2 \cdot Q \cdot P_{\text{атм}} \cdot \mu \cdot L}{A \cdot (P_1^2 - P_2^2)}, \quad (2.14)$$

где Q – расход газа, $\text{см}^3/\text{с}$;

μ – вязкость газа, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

L – длина образца, м;

A – площадь поперечного сечения, м^2 ;

$P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, Па

P_1, P_2 – давление на входе и выходе, Па.

Полученные значения коэффициента проницаемости фиксируются для каждой партии, после чего выполняется статистическая обработка данных: расчет средних значений, стандартного отклонения и построение графиков зависимости k от числа циклов замораживания-оттаивания.

2.8 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований

Разработка комплексной методики исследования тампонажных растворов и цементного камня в условиях циклических знакопеременных температур требует проведения системных экспериментальных исследований, направленных на установление взаимосвязи между микроструктурными изменениями и физико-механическими свойствами системы. Блок-схема экспериментальных исследований, отражающая последовательность итерационных этапов, направленных на формирование комплексной методики анализа тампонажной системы, представлена на рисунке 2.6.

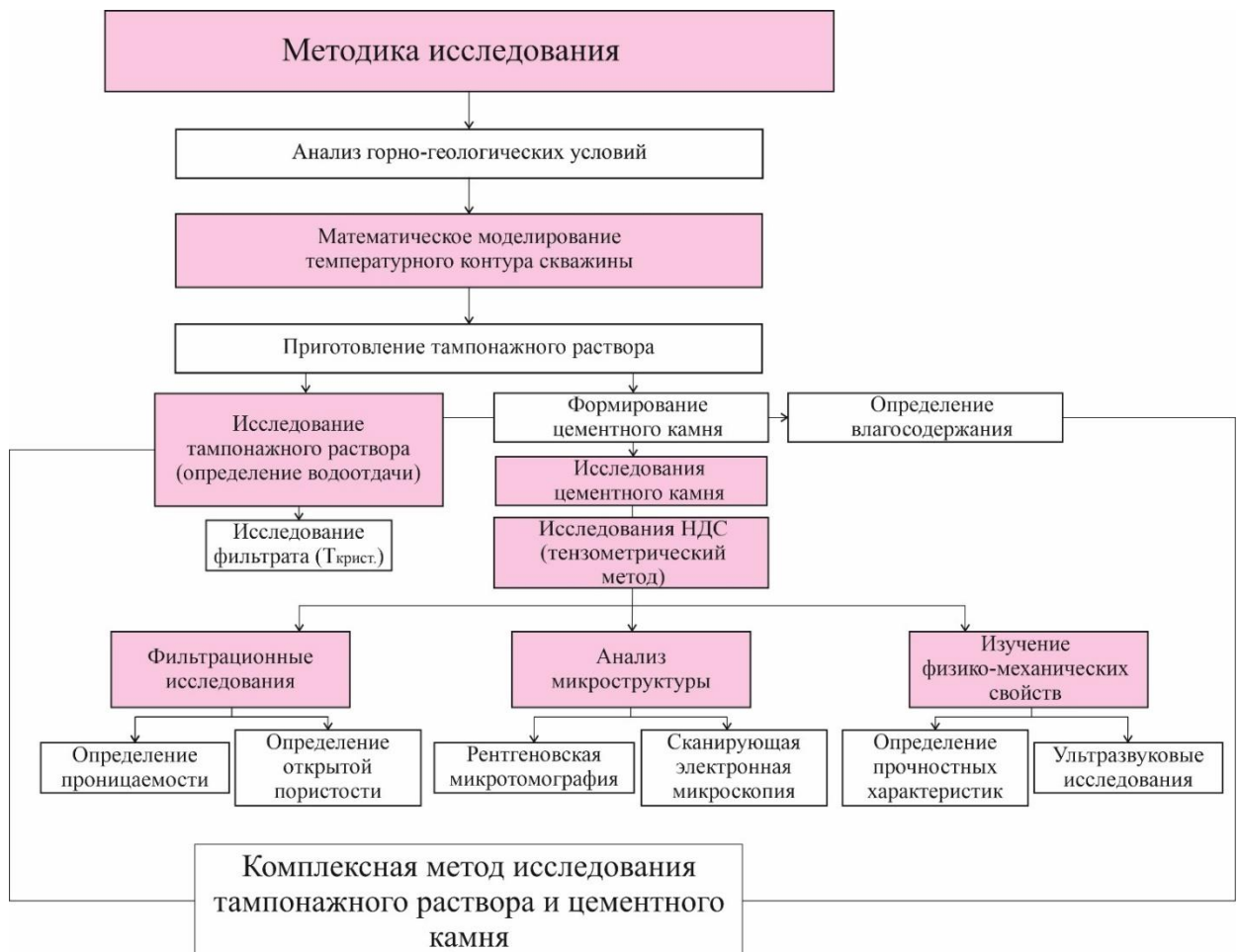


Рисунок 2.6 – Блок схема методики исследований

Ключевой задачей таких экспериментов является определение параметров, влияющих на формирование устойчивой структуры цементного камня при циклическом замораживании-оттаивании. Высокое качество крепи скважин в таких условиях, возможно при соблюдении ряда требований к тампонажной системе: минимальная водоотдача, отсутствие свободной воды, пониженная температура кристаллизации свободной жидкости затворения во внутривпоровом пространстве, низкая пористость и газопроницаемость цементного камня, высокие показатели упруго-прочностных характеристик.

Планирование эксперимента и обработка результатов экспериментальных исследований выступают неотъемлемой частью диссертационной работы, что обусловлено требованиями к обеспечению достоверности и воспроизводимости научных данных [80].

В рамках исследования используется уравнение, описывающее зависимость выходных параметров системы от управляемых факторов и выступающее основой для анализа взаимосвязи между ними, что критично для прогнозирования поведения цементного камня в условиях знакопеременных температур (2.15):

$$y = f(x_1, x_2, x_3 \dots x_n), \quad (2.15)$$

где y – переменная описывающая качество крепления обсадной колонны в интервалах ММП;

$x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ – переменные, поведение которых описывается при проведении перечисленных выше исследований (прочность на сжатие, газопроницаемость, пористость, влагосодержание и др.).

2.9 Выводы по главе 2

1. Представлен комплекс экспериментальных методик и установок для изучения свойств тампонажных растворов и формирующегося цементного камня в условиях Крайнего Севера, исследования проводятся на базе научных лабораториях Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II;

2. Разработана климатическая камера и устройство для исследований деформационных напряжений при формировании цементного камня в условиях циклических знакопеременных температур;

3. Предложена методика проведения вычислительного эксперимента для оценки влияния температурного контура окружающего массива на тампонажную систему, основанная на математическом моделировании теплопереноса в системе «цементный камень-мёрзлая порода»;

4. Разработана комплексная экспериментальная методика исследования физико-механических свойств цементного камня и его структурных особенностей в условиях циклических знакопеременных температурных воздействий, которая позволяет обеспечить качественное крепление скважин в интервалах ММП [41, 110].

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР НА СТРУКТУРУ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

3.1 Результаты моделирования температурного профиля скважины в интервале развития многолетнемерзлых пород

В материалах раздела 2.1 подробно описано влияние низких положительных и отрицательных температур, характерных для ММП, на кинетику гидратации тампонажной смеси. Важным критерием достоверности полученных результатов и их интерпретации является соответствие условий проведения лабораторных экспериментов реальным.

Как видно из материалов раздела 1, причинами возникновения циклических знакопеременных температур в скважинном профиле являются технико-технологические мероприятия, связанные с процессами строительства скважины. Возникновение в профиле отрицательных температурных значений обусловлено, главным образом, периодом ОЗЦ, в течение которого происходит выравнивание температурного профиля скважины с фоновым, характеризующим состояние окружающего скважину горного массива.

Таким образом, для воссоздания условий в эксперименте, приближенных к реальным, необходимым является моделирование температурного профиля скважины в ходе ее строительства.

При разработке математической модели в ПО COMSOL Multiphysics приняты допущения, изложенные в разделе 2.2.

Моделирование тепловых процессов в системе скважины описывается уравнением нестационарной теплопроводности Фурье–Кирхгофа с покомпонентными теплофизическими свойствами: плотности (ρ), удельной теплоемкости (c) и коэффициента теплопроводности (λ). В начальный момент времени цементный раствор рассматривается в жидкой фазе, а теплоперенос к породе описывается комбинацией теплопроводности и конвективной

теплоотдачи, соотношение между которыми определяется критерием Нуссельта [16, 78].

В процессе ОЗЦ движение продавочной жидкости прекращается, и она переходит в статическое состояние. В связи с этим теплоперенос происходит в результате свободной конвекции, возникающей из-за градиентов температуры и плотности. Интенсивность данного процесса количественно описывается с помощью критериев подобия: числа Прандтля (Pr), характеризующего свойства жидкости, и числа Грасгофа (Gr), которое определяет соотношение между подъёмной силой Архимеда и силами вязкости.

По мере выравнивания температурного поля внутри жидкости и прогрева окружающих материалов интенсивность конвективного переноса снижается. Преобладающим механизмом теплопереноса через многослойную систему «жидкость – колонна – цемент – порода» становится теплопроводность. При этом охлаждение системы происходит в результате воздействия холодного температурного фронта со стороны окружающего горного массива, которое приводит к постепенному отводу тепла от формирующегося цементного камня в затрубном пространстве к породе.

Таким образом, тепловой режим на этапе ОЗЦ представляет собой нестационарный процесс охлаждения, вызванный тепловым воздействием горного массива. Данный процесс характеризуется переходом от конвективного теплообмена к передаче энергии теплового поля теплопроводностью и требует комплексного анализа для точного прогнозирования температурных полей в стволе скважины.

Математическое моделирование проведено на примере строительства кондуктора скважины для определения скорости изменения температуры цементного камня в затрубном пространстве в интервалах развития ММП.

Рассматривался осесимметричный участок верхнего интервала. Общий вид расчетной области и структуры конечно-элементной сетки представлен на рисунке 3.1.

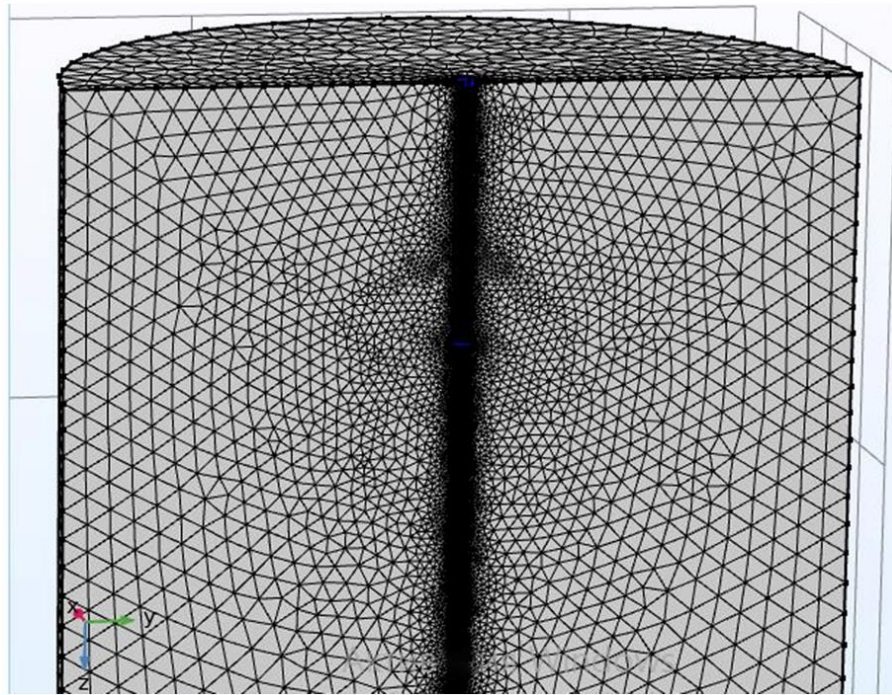


Рисунок 3.1 – Расчетная схема и конечно-элементная сетка модели

Рассмотрены два характерных этапа, которые включают в себя продавку тампонажного раствора в затрубное пространство, начальный прогрев системы и ОЗЦ с параллельным охлаждением от окружающего горного массива. Общее уравнение для всей среды представлено выражением (3.1), которое используется как исходная модель, далее из него выводятся частные уравнения для породы, металла обсадной колонны и цементного камня с соответствующими граничными условиями.

Математическая модель прогнозирования изменения температуры цементного камня может быть представлена в общем виде для всей среды (3.1):

$$(\rho c_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_f c_{p,f} u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) + q_{scr}(T, t) + q_{vd}, \quad (3.1)$$

где $(\rho c_p)_{eff}$ – эффективная объемная теплоемкость;

u – скорость жидкости в порах твердой фазы, м/с;

T – температура, °С;

t – время, с;

ρ – плотность, кг/м³;

индексы s, f – твердая и жидкая фазы;

c_p – удельная теплоемкость при $p = const$, кДж/кг·°С;

k_{eff} – эффективная теплопроводность, Вт/м·°С;

q_{scr} – объемные тепловые потоки, Вт/м³;

q_{vd} – тепло выделяемое при вязком трении, Вт/м³.

Эффективная объемная теплоемкость (3.2):

$$(\rho c_p)_{eff} = (1 - \phi)\rho_s c_{p,s} + \phi\rho_f c_{p,f}, \quad (3.2)$$

где ϕ – пористость.

Эффективная теплопроводность (3.3):

$$k_{eff} = (1 - \phi)k_s + \phi k_f + k_{disp}, \quad (3.3)$$

где k_s и k_f – теплопроводность твердой фазы скелета и жидкой фазы внутрипорового пространства, Вт/м·°С;

k_{disp} – коэффициент термической дисперсии, Вт/м·°С (на этапе ОЗЦ при затухании u принимается равной 0).

В уравнении (3.1) принимается локальное тепловое равновесие между твердой матрицей и поровой жидкостью. Модель описывает изменение неоднородного поля во времени до установления характерного температурного режима.

Для корректного задания контактов расчетная область разбита на зоны: горная порода (3.4-3.5), обсадная колонна (3.6-3.7) и цементный камень (3.9-3.10). На границах между областями выполняются условия непрерывности температуры и теплового потока.

Таким образом, ограничиваясь тем, что u и q_{scr} равны нулю (для рассматриваемых низкопроницаемых глин и песчаников вклад фильтрации и тепловой дисперсии минимален), то из уравнения (3.1) для породы получаем (3.4):

$$(\rho c_p)_{rock} \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (k_{rock} \nabla T), \quad (3.4)$$

где $(\rho c_p)_{rock} = (1 - \phi)\rho_s c_{p,s} + \phi\rho_f c_{p,f}$ – эффективная объемная теплоемкость,

k_{rock} – теплопроводность горной породы, Вт/м·°С.

Начальная температура задается значениями окружающего массива.

Тепло в металле обсадной колонны характеризуется теплопроводностью (3.5-3.6):

$$(\rho c_p)_m \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (k_m \nabla T), \quad (3.5)$$

$$q = -k_m \nabla T, \quad (3.6)$$

где $(\rho c_p)_m, k_m$ – объемная теплоемкость и теплопроводность металла.

На внутренней поверхности колонны задается конвективная граница (3.7):

$$-k_m \frac{\partial T}{\partial n} = \alpha(t)(T_f(t) - T_{ст}), \quad (3.7)$$

где T_f и T_{cm} – температура жидкости во внутритрубном пространстве, °C;

T_{cm} – температура стенки обсадной колонны, °C.

В свою очередь α рассчитывается по выражению (3.8):

$$\alpha = \frac{Nu \lambda_f}{l}, \quad (3.8)$$

где λ_f – теплопроводность жидкости, Вт/м·°C;

l – эквивалентный диаметр кольцевого канала, м.

Тепло в цементного камне (3.9-3.10):

$$(\rho c_p)_c \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (k_c \nabla T) + q_{hyd}(T, t), \quad (3.9)$$

$$q = -k_c \nabla T, \quad (3.10)$$

где q_{hyd} – объемная мощность экзотермической реакции в процессе гидратации, Вт/м·°C (принимается равной 0).

На рисунке 3.2 приведено распределение температуры среды и температурных контуров через 50000 сек после продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство (а) и изменение температуры цементного камня через 100000 секунд (б) от момента начала его закачивания.

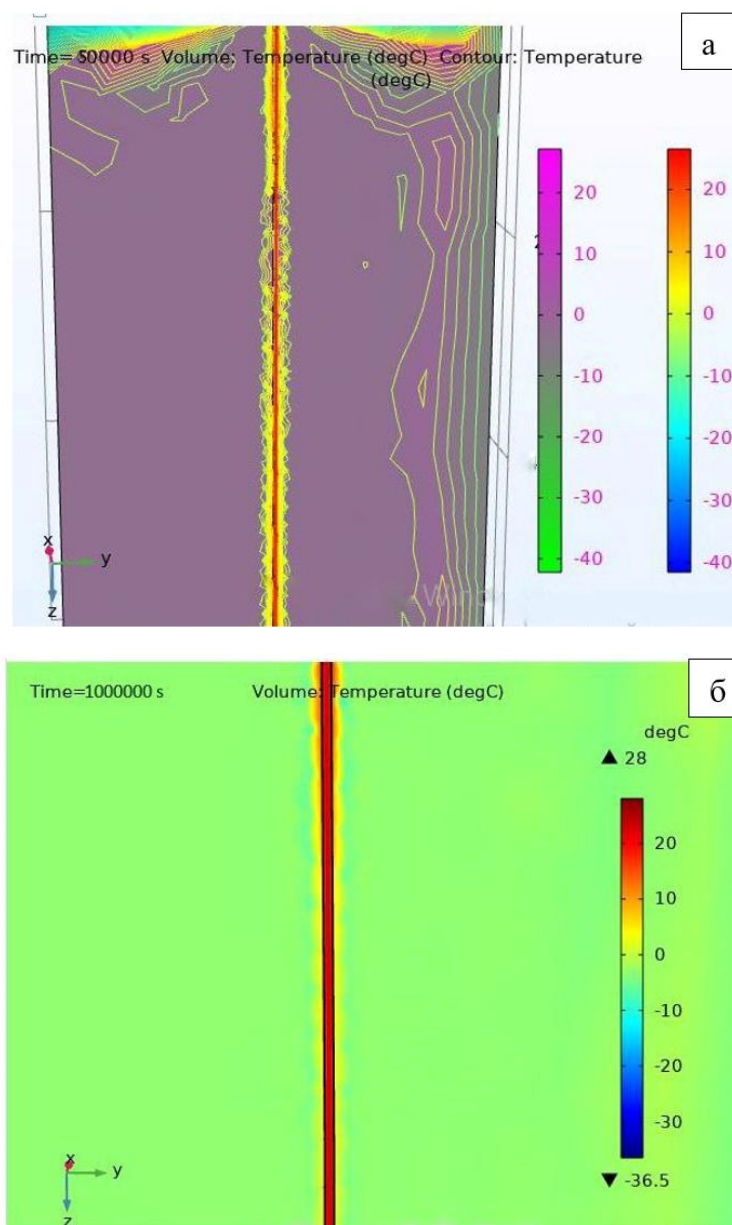


Рисунок 3.2 – Изменение теплового поля многокомпонентной скважинной системы с течением на глубине 500 м: а – через 50000 сек, б – через 100000 сек после продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство

Согласно численному моделированию, температура цементной оболочки достигает 0°C через 10 часов и далее снижается до температуры окружающего горного массива.

Исходя из результатов проведенного моделирования определена продолжительность цикла «замораживания-оттаивания», необходимая для воссоздания условий в климатической камере, приближенных к реальным (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Условия проведения экспериментов в климатической камере

Цикл	Интервалы температур, °С		Время, час			Шаг понижения температуры, °С/час
	Охлаждение	Растепление	Охлаждение / выдерживание в отрицательной температуре	Растепление	Итого	
1	+20 – -8	-8 – +20	14 / 10	4	28	2
2	+20 – -8	-8 – +20	14 / 10	4	28	2
3	+20 – -8	-8 – +20	14 / 10	4	28	2
4	+20 – -8	-8 – +20	14 / 10	4	28	2

3.2 Тензометрические исследования деформационных напряжений

Как видно из материалов раздела 2.1, отрицательные температуры приводят к нарушению целостности цементного камня, снижая качество крепления скважин в интервалах многолетнемерзлых пород. Нарушение целостности цементного камня при этом вызвано возникновением в микроструктуре деформационных напряжений, обусловленных фазовыми превращениями жидкости затворения, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом.

С целью детального изучения возникающих деформационных напряжений в структуре цементного камня проведена серия тензометрических испытаний образцов в климатической камере под воздействием циклических знакопеременных температур.

Тампонажный материал на основе ПЦТ-I-50 приготовлен в соответствии с требованиями нормативной документации (ГОСТ 1581-2019, API 10A). Регистрация велась одновременно следующих параметров: температура в климатической камере и в исследуемом образце, а также значения нагрузки на рабочую пластину тензометрического датчика.

На раннем этапе исследований получены тензограммы при альтернативной конфигурации размещения тензометрического датчика (рисунки 3.3-3.4).

Абсолютная калибровка тензометрического датчика не выполнялась, ось ординат приводится в условных единицах и используется для качественной интерпретации формы тензограмм и выделения характерных зон. Результаты последующих серий экспериментов представлены с учетом калибровочных коэффициентов.

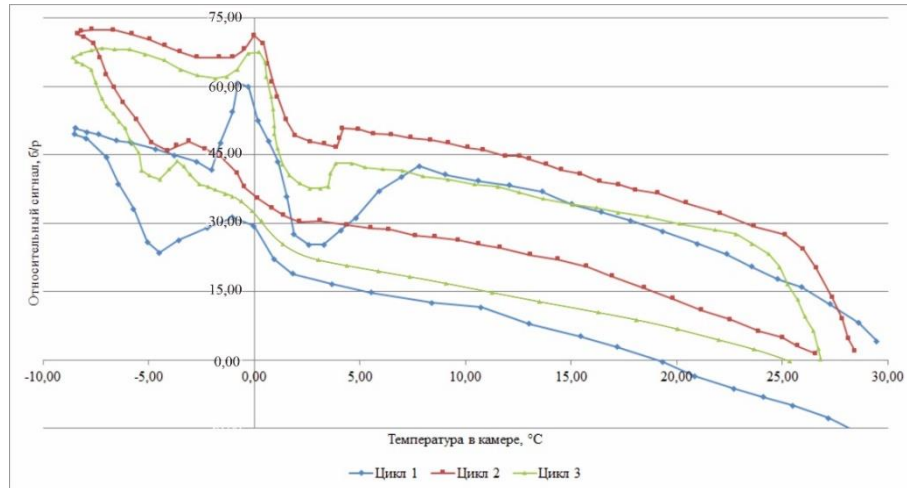


Рисунок 3.3 – Тензограммы трех последовательных циклов для некалиброванного датчика

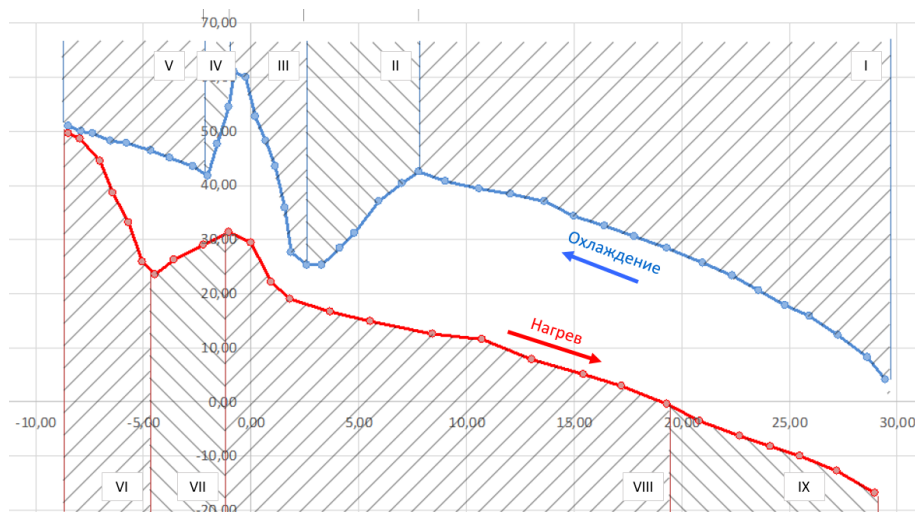


Рисунок 3.4 – Тензограмма первого цикла для некалиброванного датчика

Общая динамика каждого цикла может быть представлена в виде последовательных стадий [110]:

1. Стабилизация сигнала (I): выравнивание температурного режима измерительного узла; механическая релаксация датчика линейна.
2. Усадка цементного камня (эффект коагуляции) (II): перераспределение свободной воды, не вступившей в полную гидратацию с

клинкерным материалом, с учетом изменения ее плотности и оседания. Продолжение гидратации клинкера со свободной водой вследствие чего происходит естественная усадка цементного камня.

3. Переходная зона, начало кристаллизации (III): образование кристаллов несвязного льда в капиллярах, рост внутреннего давления; резкий перегиб кривой тензограммы.

4. Снижение напряжений в цементном камне в связи с перераспределением нагрузки и перехода ее части в необратимые деформации (IV).

5. Баланс (V): включение мелких капилляров; в 1 цикле отсутствуют существенные изменения цементной матрицы, в связи с чем скачки более выраженные. После 1 цикла имеются накопленные деформации. В результате часть остаточной жидкости затворения может перераспределяться в появившиеся трещины или пустоты. После чего происходит «разгрузка» трещинами, обуславливающая снижение давления, либо его рост из-за локализации жидкости в капиллярных порах.

6. Микроразрушение и разгрузка (VI): снижение давления за счет образования микроразрушений камня. В связи с недостаточно высокими упруго-прочностными характеристиками структуры цементного камня происходит нарушение целостности матрицы (наблюдается после 1 цикла), в результате неспособности порового каркаса сопротивляться внутреннему напряжению создаваемого кристаллами льда.

7. Частичное оттаивание в крупных порах (VII): неравномерное перераспределение внутривпоровой жидкости в результате нарушения целостности структуры цементного камня; в более мелких порах агрегатное состояние жидкости находится еще в твердом состоянии, тем самым возможны локальные напряжения.

8. Оттаивание (VIII): фазовый переход «твердое-жидкое», сокращение петли гистерезиса во 2-3 циклах. На первых двух циклах скачок давления, более выраженный в связи с относительно «цельной» структурой. На последующих

циклах наблюдается появление деформаций, в результате чего остаточная внутрипоровая жидкость перераспределяется по микротрещинам нарушенной структуры цементного камня, поэтому наблюдается менее выявленный скачок давления.

9. Релаксация (IX): дальнейшее увеличение положительной температуры в климатической камере приводит к полному оттаиванию внутрипоровой жидкости в структуре цементного камня и стабилизации давления на пластину тензометрического датчика до окончания цикла.

Смещение кривой относительно «нуля» от цикла к циклу связано с накоплением повреждений (микротрещин) в результате происходят необратимые изменения в структуре испытуемого образца.

Важной особенностью подобной методики проведения эксперимента является фиксация значений давления на пластинах тензометрических датчиков, которые характеризуют лишь общие закономерности в поведении цементного камня при его многократном замораживании и оттаивании. Сложность количественного отображения возникающих нагрузок в теле испытуемого образца, таким образом, заключается в пространственной ориентировке и взаимном расположении пор, что обуславливает неравномерное распределение нагрузок при их различном векторе (Рисунок 3.5).

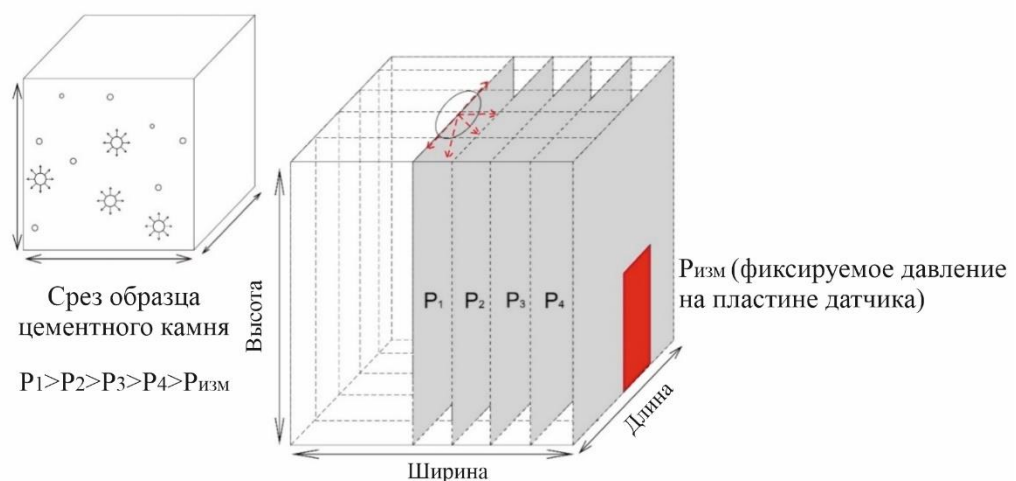


Рисунок 3.5 – Упрощенная схема возникновения и записи давления на тело пластины тензометрического датчика

При повторном (контрольном) проведении эксперимента с целью контроля его качества и исключения ошибок, установлено, что поведение кривой, описывающей зависимость $P(T, ^\circ\text{C})$, отображает общие закономерности с сохранением ее геометрии, не смотря на уникальность результатов каждой итерации эксперимента. Наблюдается общая закономерность к повышению возникающих деформационных напряжений во внутрипоровом пространстве цементного камня при снижении его температуры до температуры кристаллизации жидкости затворения, при дальнейшем охлаждении испытуемых образцов наблюдается снижение напряжения за счет его перераспределения между пораи при разрушении структуры матрицы цемента.

На рисунках 3.6 и 3.7 представлены результаты изменения температуры цементного камня от температуры в климатической камере. Сопоставление температурных профилей камеры и образца выявляет устойчивое запаздывание $T_{\text{цемента}}(t, \text{сек})$ относительно $T_{\text{камеры}}(t, \text{сек})$.

Термограммы образцов цементного камня (по отношению к температуре климатической камеры) фиксируют тепловые маркеры фазовых переходов внутрипоровой жидкости, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом. В области отрицательных температур регистрируются локальные амплитудные скачки, соответствующие кристаллизации поровой воды, сопровождающейся выделением тепла (экзотермическая реакция). При приближении к зоне положительных температур наблюдаются кратковременные области изотермической стабилизации, отражающие плавление льда с поглощением энергии для разрушения кристаллической его решетки (эндотермическая реакция).

Наблюдается снижение разницы между показателями температур цементного камня и климатической камеры, свидетельствующее об окончании процесса гидратации (сокращение количества энергии при экзотермической реакции).

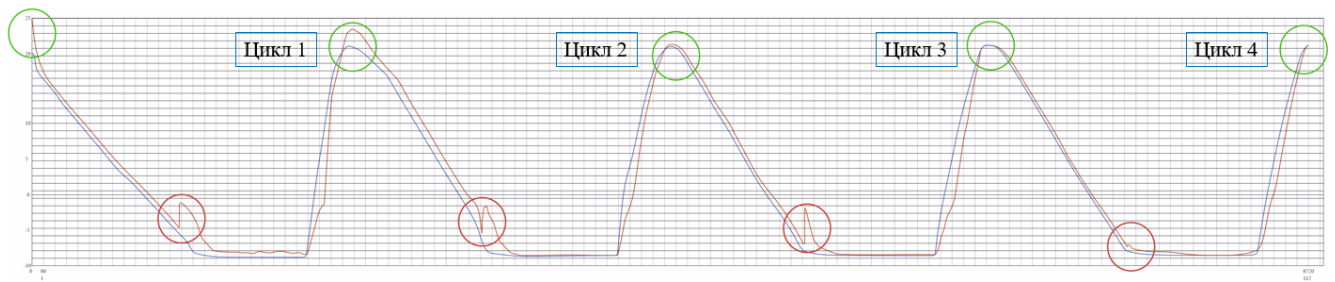


Рисунок 3.6 – Термограмма изменения температуры цементного камня относительно температуры внутри климатической камеры

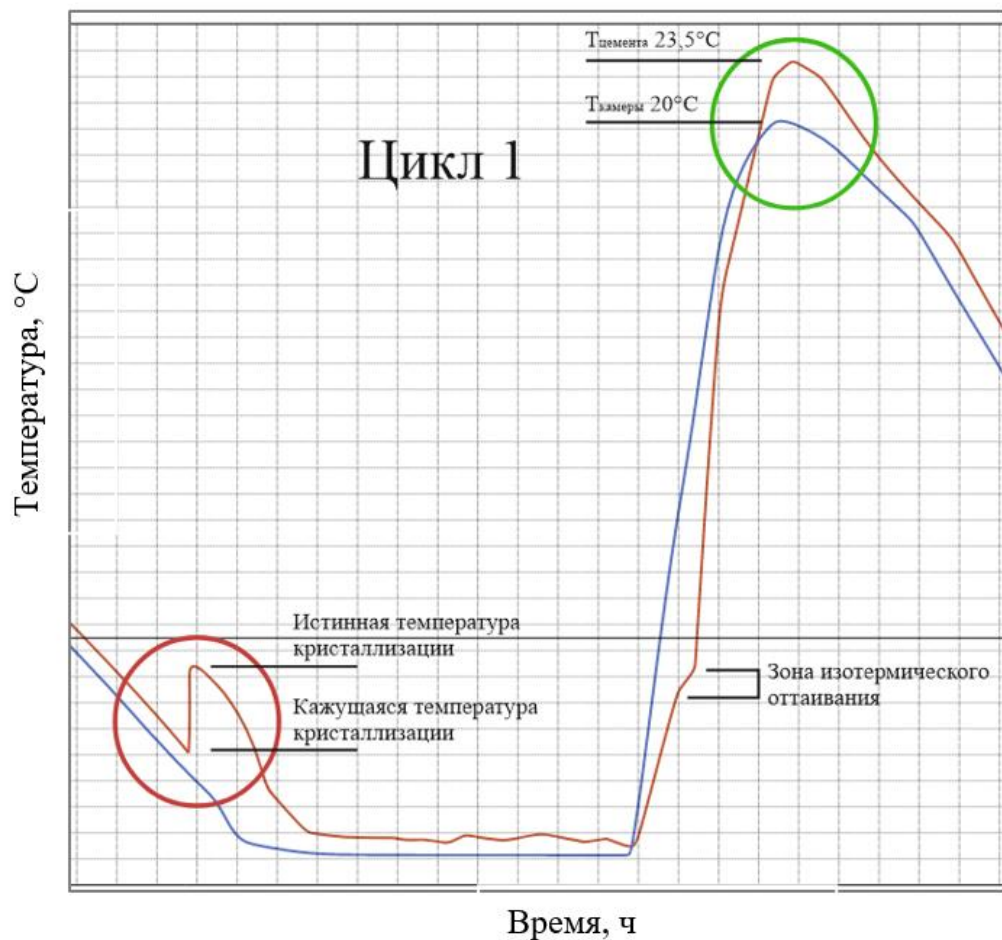


Рисунок 3.7 – Фрагмент рисунка 3.6 цикла 1: синяя кривая – температурный профиль камеры; красная кривая – температура цементного камня; зеленым маркером выделены максимумы в начале каждого цикла; красным маркером выделены участки, соответствующие кристаллизации внутрипоровой жидкости

Для суммирования условий каждого цикла и фиксации момента фазового перехода в таблице 3.2 приведены результаты изменения температуры образца относительно камеры.

Таблица 3.2 –Изменение разницы температур камеры и образца во времени

Положение датчика	Начальные значения температуры, °C	Номер цикла/время, ч/ температура кристаллизации, °C			
		1/28/-1,1	2/56/-1,7	3/84/-2,1	4/112/-7,2
Камера	20	20	20	20	20
Цемент	25	23,5	21,5	20,1	20

С целью сопоставления результатов термограммы, определена температура кристаллизации фильтрата. Определение водоотдачи цементного раствора осуществлено с помощью фильтр-пресса Fann. Определение фазового перехода полученного фильтрата (истинной температуры кристаллизации) выполнено с помощью прибора Баумана-Фрома по методике, описанной в ГОСТ 18995.5-2022 (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Результаты исследования фильтрата цементного раствора

Состав смеси	В/Ц	t, °C	ρ , кг/м ³	Фильтрация			
				Время, мин	Объем, мл	Пересчет по API	Температура кристаллизации и фильтрата, °C
ПЦТ-I-50	0,5	25	1850	0,32	42	817,04	-1,1

Установлено, что температура в момент возникновения максимальных напряжений в пределах каждого отдельного совпадает с температурой кристаллизации фильтрата. Таким образом, полученные значения механического напряжения, измеренные калиброванными тензометрическими датчиками, соответствуют внутренним напряжениям в цементном камне, вызванным изменением агрегатного состояния «жидкость-твердое тело» остаточной жидкости затворения в поровом пространстве в результате воздействия знакопеременных температур.

К основным механизмам возникновения напряжений, приводящих к изменениям объема образца в условиях возникновения знакопеременных температур, можно отнести замораживание остаточной воды в сформированном внутрипоровом пространстве. Не вступившая в реакцию гидратации с клинкерным материалом жидкость затворения при охлаждении увеличивается в

объеме, что приводит к образованию напряжений в поровом пространстве цементного камня. Напряжения направлены на расширение пор в цементном камне, создавая тем самым внутреннее давление, влияющее на целостность структуры цементной матрицы (возникновение микротрещин, трещин и их последующее слияние, приводящее к разрушению структуры цементного камня).

Полученные данные отображают ключевые механизмы формирования микротрещин и служат основой для разработки специализированных тампонажных материалов, адаптированных к условиям ММП.

Таким образом, возникновение деформационных изменений при замораживании и оттаивании образцов, возможно, описать следующей принципиальной моделью формирования микроструктуры цементного камня в условиях воздействия циклических знакопеременных температур (Рисунок 3.8).

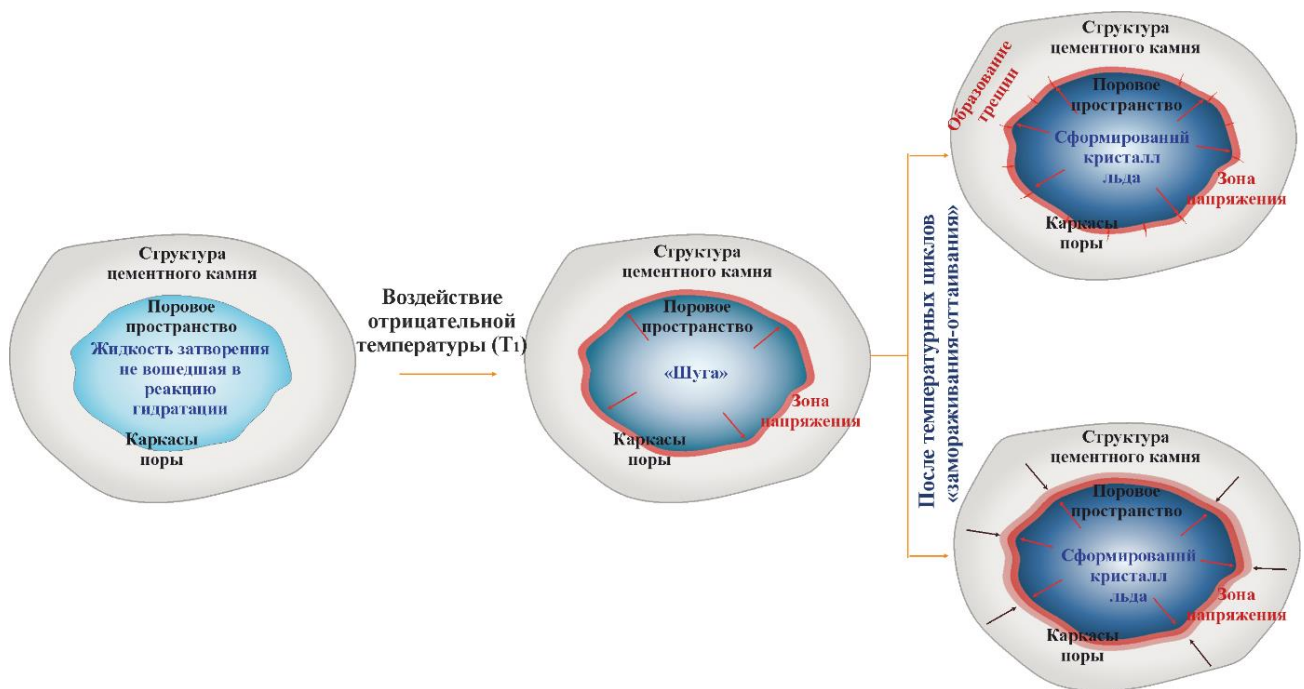


Рисунок 3.8 – Изменение агрегатного состояния остаточной жидкости затворения в поровом пространстве [110]

Необходимыми условиями сохранения структуры цементного камня в условиях возникновения знакопеременных температур являются:

1. Увеличение скорости схватывания и гидратации цементного раствора путем добавления в состав компонентов для ускорения набора ранней прочности (гипс, ускорители и антифризы);

2. Увеличение упруго-прочностных характеристик формирующегося цементного камня для снижения влияния от возникающих внутриводных напряжений (смолы, пластификаторы, резина и т.д.);

3. Увеличение скорости коагуляции и гелеобразования тампонажной смеси путем применения регуляторов водоотдачи при приготовлении смеси (полимеры, гипс и т.д.).

В исследованиях [99, 103, 107] широко освещен вопрос применения добавочных компонентов тампонажной смеси в соответствии с предложенным перечнем необходимых условий сохранения свойств цементного камня.

С целью детального изучения влияния количества не связанной жидкости в структуре цементного камня принято решение о проведении серии тензометрических испытаний образцов с добавлением компонентов, повышающих водоудерживающую способность. Для увеличения водоудерживающей способности раствора в практике используют различные полимеры, которые хорошо себя зарекомендовали при взаимодействии с клинкерным материалом [100, 113, 118].

Проведена серия экспериментов по оценке влияния синтетического полимера на основе полиакриламида (ПАА) на процесс гидратации тампонажной системы. Выбор полиакриламидной добавки обусловлен наличием амидной группы ($-\text{CONH}_2$) в составе компонента, способствующей предотвращению выделения воды и агрегации цементных частиц при адсорбции на их поверхности. Таким образом, ПАА снижает количество свободной жидкой фазы, доступной для замерзания, в составе тампонажной смеси, что уменьшает объемное расширение и, как следствие, разрушение структуры.

Добавка ПАА (концентрация действующего вещества – 85–95% сополимера акриламида и 2-акриламид-2-метилпропансульфоновой кислоты) ввелась в состав тампонажной смеси для изучения её влияния на структурно-механические характеристики цементного камня в условиях циклических температурных воздействий. Добавление ПАА производится в жидкость затворения, после чего осуществляется перемешивание с помощью миксера с верхним приводом до

полного раскрытия полимера. В полученную суспензию вводится сухая смесь тампонажного цемента [110].

Водоотдача испытуемого образца при добавлении ПАА закономерно снизилась. Применение в качестве добавки полимера на основе ПАА снижает объем фильтрата тампонажного раствора на 54,76 % по сравнению с результатами бездобавочного состава. Снижение количества фильтрата (38 мл за 30 мин) достигается за счет изменения концентрации ПАА, модифицирующего физико-химические свойства жидкости затворения (Таблица 3.4) [110].

Таблица 3.4 – Результаты исследования фильтрата цементного раствора

Состав смеси		В/Ц	t, °C	ρ , кг/м ³	Фильтрация			
Тип цемента	Концентрация ПАА, %				Время, мин	Объем, мл	По API	T _{крист} фильтрата, °C
ПЦТ-I-50	0,3	0,5	24,2	1822	30	40	80	-1,3
ПЦТ-I-50	0,6	0,5	23,5	1790	30	19	38	-1,7

Это снижает её поверхностное натяжение, способствуя более равномерному распределению клинкерных материалов.

Температура кристаллизации фильтрата с добавлением ПАА понизилась до -1,7°C. Таким образом, при добавлении ПАА происходит изменение температуры кристаллизации внутрипоровой жидкости, тем самым «отодвигается» момент начала образования кристаллов льда.

Проведена серия дополнительных тензометрических испытаний образцов цементного камня без добавочных компонентов в составе тампонажной смеси и с применением ПАА. Тензометрические датчики при этом помещались непосредственно в образец тампонажной смеси в период ее схватывания.

Полученные в ходе проведения эксперимента данные с установившимися циклами возникновения знакопеременных температур представлены на рисунках 3.9 и 3.10.

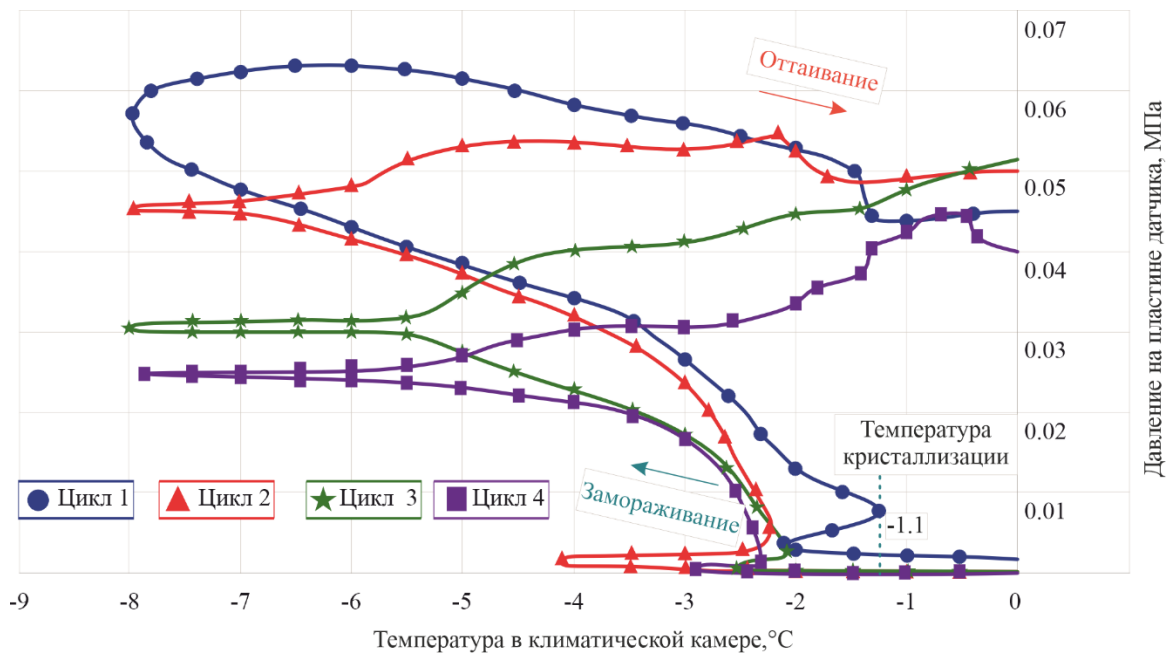


Рисунок 3.9 – График напряжения на пластине тензодатчика от температуры образца бездобавочного цементного камня в 4 циклах [110]

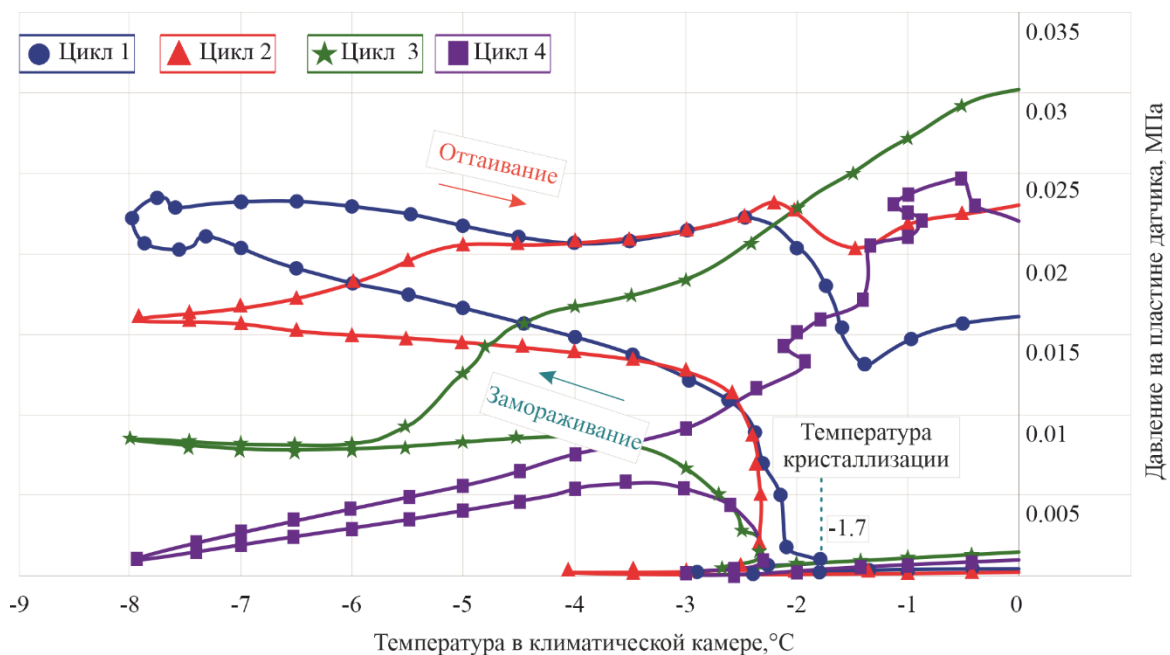


Рисунок 3.10 – График напряжения на пластине тензодатчика от температуры образца модифицированного цементного камня в 4 циклах [110]

При сопоставлении результатов тензометрических испытаний образцов, установлено, что добавление ПАА значительно снижает возникающие напряжения в цементном камне. Важно отметить, что снижение возникающих напряжений в структуре цементного камня при уменьшении водоотдачи

испытываемых образцов с добавлением ПАА, приводит к замедлению реакции гидратации, что может повлечь за собой чрезмерное ее замедление и относительное снижение прочности цементного камня с избыточным количеством полимера при тех же сроках твердения.

На графиках также отмечаются точки увеличения температуры цементного камня в момент перед ростом напряжения. Подобное поведение кривых на графике характеризует достижение значений температуры кристаллизации внутриспоровой жидкости, сопровождающееся экзотермической реакцией, что подтверждает связь роста напряжений с ее фазовыми переходами.

Наблюдается закономерное снижение возникающих напряжений с увеличением количества температурных циклов, что обуславливается уменьшением количества «свободной» жидкой фазы в системе и набором прочности цементного камня со временем. Уменьшение ее количества подтверждается также при оценке пика экзотермической реакции, сопровождающей фазовые переходы: уменьшение объема не связанной жидкости, влечет за собой меньшее количество выделяемой тепловой энергии.

Также, опираясь на полученные результаты, выполнена оценка приращения функции напряжения к приращению температуры. Данная операция позволила полуколичественно определить скорость фазового перехода жидкости затворения, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом. Наблюдается падение скорости и продолжительности процесса фазового перехода, что также обуславливается сокращением объема «свободной» жидкой фазы во внутриспоровом пространстве испытываемых образцов. При этом в образце цементного камня с добавочным компонентом на основе ПАА скорость фазового перехода скачкообразная, процесс менее продолжителен, что отображается в выполаживании графика и выходе значений напряжений на «полку».

С целью подтверждения интерпретации полученных результатов тензометрических испытаний проведена рентгеновская микротомография (рисунок 3.12) и сканирующая электронная микроскопия структуры образцов цементного камня (рисунок 3.11), испытанных в климатической камере.

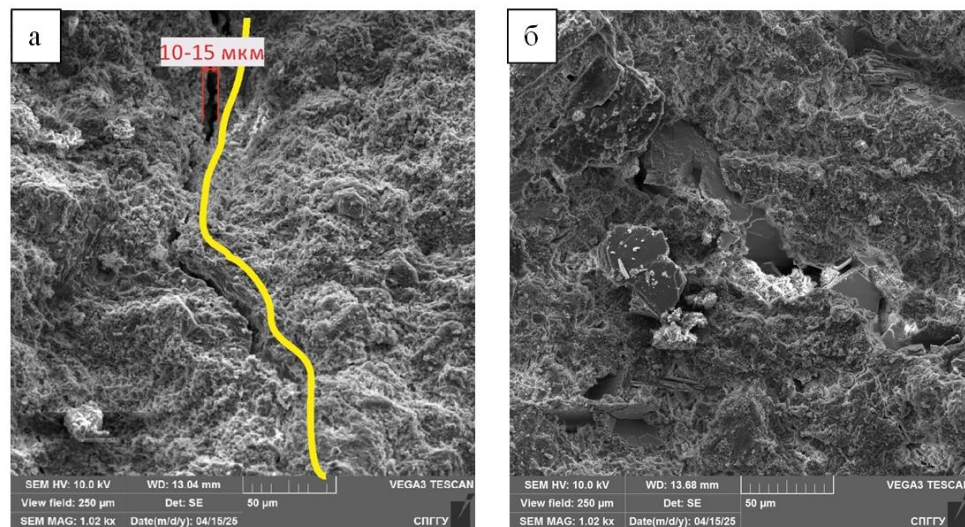


Рисунок 3.11 – Результаты сканирующей электронной микроскопии структуры образцов цементного камня: а – образец без добавления; б – образец с добавлением ПАА

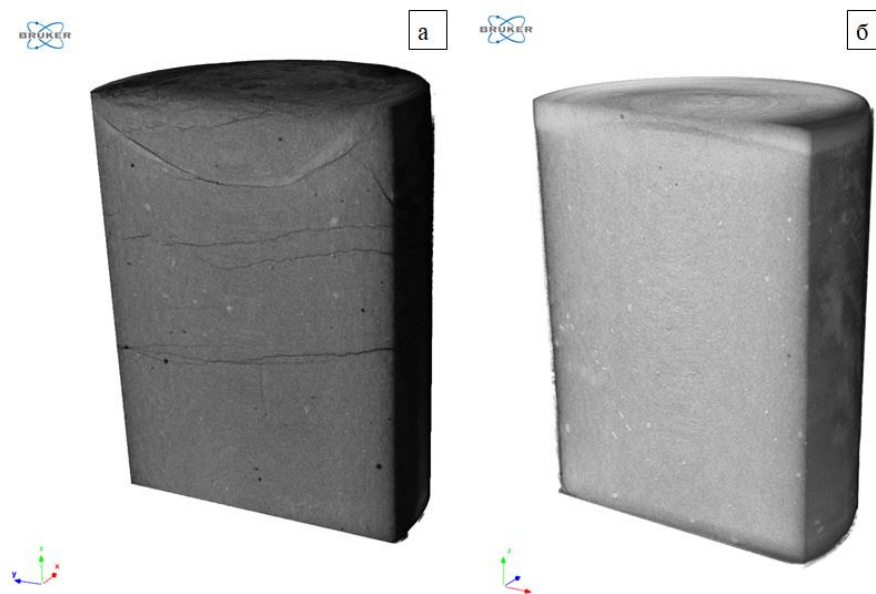


Рисунок 3.12 – Результаты рентгеновской микротомографии: а – образец без добавления; б – образец с добавлением ПАА

Результаты микротомографии позволяют качественно и количественно оценить изменение структуры цементного камня при воздействии циклических знакопеременных температур. Так, образец с добавочным компонентом на основе ПАА характеризуется меньшей трещиноватостью и, как следствие, большей сохранностью структуры.

Для аппроксимации экспериментальных зависимостей $\sigma=f(T)$ (σ , МПа; T , °C) подобраны нелинейные формы уравнений парной регрессии по наиболее высокому коэффициенту R^2 . При выборе использованы формы уравнений из источников [63, 94]. Расчет коэффициентов регрессии выполняется с использованием метода наименьших квадратов (МНК) [29]. Построены модели отдельно для участков охлаждения и нагрева в первых двух циклах – для бездобавочного и модифицированного составов. Полученные математические модели и R^2 представлены на рисунках 3.13 и 3.14. Условные обозначения к рисункам: синим – экспериментальные данные базового состава; оранжевым – аппроксимация регрессионным уравнением; серым – экспериментальные данные модифицированного состава; жёлтым – аппроксимация регрессионным уравнением. Ветви «охлаждение» и «нагрев» аппроксимированы отдельно.

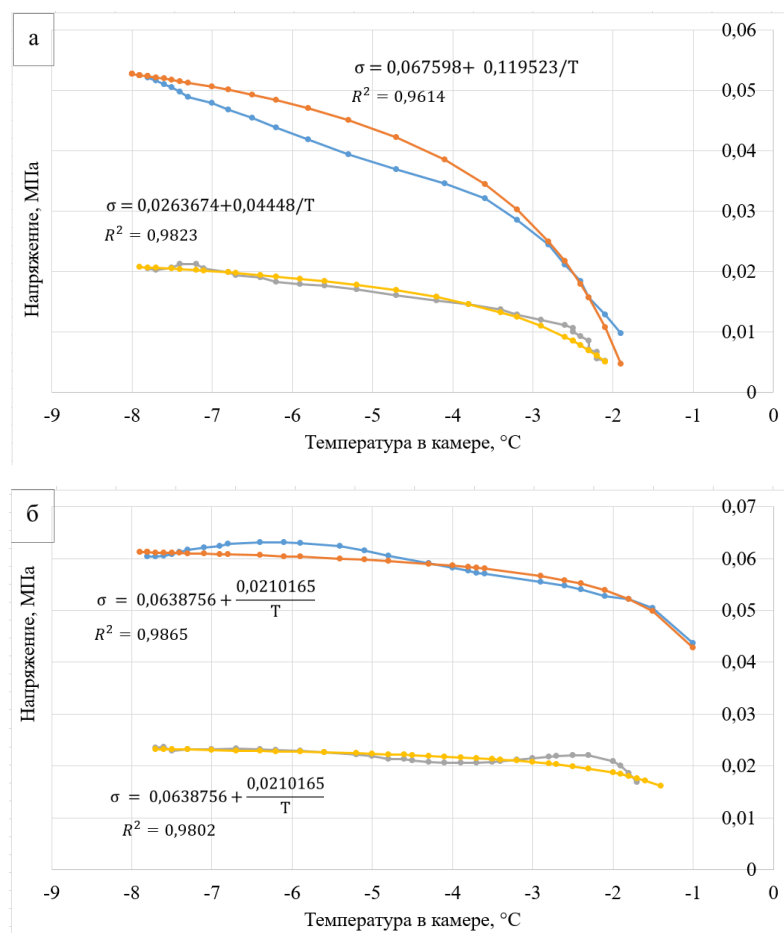


Рисунок 3.13 – Результаты изменения механических напряжений от температуры для 1 цикла: а – замораживание; б – оттаивание

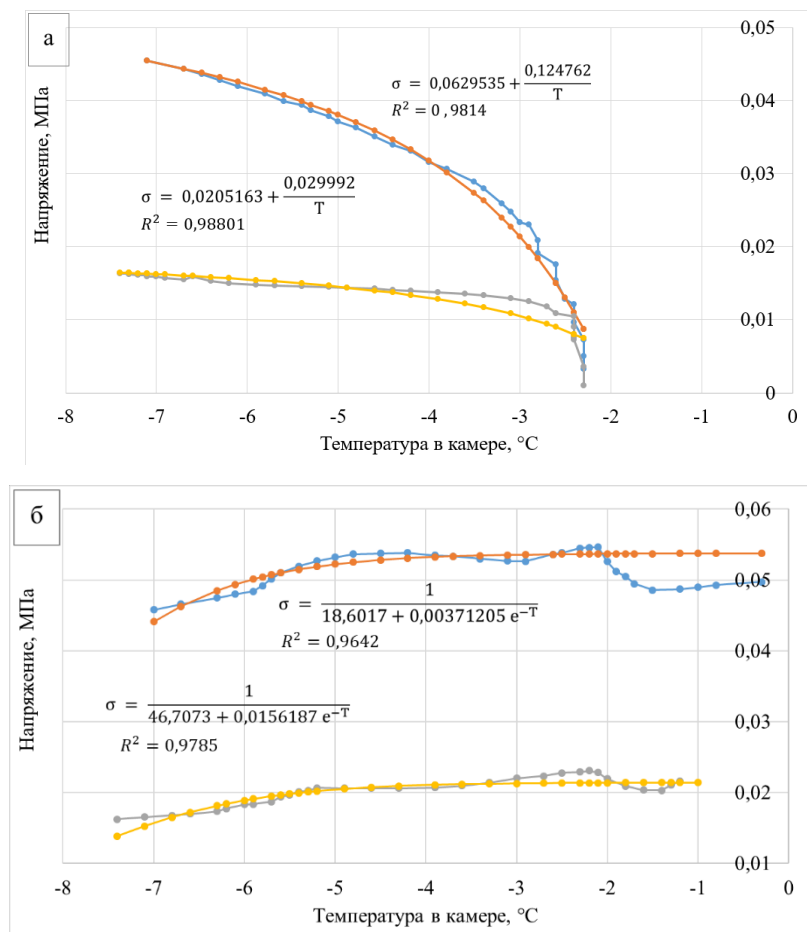


Рисунок 3.14 – Результаты изменения механических напряжений от температуры для 2 цикла: а – замораживание; б – оттаивание

Совокупность признаков на зависимостях $\sigma=(T)$ – увеличение площади петли гистерезиса, появление остаточного напряжения при одинаковой температуре после завершения цикла, снижение возникающих напряжений и дополнительные изломы кривых в окрестности фазового перехода – свидетельствует о косвенных проявлениях локального нарушения структуры цементного камня под действием внутренних деформаций.

Таким образом, добавление ПАА в качестве добавочного компонента цементной смеси, используемой при цементировании верхних интервалов скважин, характеризующихся развитием ММП, не исключает развития деформационных напряжений в цементном камне, однако уменьшает риск образования микротрещин при циклических температурных знакопеременных воздействиях, что в свою очередь способствует сохранению жизненного цикла матрицы цементного камня.

Тензометрические испытания образцов позволили установить главные закономерности в процессе гидратации тампонажной смеси в условиях воздействия циклических знакопеременных температур. Качественная оценка, полученная в результате проведенной серии лабораторных экспериментов, обуславливает необходимость более детального изучения влияния циклических знакопеременных температур на цементный камень с целью количественной оценки изменений микроструктуры испытываемых образцов.

3.3 Физико-механические свойства цементного камня при воздействии циклических знакопеременных температур

Как видно из материалов раздела 3.3, введение в состав тампонажной смеси ПАА показало его положительное влияние на напряженно-деформированное состояние цементного камня, что должно отображаться на результатах определения физико-механических свойств испытываемых образцов [41].

С целью детального изучения микроструктуры цементного камня и количественного определения ее изменений в результате воздействия циклических знакопеременных температур проведена серия лабораторных экспериментов, направленных на исследование физико-механических свойств.

К перечню оцениваемых параметров отнесены: прочность цементного камня, коэффициенты пористости и газопроницаемости.

Определение прочности цементного камня на сжатие проводилось при помощи установки гидравлического пресса Controls-Pilot 3. Результаты испытаний образцов представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты определения прочности образцов цементного камня

Образец	Условия гидратации	Прочность на сжатие (МПа)						
		28 часов	56 часов	84 часа	112 часов			
ПЦТ-I-50	Нормальные	7,95	16,06	20,15	19,44			
		8,1	16,6	22,95	19,11			
		7,83	15,51	21,18	18,4			
ПЦТ-I-50 + ПАА 0,6%		12,74	14,67	20,08	26,01			
					25,89			
					26,87			
ПЦТ-I-50 + ПАА 0,3%		12,12	20,89	21,25	22,22			
						11,32	20,1	21,35
						11,44	20,24	20,49

Продолжение таблицы 3.5

Образец	Условия гидратации	1 цикл	2 цикл	3 цикл	4 цикл
ПЦТ-I-50	Воздействие знакопеременных температур	0,96	6,25 6,2	9,51 11,12	14,53 12,59
ПЦТ-I-50 + ПАА 0,6%		0,89 1,01	6,01	9,74	12,56 12,78
ПЦТ-I-50 + ПАА 0,3%		0,74	4,71	11,48	11,45

В качестве эталонных образцов для сравнения скорости набора прочности в зависимости от условий гидратации использованы образцы цементного камня, формирующиеся в нормальных условиях без воздействия на них циклических знакопеременных температур. Параллельно с ними испытаны образцы, после воздействия на них циклических знакопеременных температур (рисунки 3.15, 3.16).

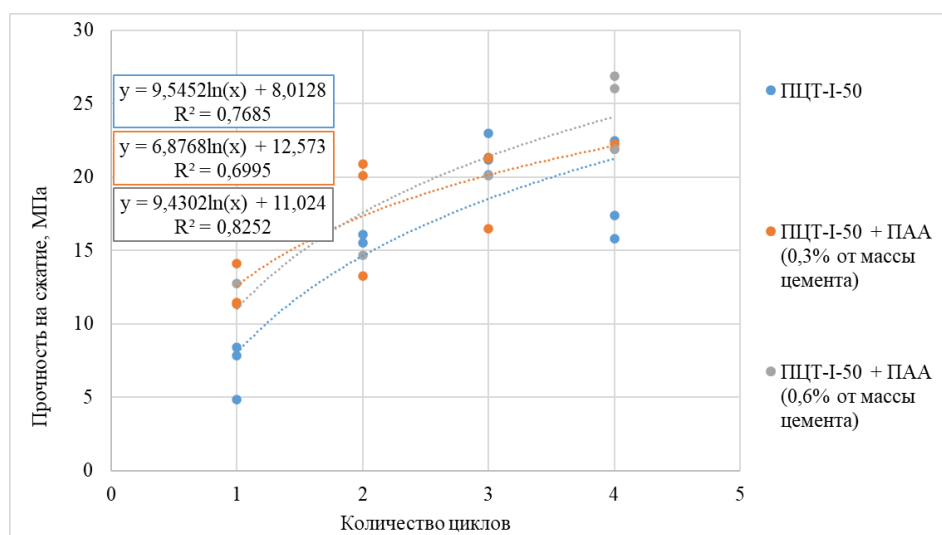


Рисунок 3.15 – График набора прочности цементного камня в нормальных условиях

При гидратации в нормальных условиях отмечается повышение прочности цементного камня с добавлением ПАА в состав тампонажной смеси. Однако при гидратации в условиях циклически возникающих знакопеременных температур наблюдается значительное снижение прочности на сжатие для образцов с добавлением ПАА в композицию раствора относительно образцов из бездобавочной смеси в течение как минимум 5 циклов (140 часов).

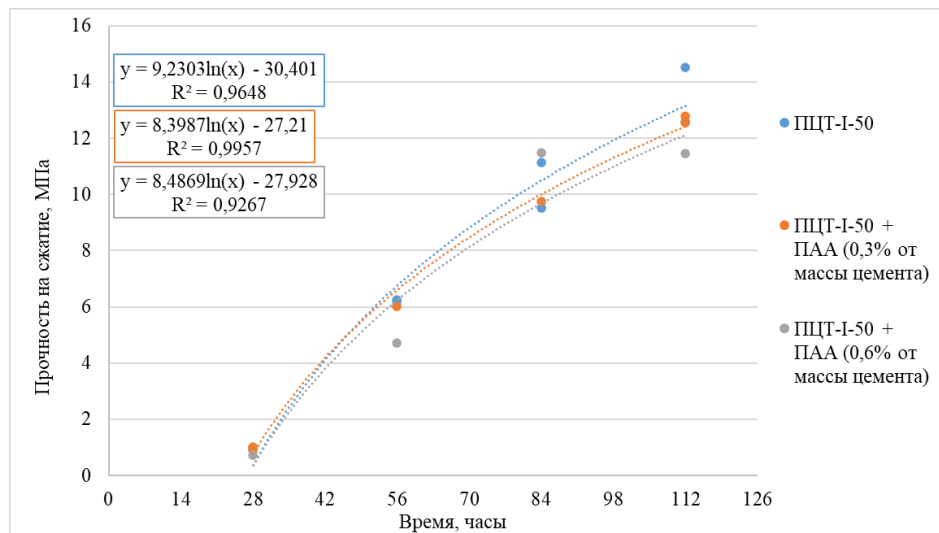


Рисунок 3.16 – График набора прочности цементного камня с протеканием циклов «замораживания-оттаивания»

Выбор логарифмического вида уравнения для описания графика набора прочности цементного камня со временем обусловлен замедлением гидратации и последующим выполаживанием графика с незначительным увеличением прочности во времени (Рисунок 3.17) [79].

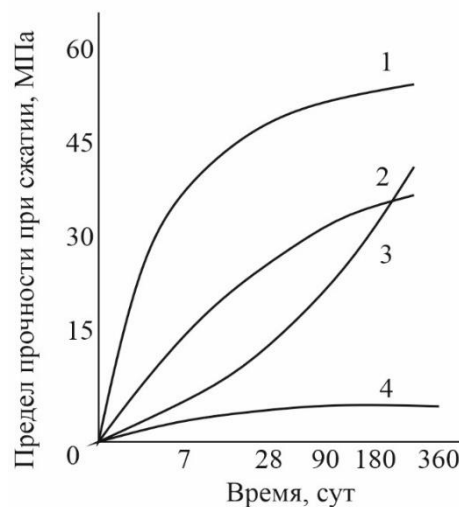


Рисунок 3.17 – Нарастание прочности минералов клинкера портландцемента: 1 - C_3S ; 2 - C_4AF ; 3 - C_2S ; 4 - C_3A [79]

На рисунке 3.18 представлены результаты прочности цементного камня при изгибе, рассчитанные по скорости продольной ультразвуковой волны, в зависимости от номера цикла для бездобавочных и модифицированных составов. Слева показаны образцы, формировавшиеся при циклических знакопеременных температурах, справа – образцы, формировавшиеся в нормальных температурных

условиях; номер цикла соответствует времени выдерживания (28, 56, 84 и 112 часов).

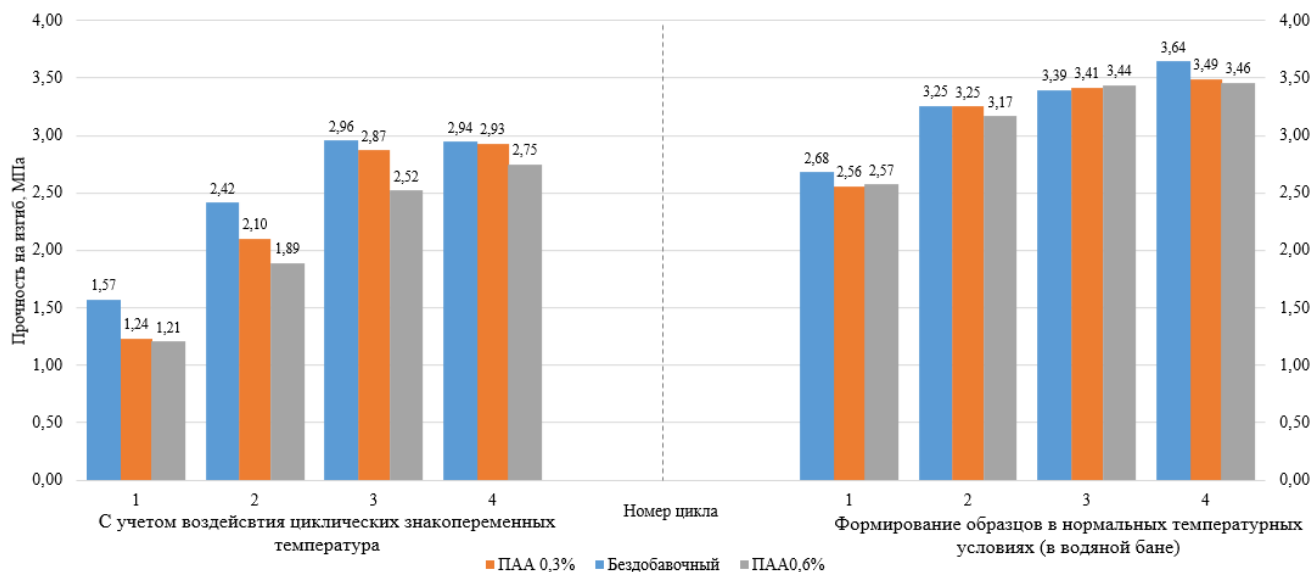


Рисунок 3.18 – Прочность образцов при изгибе

Анализ полученных результатов показал, что при знакопеременных температурах модифицированные ПAA-составы на ранних циклах уступают бездобавочному (79–87 % для 0,3 % и 77–78 % и 0,6 % соответственно), однако к 3–4 циклам значения выравниваются (до 97–100 % и 85–94 % соответственно). В нормальных условиях различия между составами невелики и в большинстве случаев находится в пределах 96–102 % от бездобавочного, что свидетельствует о сближении прочностных оценок при отсутствии знакопеременного температурного воздействия. Следует учитывать, что расчетные значения прочности, полученные по скорости прохождения продольной ультразвуковой волны, нередко оказываются выше результатов механических испытаний из-за динамической природы метода и влияния влажности испытуемого материала, поэтому для абсолютных значений необходима калибровка под конкретный состав и условия измерений [70, 125].

Как показано в разделе 3.3, важной особенностью проведения исследования в условиях циклических знакопеременных температур является фазовый переход жидкости затворения, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом, при понижении температуры ниже значения кристаллизации. Поскольку процесс гидратации описывается взаимодействием жидкости

затворения с клинкерным материалом, цикл «замораживания-оттаивания» образца цементного камня может быть представлен в виде графика, описывающего скорость протекания реакции гидратации от изменения температуры образца цементного камня (Рисунок 3.19).

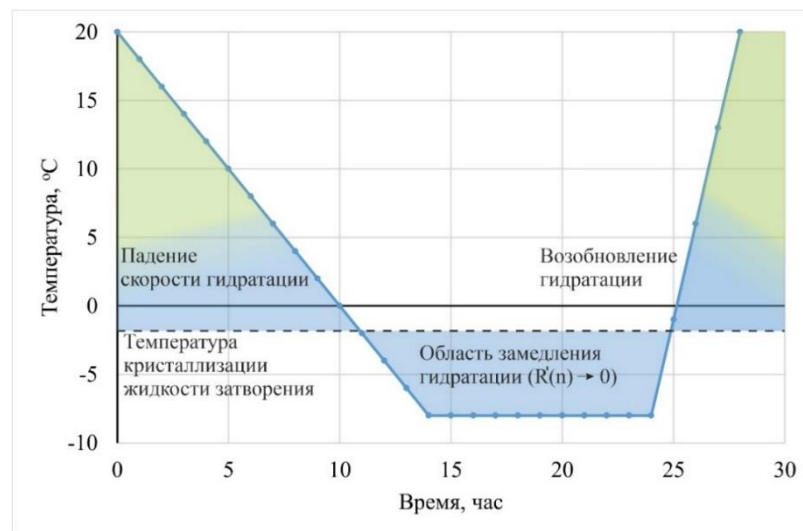


Рисунок 3.19 – График изменения температуры от времени в течении цикла «замораживание–оттаивание»

Важным этапом анализа процесса гидратации является определение влагосодержания испытуемых образцов на каждом цикле замораживания-оттаивания. Сокращение показателя влагосодержания образца тем ниже, чем ближе достижение максимальных значений прочности.

С целью определения влагосодержания на каждом цикле замораживания-оттаивания цилиндрические испытуемые образцы высушивались в эксикаторе (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Результаты определения влагосодержания образцов на каждом цикле замораживания-оттаивания

Состав	Цикл	Плотность раствора, г/см ³	Объем образца, см ³	Масса образца, г	Расчетная масса влаги в образце до температурных воздействий, г	Масса образца после сушки, г	Относительная потеря массы (влаги), %
ПЦТ-I-50	1	1,944	27,316	53,100	16,225	49,126	75,507
	2	1,939	27,819	53,940	16,482	51,739	86,646
	3	1,928	28,136	54,250	16,576	52,925	92,007

Продолжение таблицы 3.6

Состав	Цикл	Плотность раствора, г/см ³	Объем образца, см ³	Масса образца, г	Расчетная масса влаги в образце до температурных воздействий, г	Масса образца после сушки, г	Относительная потеря массы (влаги), %
ПЦТ-I-50 (0,3% ПАА)	1	1,857	28,495	52,930	16,139	48,500	72,552
	2	1,913	28,054	53,660	16,362	50,080	78,120
	3	1,944	27,547	53,550	16,328	51,610	88,119
ПЦТ-I-50 (0,6% ПАА)	1	1,859	29,472	54,800	16,675	49,860	70,375
	2	1,839	29,308	53,900	16,401	49,710	74,453
	3	1,939	27,933	54,170	16,483	51,430	83,377
	4	1,854	29,720	55,100	16,766	53,030	87,654

Принято, что после высушивания образцов в эксикаторе влагосодержание в них равно нулю. Разница значений массы образца до и после высушивания в эксикаторе соответствует значению массы жидкости, не вступившей в реакцию гидратации в момент окончания каждого из циклов «замораживания-оттаивания». Эта масса характеризует резерв возможного набора прочности. Значения относительной потери массы (влаги) соответствуют доле жидкости затворения, вступившей в реакцию гидратации в момент завершения цикла «замораживания-оттаивания» (до высушивания образца).

Построение графиков потери влаги позволило определить время ее сокращения до «условного нуля», достижение которого характеризует максимальное замедление набора прочности (достижение теоретического предела прочности) (Рисунок 3.20).

Полученные эмпирические зависимости позволили определить достижение значений влагосодержания до «условного нуля» для образцов состава ПЦТ-I-50, ПЦТ-I-50 + ПАА 0,3%, ПЦТ-I-50 + ПАА 0,6%. Теоретические значения достигаются на 108, 129 и 167 часах соответственно. Таким образом, предельные значения набора прочности образца с добавочным компонентом в виде ПАА достигаются значительно позже из-за снижения скорости гидратации как отрицательными температурами, так и самим добавочным компонентом на основе полимера (Рисунок 3.21).

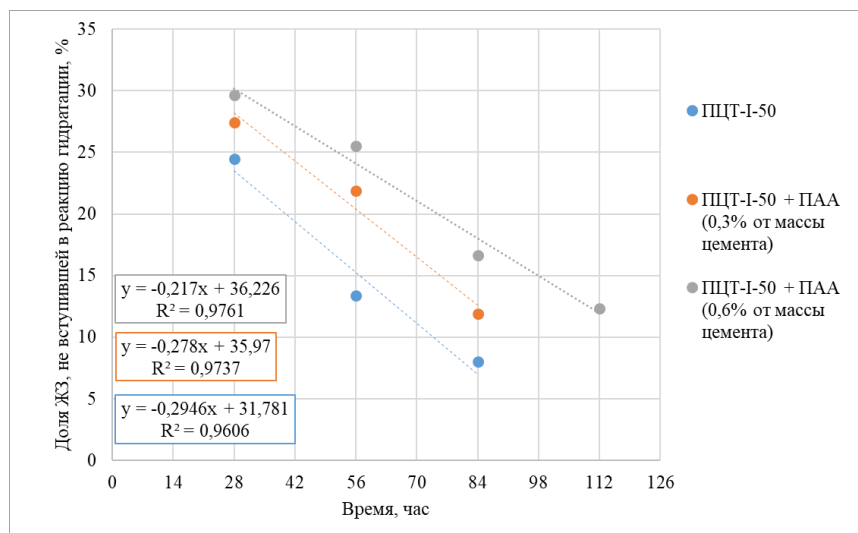


Рисунок 3.20 – График потери влаги образцами в течение циклов замораживания-оттаивания

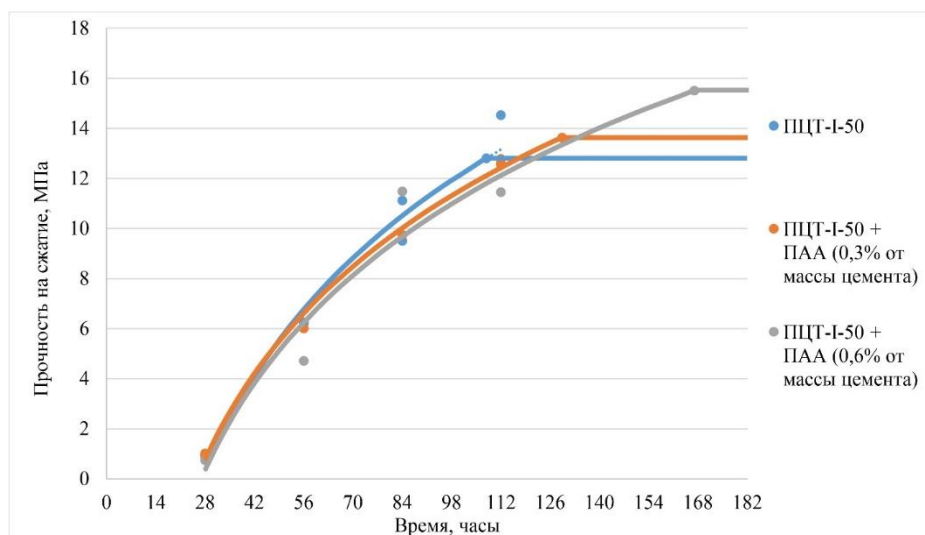


Рисунок 3.21 – График набора теоретического предела прочности

Герметичность затрубного пространства определяется не только прочностными характеристиками, но и упругими свойствами цементного камня [10, 134]. В интервалах залегания многолетнемерзлых пород цементное кольцо находится под действием противоположно направленных тепловых потоков: положительные температуры со стороны скважины и отрицательные – со стороны горного массива. Чередование знакопеременных температур приводит к фазовым переходам агрегатного состояния жидкости в структуре цементного камня, росту внутрипоровых напряжений и развитию микротрещин, что в конечном счете может приводить к нарушению целостности крепи и риску нарушения герметичности заколонного пространства.

Результаты исследования упруго-прочностных свойств цементного камня представлены на рисунке 3.22: (а) – формирующегося при нормальных условиях; (б) – образцов с учетом воздействия знакопеременных температур на рисунке. В свою очередь, исследования по определению скорости прохождения продольной волны через исследуемый образец с применением прибора Пульсар-2.2 позволили рассчитать динамические модули упругости.

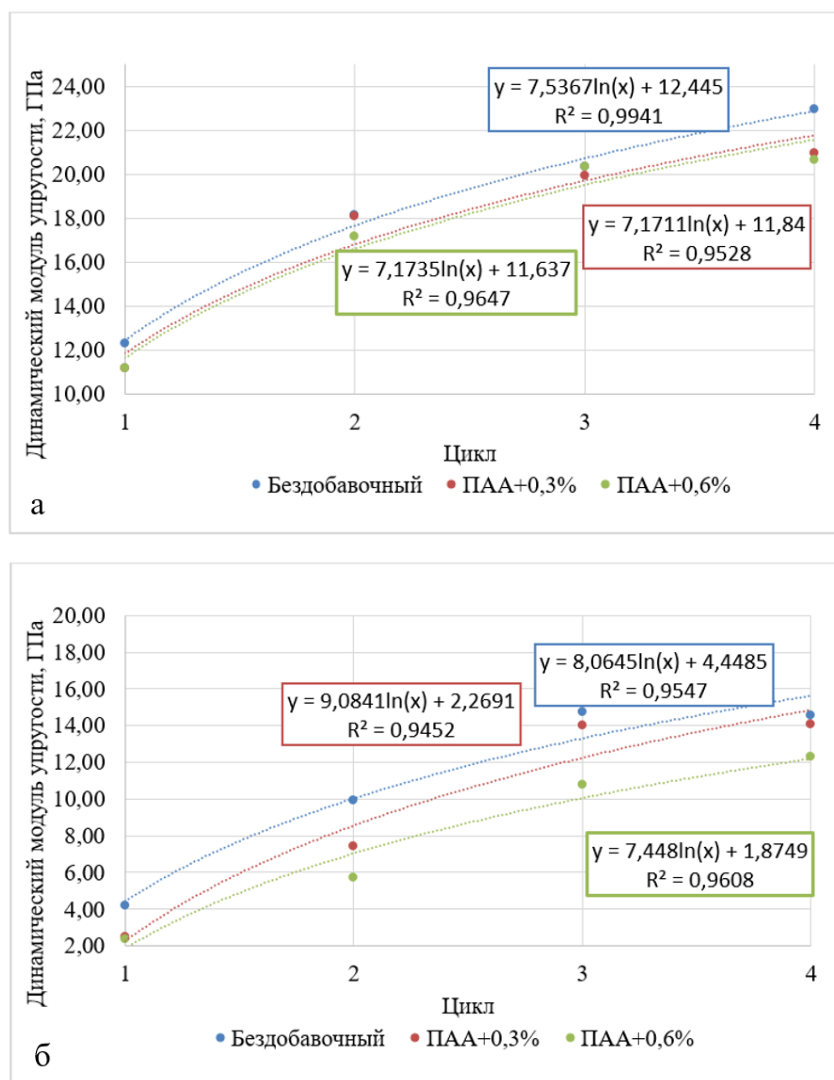


Рисунок 3.22 – Динамический модель упругости цементного камня: а) образцы формирующиеся при нормальных температурных условиях; б) с учетом циклов «замораживания – оттаивания»

Из рисунков 3.22 видно, что динамический модуль упругости цементного камня различается как в зависимости от содержания полимерной добавки, так и от температурных условий формирования образцов, что подтверждает проведенные

теоретические исследования. При нормальных температурных условиях (а) образцы демонстрируют возрастание модуля упругости со временем эквивалентным циклам 1-4 (28, 56, 84 и 112 часов), однако модифицированные составы имеют значения несколько меньшие на ранних стадиях по сравнению с бездобавочным.

В условиях циклических знакопеременных температур прирост модуля Юнга происходит слабее, а его абсолютные значения ниже, чем при твердении образцов в положительных температурах. Это указывает на то, что кристаллизационные и внутренние напряжения частично снижают жесткость матрицы цементного камня за счет микроповреждений и перераспределения поровой жидкости. Модифицированные составы имеют менее выраженные значения модуля упругости в результате удержания воды на ранних стадиях гидратации и адсорбции ПАА на частицах клинкерного материала, что приводит к сужению капиллярных пор и увеличению доли гелевых пор. В результате капиллярная сеть становится низкопоровой и менее связной, уменьшаются амплитуды локальных деформаций при фазовых переходах поровой жидкости, что ограничивает развитие микротрещиноватости и обеспечивает более стабильный рост динамического модуля упругости.

3.4 Влияние циклических знакопеременных температур на фильтрационные характеристики цементного камня

Немаловажным условием качественного крепления скважин является также сохранение непроницаемости цементного кольца, обуславливающей герметичность затрубного пространства и исключаяющей риск возникновения межколонных перетоков. С целью оценки фильтрационных характеристик образцов цементного камня выполнена серия лабораторных исследований с применением установки ПИК-ПП [8, 10, 35, 110].

На рисунке 3.23 представлены результаты исследований проницаемости образцов цементного камня. Сопоставляются две параллельные серии экспериментов: (а) образцы, формирующиеся при нормальных условиях (+20°C), и (б) образцы, твердеющие в климатической камере под воздействием

циклических знакопеременных температур, режим которых описан в разделе 2. Длительность выдерживания образцов формирующихся в климатической камере эквивалента по времени порядку цикла в климатической камере (28, 56, 84 и 112 часов соответственно).

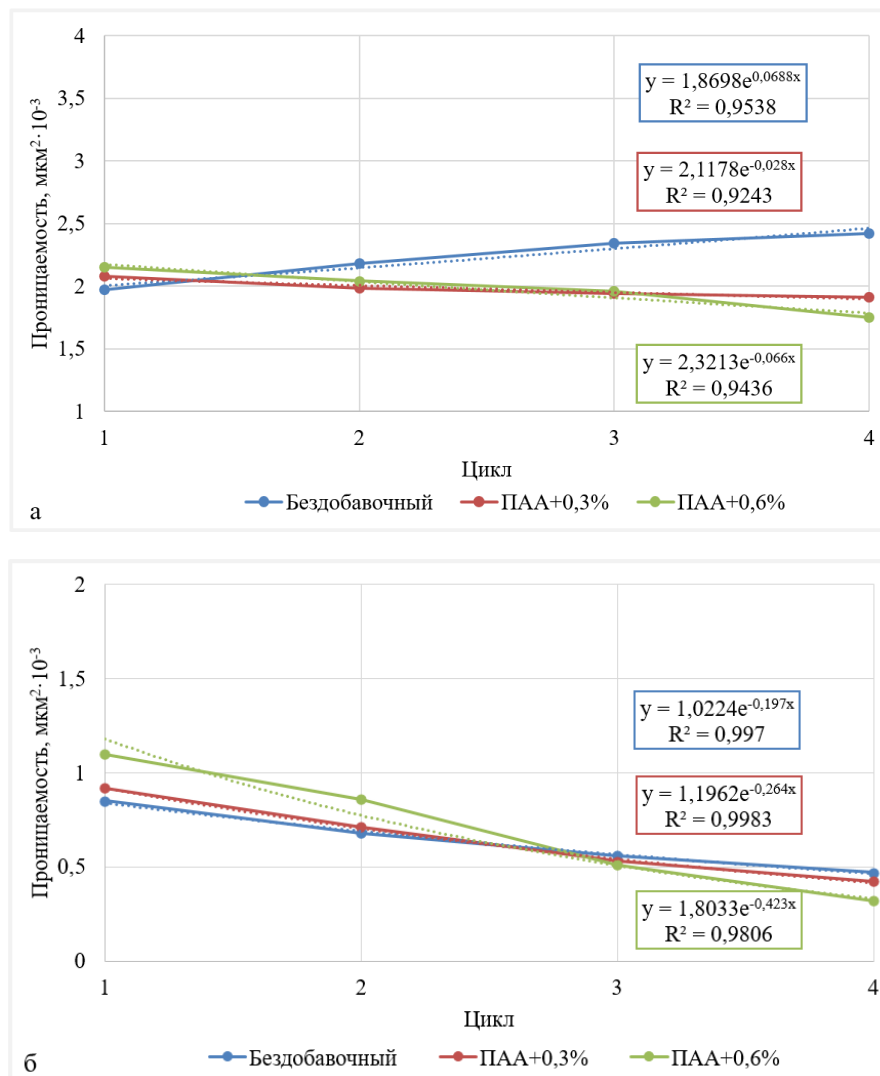


Рисунок 3.23 – Проницаемость образцов цементного камня: а) с учетом циклов «замораживания – оттаивания»; б) при формировании в нормальных температурных условиях

Образцы цементного камня, формирующиеся в нормальных условиях (б) имеют схожую тенденцию к монотонному снижению проницаемости: для бездобавочного состава происходит изменение проницаемости с 0,85 до 0,47 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ к 4 циклу (112 часов); введение ПАА снижает проводимость порового пространства – для 0,3% ПАА газовая проницаемость снижается с 0,92 до 0,42 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, а для 0,6% – с 1,1 до 0,32 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Такая динамика связана с

заполнением капилляров продуктами гидратации C–S–H, что приводит к снижению пористости и газопроницаемости испытуемых образцов.

В условиях циклических знакопеременных температур (а) наблюдается отличная динамика процесса. Для бездобавочного состава установлено увеличение значений газопроницаемости от $1,97 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (после 1 цикла) до $2,42 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (после 4 цикла), что указывает на накопление повреждений от кристаллизации внутрипоровой жидкости и образованию микротрещиноватости. В свою очередь модификация полимером снижает этот эффект: при 0,3% ПАА от 1 до 4 цикла происходит незначительное изменение значений проницаемости, которые находятся в диапазоне от 2,08 до $1,91 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, а при 0,6% ПАА снижается от 2,15 до $1,75 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ к 4 циклу.

Таким образом, анализ результатов исследований показал, что воздействие циклических знакопеременных температур приводит к повышению газовой проницаемости цементного камня относительно образцов, формирующихся при нормальных температурах в тех же временных интервалах. Для бездобавочного состава увеличение значений составляет от 30 до 50% относительно результатов образцов не подверженных знакопеременным температурным воздействиям. Введение полимера на основе ПАА в тампонажную систему снижает влияние циклов «замораживания–оттаивания» на структуру цементного камня. Сокращение доли свободно замерзающей внутрипоровой воды снижает кристаллизационное давление формирующегося льда при отрицательных температурах, ограничивая развитие микротрещиноватости и стабилизируя низкие значения проницаемости. При введении ПАА в концентрации 0,3% от массы цемента рост проницаемости ограничивается в пределах от 20 до 30%. Введение ПАА в концентрации 0,6% приводит к еще большему снижению проводимости поровой сети.

3.5 Выводы по главе 3

В результате проведения вычислительного эксперимента предложена математическая модель, описывающая изменения температурного профиля скважины. Определен диапазон изменений температуры во времени,

возникающих вследствие проведения технологических операций в ходе строительства и действия холодного температурного фронта от окружающего горного массива, влекущего эффект обратного промерзания. Полученные результаты являются основой для проведения лабораторных исследований с использованием климатической камеры с целью адаптации условий к реальным.

Тензометрические исследования позволили установить характер поведения тампонажной системы под воздействием циклических знакопеременных температур с определением стадийности процесса гидратации и выделением общих закономерностей для цементных растворов различного состава.

Установлены механизмы формирования необратимых деформаций цементного камня, связанные с фазовыми переходами жидкости затворения, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом при достижении температурных значений ниже точки ее кристаллизации. Предложена принципиальная схема формирования структуры цементного камня под воздействием знакопеременных температур.

Экспериментально установлено и математически описано деструктивное влияние циклических знакопеременных температур на физико-механические свойства и фильтрационные характеристики цементного камня.

С целью детального изучения влияния знакопеременных температур на цементный камень проведен ряд лабораторных исследований тампонажного раствора с добавочным компонентом в виде полимера на основе ПАА в концентрациях от 0,3 до 0,6 % масс. Снижение водоотдачи тампонажного раствора с применением ПАА, выступающим также в качестве эластомера, приводит к компенсации возникающих напряжений и более плавному протеканию гидратации, но с вероятным увеличением времени набора прочности.

ГЛАВА 4 КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОЙ СИСТЕМЫ

Как видно в материалах раздела 1.1 крепление кондукторов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород сопряжено с рядом осложнений. Качественное крепление скважины определяется совокупностью факторов, в частности обеспечением герметичности затрубного пространства, определяющейся целостностью цементного камня. Формирование цементного камня в осложненных горно-геологических условиях, связанных с воздействием знакопеременных температур, определяет различия в кинетике гидратации тампонажной системы при устойчивых положительных температурах. Поэтому при цементировании скважин в интервалах ММП необходимо учитывать совместное влияние холодного фронта от массива горных пород, тепловое воздействие технологических жидкостей при углублении последующих интервалов, а также тепловыделение при гидратации тампонажного раствора на качество крепления скважины.

Для верификации разработанного комплексного метода исследования свойств тампонажного раствора–камня выполнены сопоставление и согласованная интерпретация совмещенных графиков, что позволило параметризовать модель динамики набора прочности с учетом циклических знакопеременных температурных изменений.

Комплексирование результатов исследования температурных изменений во времени с течением цикла «замораживание–оттаивание» (Рисунок 3.19) и прочности исследуемых образцов на сжатие (Рисунок 3.21) позволило предложить принципиальную модель процесса набора прочности цементного камня при воздействии циклических знакопеременных температур. Наиболее подробно процессы гидратации тампонажного раствора и набора прочности цементного камня в указанных условиях наиболее полно отражены на совмещенных графиках, объединяющих зависимости «прочность–время», «температура–время» и «влажность–время». В результате комплексного анализа предложен график скорости набора прочности, характеризующий

протекание процесса гидратации в условиях циклических знакопеременных температур (Рисунок 4.1-4.3).

Сопоставления временной шкалы с нумерацией температурных циклов представлены в таблице 4.1. Продолжительность одного цикла принята равной 28 часам и включает последовательные стадии, согласно результатам математического моделирования (раздел 3): охлаждение от +20°C до –8°C (14 часов), выдержку при отрицательной (10 часов) и нагрев до положительной температуры (4 часа). В таблице приведены границы начала ($t_{\text{нач}}$), окончания ($t_{\text{кон}}$) каждого цикла и его длительность. Далее в подписях к рисункам используется обозначение «цикл N», тогда по оси абсцисс сохраняется отображение времени в часах.

Таблица 4.1 – Соответствие номера цикла и времени

Цикл N	$t_{\text{нач}}$, ч	$t_{\text{кон}}$, ч	Длительность, ч
1	0	28	28
2	28	56	28
3	56	84	28
4	84	112	28
5	112	140	28
6	140	168	28
7	168	196	28

Один цикл длится 28 ч. Общая формула (4.1-4.2):

$$t_{\text{нач}} = 28 \cdot (N - 1), \quad (4.1)$$

$$t_{\text{кон}} = 28 \cdot N, \quad (4.2)$$

где N – номер цикла.

Совмещенные зависимости «прочность–время», «влажность–время» и «температура–время» для бездобавочного тампонажного портландцемента с водоцементным отношением 0,5 демонстрируют ступенчатую кинетику набора прочности (рисунок 4.1). Набор прочности тампонажной системы происходит преимущественно при положительной температуре, в то время как в зонах с отрицательными значениями температур скорость набора резко замедляется и осуществляется за счет затвердевания образованного ранее CSH-геля.

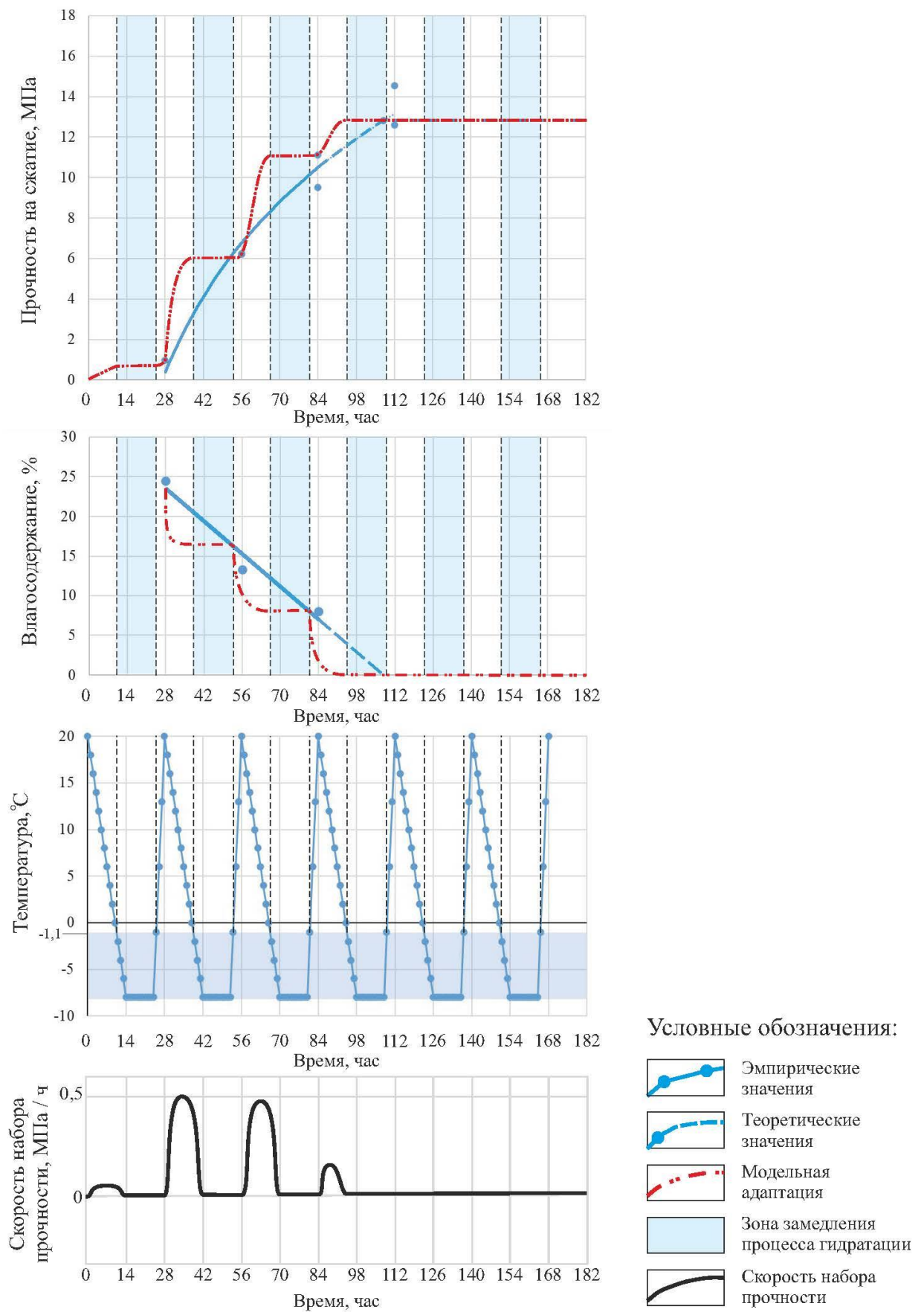


Рисунок 4.1 – Совмещенный график набора прочности цементного камня с учетом влагосодержания образцов и количества циклов (бездобавочный)

График характеризуется сменой максимумов и минимумов скорости набора прочности во времени в зависимости от температуры с последовательным уменьшением амплитуды вследствие истощения капиллярной воды (влагосодержания) и перехода влаги в связную форму.

Влагосодержание снижается до околонулевых значений к 4 циклу (112 часам), что соответствует завершению активной стадии гидратации и переходу к диффузионно-ограниченному режиму.

Как видно из материалов раздела 3.2 (рисунки 3.6 и 3.7) термограмма образцов цементного камня относительно климатической камеры фиксирует характерные тепловые маркеры фазовых переходов внутрипоровой (свободной) жидкости, не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом. Наблюдаемые скачки температуры (внутри образцов цементного камня) при охлаждении ниже 0°C позволяют судить о кристаллизации внутрипоровой жидкости с протеканием экзотермической реакции. Выпалаживание графика при нагреве и приближении к зоне положительных температур свидетельствует о протекании эндотермической реакции, связанной с обратным фазовым переходом внутрипоровой жидкости. Температура кристаллизации по результатам исследования для бездобавочного раствора составляет $-1,1^{\circ}\text{C}$, что ниже 0°C из-за эффекта Гиббса-Томсона [115]. Сначала кристаллизуется вода в более крупных капиллярных порах, тогда как гелевая (адсорбированная) остается в жидком состоянии до более низких температур. Сформировавшиеся кристаллы льда в более крупных порах блокируют транспортировку воды и ионов, что обуславливает замедление набора прочности в зоне отрицательных температур.

Понижение точки замерзания внутрипоровой жидкости определяется прежде всего высокой концентрацией Na^+ , K^+ и OH^- (щелочной раствор с $\text{pH} \approx 12$), при существенно меньшем вкладе Ca^{2+} и сульфатно-алюминатных ионов [124]. Последние увеличивают ионную силу и осмотическое давление, вследствие чего температура кристаллизации смещается ниже 0°C даже при отсутствии добавок.

В процессе гидратации прежде всего расходуется капиллярная (свободная) вода, одновременно возрастает доля связанной влаги (в том числе химически связанной в $C-S-H$). По мере истощения капиллярного резерва кинетика гидратации становится диффузионно-ограниченной. Указанные закономерности согласуются с классической моделью Пауэрса–Брауньярда, описанной в работе [104].

Совмещенные зависимости «прочность–время», «влажностное содержание–время» и «температура–время» для тампонажного состава с добавлением ПАА в концентрации 0,3% демонстрирует более медленный начальный прирост прочности по сравнению с бездобавочным вариантом при сохранении ступенчатой кинетики (рисунок 4.2). Длительность активного накопления прочности возрастает. Модельная (теоретическая) прочность достигает значений до 13,9 МПа к 126 часам.

По полученным результатам определения влагосодержания фиксируются меньшие потери жидкости в структуре цементного камня, что указывает на более продолжительную доступность влаги для гидратации при последующих циклах. Данное явление объясняется снижением водоотдачи тампонажной системы при добавлении полимера на основе ПАА:

1. ПАА формирует на ранних стадиях малопроницаемый фильтрационный слой и повышает вязкоупругую устойчивость дисперсной фазы.
2. Адсорбция макромолекул на поверхности клинкерных частиц и в капиллярной сети увеличивает гидродинамическое сопротивление фильтрационному потоку.

В результате дольше сохраняется капиллярная насыщенность, обеспечивая вовлечение жидкости в процесс гидратации на более поздних циклах.

Температура фазового перехода внутрипоровой жидкости снижается до $-1,3^{\circ}\text{C}$.

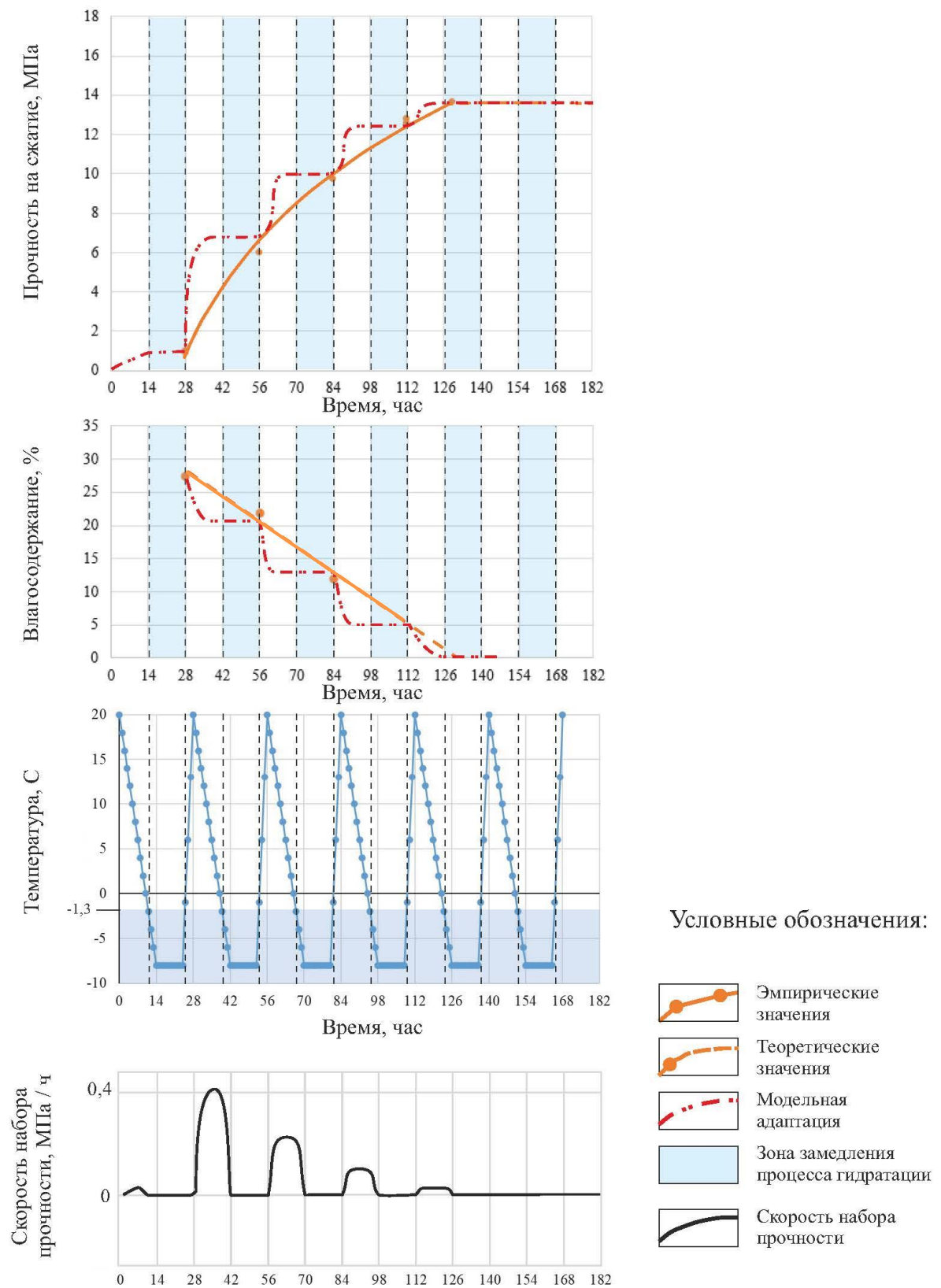


Рисунок 4.2 – Совмещенный график набора прочности цементного камня с учетом влагосодержания образцов и количества циклов (с добавлением ПАА в концентрации 0,3%)

В положительных температурных интервалах продолжается переход воды из свободной формы в связанную (в том числе химически связанную в продуктах $C-S-H$), что сопровождается уплотнением структуры цементного камня: увеличивается объём продуктов гидратации, снижается доля капиллярной пористости и проницаемость порового скелета. В результате выход на предельные значения прочности на сжатие наступает позже.

График скорости набора прочности для состава с 0,3% ПАА подтверждает указанные механизмы. По сравнению с бездобавочным вариантом максимальные значения ниже, а периоды повышенной скорости длительнее; последовательные ступени прироста характеризуются меньшей амплитудой и большей продолжительностью. В итоге суммарный прирост прочности к заключительным циклам выше, что обеспечивает большие ее значения при одинаковых условиях формирования образцов цементного камня. Такое перераспределение обусловлено более продолжительным сохранением капиллярной насыщенности и постепенным переходом от режима, контролируемого подачей жидкости по капиллярной сети, к диффузионно-ограниченному режиму по мере формирования продуктов гидратации, снижения капиллярной пористости и увеличения доли гелевой составляющей $C-S-H$.

Совмещенные зависимости «прочность-время», «влагосодержание-время» и «температура-время» для тампонажного состава с добавлением ПАА в концентрации 0,6% (рисунок 4.3) демонстрирует более выраженное замедление начального прироста прочности по сравнению с предыдущими, с сохранением ступенчатой кинетики. Дальнейший набор прочности происходит более продолжительное время, значения прочности на сжатие достигают 16 МПа к 168 часам. Описанные отличия в прочностных характеристиках различных исследуемых составов связаны в том числе со снижением потерь влагосодержания от цикла к циклу. Стоит отметить, что теоретические значения влагосодержания к 7 циклу составляют 2-3% остаточной доли, что указывает на длительное сохранение капиллярной насыщенности и обеспечивает продолжительность гидратации.

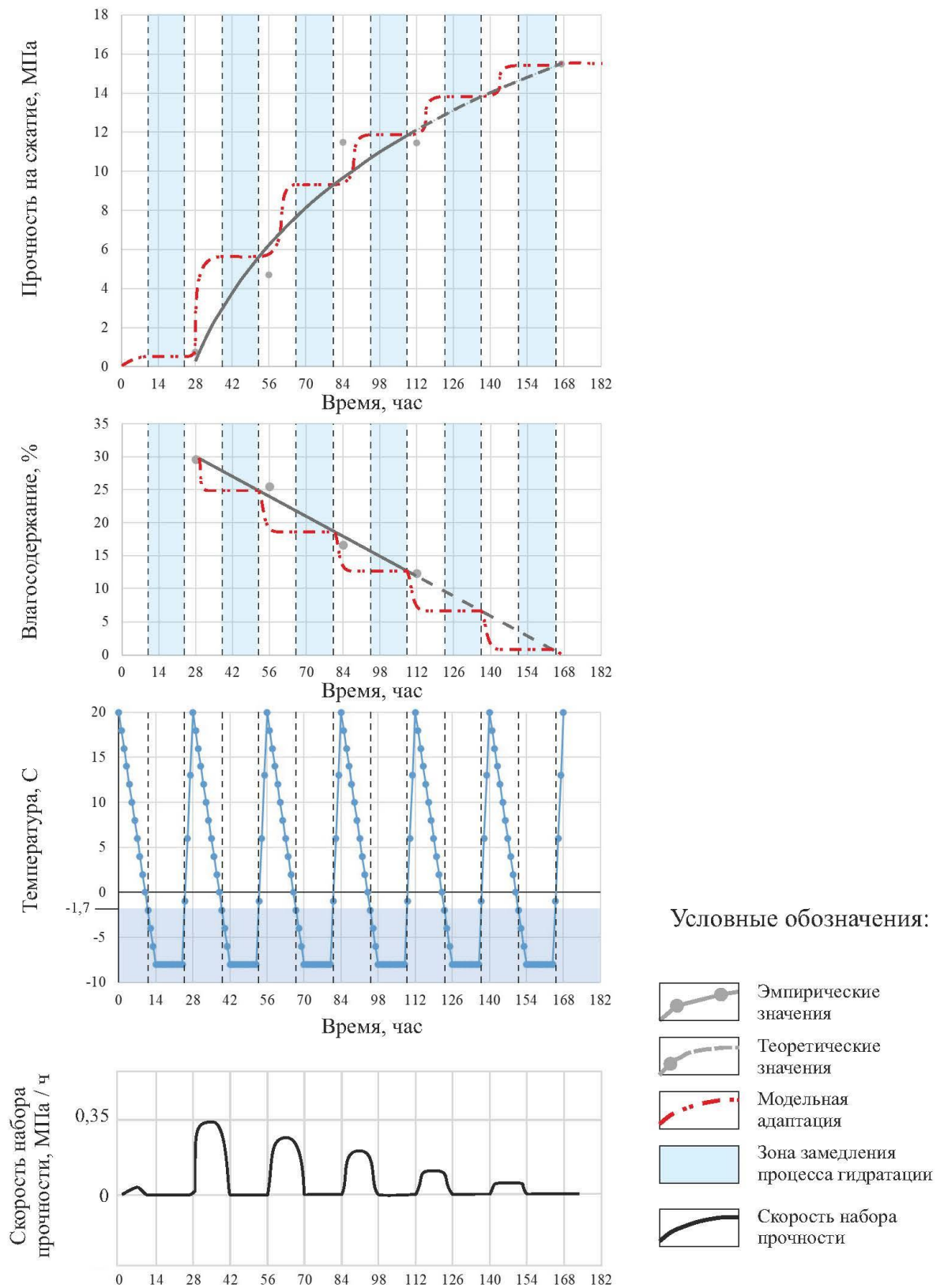


Рисунок 4.3 – Совмещенный график набора прочности цементного камня с учетом влагосодержания образцов и количества циклов (с добавлением ПАА в концентрации 0,6%)

Температура фазового перехода внутрипоровой жидкости снижается до $1,7^{\circ}\text{C}$, что также связано с более выраженным уменьшением капиллярных пор.

Амплитуда участков максимальной скорости набора прочности ниже, чем при 0,3% ПАА, при этом их длительность больше. Последовательные ступени прироста имеют меньшую высоту и большую протяженность, что обеспечивает в конечном итоге большие значения прочности при тех же условиях формирования цементного камня.

Механизм поведения объясняется связыванием капиллярной жидкости, где полимер выступает в роли эластомера, который не дает воде быстро расширяться, но при этом поддерживает продолжительную гидратацию в последующих циклах.

Процесс набора прочности в условиях воздействия циклических знакопеременных температур, прямо отображающий гидратацию тампонажной системы, описывается затухающими колебаниями. При этом амплитуда и их длительность зависят от состава: у бездобавочного состава начальный прирост имеет более высокие значения, но протекают быстрее с ранним достижением максимальных теоретических значений (13 МПа, влагосодержание снижается до около нулевых к 112 часам, температура кристаллизации внутрипоровой жидкости составляет $-1,1^{\circ}\text{C}$).

Наблюдается значительное увеличение периода интенсивного набора прочности для образцов цементного камня с введением ПАА в композицию тампонажного раствора. Уменьшение водоотдачи исследуемых образцов обеспечивает более плавную гидратацию тампонажной системы, длительные сроки достижения теоретической максимальной прочности. Однако теоретический прочностной максимум образцов с добавлением ПАА превышает максимум образцов без добавочных компонентов.

Для состава с концентрацией 0,3% ПАА это проявляется замедленным началом и более длительной гидратацией с достижением максимальной теоретической (модельной) прочности 13,9 МПа к 126 часам при снижении температуры фазового перехода агрегатного состояния внутрипоровой свободной жидкости до $-1,3^{\circ}\text{C}$.

При концентрации ПАА 0,6% наблюдаемые максимумы скорости набора прочности имеют меньшие амплитуды и длительный период протекания с сохранением влагосодержания вплоть до 180 часов, со снижением температуры кристаллизации внутрипоровой жидкости до $-1,7^{\circ}\text{C}$, а максимальная прочность на сжатие достигает 16 МПа.

Сравнительный анализ показывает, что уменьшение водоотдачи и изменение поровой структуры под действием полимера обеспечивают более плавную, но длительную гидратацию и повышают конечный уровень прочности относительно бездобавочного варианта, одновременно увеличивая время достижения требуемых значений.

Таким образом, предложенная комплексная методика подробно отражает исследование процесса гидратации тампонажной системы при воздействии циклических знакопеременных температур и позволяет дать наиболее полное представление о формировании микроструктуры цементного камня.

Схожая картина наблюдается при анализе результатов исследования на ультразвуковом анализаторе цементных растворов (УЗА), представленных на рисунке 4.4. Так, график результатов УЗА воспроизводит закономерность протекания процесса гидратации и набора прочности цементного камня с учетом влияния циклов «замораживания-оттаивания». При понижении температуры скорость набора прочности плавно снижается, а при достижении точки кристаллизации внутрипоровой жидкости – стремится к нулю, что отображается в стабилизации значений (выравнивании кривой набора) прочности в зоне отрицательных температур. Помимо этого, в интервале отрицательных температур наблюдается незначительный рост прочности, что связано с затвердеванием С-S-H-геля. При возврате к положительным температурам набор прочности возобновляется, образуя новую ступень кривой.

В работе представлены результаты УЗА только для бездобавочного состава с целью фиксации динамики набора прочности при циклических знакопеременных температурах. Полученная кривая УЗА воспроизводит ступенчатую кинетику: замедление и выход на «плато» при переходе в

отрицательные температуры и возобновление прироста прочности при возвращении к положительным температурам.

Схожая картина изменения графика с последовательной сменой фаз роста и замедления скорости набора прочности на сжатие с совмещенным графиком «прочность–время–температура–влажностное содержание» подтверждает корректность принятой модели без необходимости сопоставления численных значений прочности с результатами на одноосное сжатие [41].

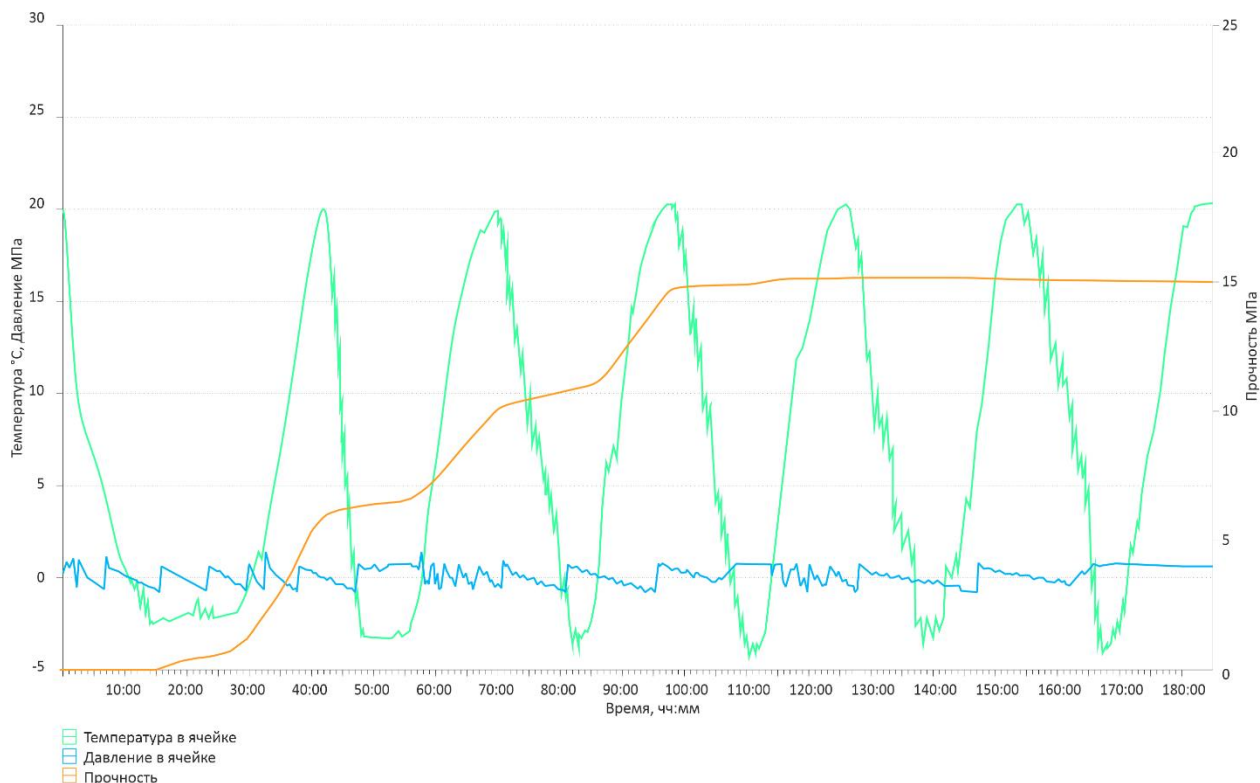


Рисунок 4.4 – Результаты ультразвукового исследования образца цементного камня в условиях возникновения циклических знакопеременных температур (ПЦТ-I-50 бездобавочный)

4.1 Вывод по главе 4

Предложенный комплексный метод исследования свойств цементного раствора-камня позволил установить механизм протекания процесса гидратации тампонажной системы, сопряженный с набором прочности цементного камня и потери им не связанной жидкости затворения при циклическом знакопеременном температурном воздействии.

Так, важным прикладным значением проведенного комплекса исследований является возможность увязки лабораторных результатов с построением совмещенных графиков «прочность–время–температура–влажность» с результатами акустической цементометрии (АКЦ) при контроле качества крепления скважин. Такая калибровочно-прогнозная связка позволит, опираясь на полученные в лабораторных условиях зависимости «скорость – прочность» для исследуемых составов и параметризованную модель кинетики гидратации при циклических температурах, интерпретировать результаты АКЦ с целью оценки степени гидратации и ОЗЦ в заколонном пространстве. Это дает возможность решать обратную задачу по результатам АКЦ после ОЗЦ: при недостаточном наборе прочности – рекомендовать температурно-временной режим выдерживания, необходимый для достижения требуемых показателей прочности с учетом фактического температурного профиля скважины.

Предложенный подход обеспечивает перенос результатов лабораторных исследований о механизме формирования структуры в регламент полевого контроля качества крепления скважин и повышает информативность АКЦ при условии применения соответствующих калибровок для конкретного состава и температурных режимов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение научно-технической задачи, направленной на повышение качества крепления скважин в интервалах залегания ММП за счет разработки комплексного метода исследования свойств цементного раствора-камня при воздействии циклических знакопеременных температур.

По результатам выполнения диссертационной работы сформулированы следующие наиболее значимые результаты:

1. Теоретически обоснована необходимость разработки новых подходов к исследованию тампонажных материалов для условий возникновения знакопеременных температур в скважине. Установлено, что стандартные методы оценки прочности и долговечности цементного камня не полностью учитывают специфику циклических знакопеременных температурных воздействий на его микроструктуру. Доказано, что температурные циклы «замораживания – оттаивания» являются основным фактором, приводящим к разупрочнению микроструктуры и целостности цементного камня в интервалах залегания мерзлых толщ.

2. В результате проведения вычислительного эксперимента получены изотермы от тампонажного раствора в заколонном пространстве, позволяющие смоделировать циклические знакопеременные температуры образцов цементного камня в условиях ММП в процессе ОЗЦ и промывки скважины.

3. В результате экспериментального исследования на разработанной лабораторной установке получены математические зависимости между физическими параметрами тампонажного раствора с различным содержанием компонентов, позволяющие качественно оценить структурно-прочностные характеристики цементного камня в условиях мерзлых пород.

Разработаны математические модели, позволяющие оценить изменение напряжений при формировании образцов цементного камня в зависимости от температуры и количества циклов в температурном диапазоне от -8 до 0 °С. Установлено, что добавление компонента на основе полимера в состав тампонажного раствора обеспечивает снижение напряжений в структуре

цементного камня в зоне отрицательных температур, тем самым способствуя минимизации рисков развития деформаций и нарушению целостности образцов.

4. Разработан комплексный экспериментально-аналитический метод исследования свойств тампонажного раствора и цементного камня в условиях циклических знакопеременных температур, основанный на тензометрии и микротомографии. Предложенный метод позволяет установить корреляцию между количеством циклов знакопеременных температур и изменением скорости и периодичности гидратации тампонажного раствора камня с различным содержанием компонентов в условиях мерзлых пород.

Важным прикладным значением предложенного комплексного метода исследований свойств цементного камня в условиях воздействия циклических знакопеременных температур является возможность увязки и калибровки результатов с данными ультразвуковых исследований. Подобная операция позволит расширить получаемую информацию при проведении геофизических исследований скважин (акустическая цементометрия), судить о степени гидратации и определять прочностные характеристики сформированного цементного камня. В качестве перспективного направления дальнейших исследований по теме диссертации является необходимость изучения свойств тампонажного раствора и процесса гидратации с учетом термобарических условий скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов, Ф. А. Химия тампонажных и промывочных растворов / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – СПб.: Недра, – 2011. – С. 268.
2. Акишев, А. Н. К вопросу укрепления откосов уступов перекрывающих пород Накынского кимберлитового поля в условиях криолитозоны / А. Н. Акишев, И. Б. Бокий, В. В. Пуль, А. С. Курилко // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № S1-1. – С. 439–447.
3. Бакшутлов, В. С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. – М.: Недра, 1986. – 272 с.
4. Барилюк, К. В. Проблемы проектирования и строительства скважин в сложных геокриологических условиях / К. В. Барилюк. – Томск: Томский политехнический университет, 2023. – 104 с.
5. Баулин, В. В. Некоторые особенности бурения и выбора конструкций скважин в районах вечной мерзлоты / В.В. Баулин [и др.] // Тр. ГИПРОТюменнефтегаза. – 1969. – Вып. 18. – С. 70–89.
6. Белей, И. И. Методы лабораторных испытаний тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в газовых и газоконденсатных скважинах / И. И. Белей // Бурение и нефть. – 2008. – № 7-8. – С. 19-22.
7. Белей, И. И. Тампонажные смеси для цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород / И. И. Белей, А. С. Коростелев, С. А. Кармацких [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 30-34.
8. Блинов, П. А. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем / П. А. Блинов, М. И. Садыков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 1. – С. 97-105. – DOI 10.18799/24131830/2023/1/3925.
9. Блинов, П. А. Использование ультразвуковых методов исследований для оценки упругих свойств тампонажного камня / П. А. Блинов, М. И. Садыков, В. Г. Гореликов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и

на море. – 2022. – № 12(360). – С. 42-49. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-12(360)-42-49.

10. Блинов, П. А. Разработка и исследование тампонажных составов с улучшенными упруго-прочностными свойствами для крепления нефтяных и газовых скважин / П. А. Блинов, М. И. Садыков, В. Г. Гореликов, В. В. Никишин // Записки Горного института. – 2024. – Т. 268. – С. 588-598.

11. Боровков, Ю. А. Управление состоянием массива пород при подземной геотехнологии / Ю. А. Боровков. – СПб: Лань, 2018. – 240 с. – ISBN 978-5-8114-2915-8.

12. Булатов, А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А. И. Булатов. – М.: Недра, 1990. – 409 с.

13. 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.

14. Ваганов, Ю. В. Влияние неоднородности разреза ММП на продольную устойчивость крепи скважины / Ю. В. Ваганов, О. В. Спирина, О. Н. Малькова // Бурение и нефть. – 2024. – № 9. – С. 62-64. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.88.30.006.

15. Ваганов, Ю. В. Повышение продольной устойчивости крепи скважины в условиях неоднородности разреза многолетней мерзлой породы/ Ю. В. Ваганов, О. В. Спирина //Экспозиция Нефть Газ. – 2025. – №. 4. – С. 52-55.

16. Гаврильев, Р. И. Определение теплофизических характеристик мерзлых грунтов расчетным методом / Р. И. Гаврильев, Г. П. Кузьмин //Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2009. – №. 4. – С. 51-54.

17. Галянина, Н. П. Структурная геология: Учебное пособие / Н. П. Галянина, А. П. Бутолин, Г. А. Пономарева. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2021. – 143 с.

18. ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2020. – 11 с.

19. ГОСТ 34532-2019 Цементы тампонажные. Методы испытаний. – Введен 2020–06–01. – М. Стандартинформ: МГС. – 2020. – 27 с.
20. ГОСТ 8.631-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Датчики весоизмерительные. Общие технические требования. Методы испытаний. – Введен 2015–07–01. – М. Стандартинформ: МГС. – 2014. – 73 с.
21. Григулецкий, В. Г. Упругая устойчивость прямолинейной формы равновесия устьевой части колонн добывающих скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород месторождений Крайнего Севера (часть 2) / В. Г. Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 11. – С. 4-11.
22. Гриценко, А. И. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО "Газром". Часть 2 / А. И. Гриценко, А. В. Кулигин, Р. А. Ивакин, В. Г. Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 4. – С. 7-18.
23. Гриценко, А. И. Основные направления работ по созданию надежных конструкций газовых скважин в криолитозоне / [и др.] // Экспериментальные и теоретические взаимодействия скважин с многолетнемерзлыми породами: сб. науч. тр. ВНИИгаза. – 1979. – С. 7–13.
24. Громов, В. А. Особенности первичного цементирования обсадных колонн в условиях распространения многолетнемерзлых пород / А. Д. Громов, В. А. Мнацаканов, С. А. Мельников, Н. В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 4(376). – С. 28-34.
25. Грязнов Г. С. Особенности бурения глубоких скважин в многолетнемерзлых породах // Газовая промышленность. – 1965. – № 8. – С. 7–11.
26. Грязнов, Г. С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты / Г. С. Грязнов. – Москва: Недра, 1969. – 167 с.
27. Гудзенко, В. Т. Экологические проблемы газовых гидратов / В. Т. Гудзенко, А. А. Вареничев, М. П. Громова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № 11. – С. 77–91.

28. Данюшевский, В. С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В. С. Данюшевский, Р. М. Алиев, И. Ф. Толстых // М.: Недра. – 1987. – 373 с.
29. Двойников, М. В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, **А. И. Коптева** // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61.
30. Дмитриевский, А. Н. Освоение месторождений полуострова Ямал – уникальный проект XXI века / А. Н. Дмитриевский, Л. Г. Кульгин, В. М. Максимов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2016. – № 1. – С. 1–15.
31. Дообустройство сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ: Пояснительная записка. – 2024. – Ч. 1. – 67 с. – [электронный ресурс]. – Режим доступа: проектная документация ПАО «Газпром» (овос.есom.su) (дата обращения: 17.02.2025).
32. Журавлев, В. В. Ликвидация межколонных газопроявлений в добывающих нефтегазовых скважинах / В. В. Журавлев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 129–132.
33. Журавлев, В. В. Оценка возможности ликвидации газопроявлений Бованенковского месторождения новыми цементными составами / В. В. Журавлев, Н. Е. Щербич, И. А. Кустышев, Л. С. Зеваков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1(99). – С. 74-83.
34. Зайцев, В. И. Анализ особенностей строительства эксплуатационных скважин в условиях многолетнемерзлых пород / В. И. Зайцев, А. В. Карпиков // Науки о Земле и недропользование. – 2024. – Т. 47, № 3(88). – С. 302-315. – DOI 10.21285/2686-9993-2024-47-3-302-315.
35. Зими́на, Д. А. Обоснование и разработка микросиликатных тампонажных систем для крепления скважин в криолитозоне: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Д. А. Зими́на. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – 121 с.

36. Зими́на, Д. А. Тампонажные растворы в зоне многолетнемерзлых пород / Д. А. Зими́на, А. В. Лу́нев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 7(151). – С. 52-56.

37. Иноземцев, А. С. Прочность наномодифицированных высокопрочных лёгких бетонов / А. С. Иноземцев, Е. В. Королёв // Nanobuild. – 2013. – Т. 5. – № 1. – С. 29–33.

38. Каменских, С. В. 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.

39. Карпенко, В. Э. Разработка рецептур облегченных тампонажных растворов с пониженной водоотдачей / В. Э. Карпенко. – Томск: Томский политехнический университет, 2019. – 113 с.

40. Конторович, А. Э. Нефть и газ российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век // Наука из первых рук. – 2015. – №. 61 (1). – С. 46-65.

41. **Коптева, А. И.** Изучение влияния циклических знакопеременных температур на крепь скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород / А. И. Коптева, Д. А. Громов, В. И. Никитин // Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения»: Сборник статей всероссийской научно-практической конференции, Самара, 13 – 15 ноября 2024 года. Том 2, № 1(16). – Самара: Самарский государственный технический университет, 2024. – С. 126 – 129.

42. **Коптева, А. И.** Цементирования кондукторов в условиях многолетнемерзлых пород / А. И. Коптева, А. В. Шанышев, М. В. Двойников, П. А. Блинов // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья : Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 22–24 мая 2024 года. – Санкт-

Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2024. – С. 32-33.

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

44. Коротков, С. А. Влияние температуры многолетнемерзлых грунтов на смятие обсадных колонн / С. А. Коротков, П. В. Старикова, В. П. Овчинников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 32-35. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-32-35.

45. Коротков, С. А. Анализ дефектообразующих инцидентов и оценка крепления скважин месторождений с наличием многолетнемерзлых пород / С. А. Коротков, О. В. Спирина, К. С. Денисенко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 6 (354). – С. 44-48. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-6(354)-44-48.

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

47. Кузнецов, В. Г. Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин / В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич, Д. С. Герасимов, Е. Г. Гречин, Д. А. Речапов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2009. – № 5. – С. 57–63.

48. Кузнецов, В. Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне: автореф. Диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / В. Г. Кузнецов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. – 52 с

49. Кузнецов, В. Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне (проблемы и решения) / В. Г. Кузнецов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. – 50 с.

50. Кучин, В. Н. Крепление скважин и разобщение пластов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород: научно-методические основы / В. Н. Кучин,

В. А. Сидоров, **А. И. Коптева** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2025. – № 7(163). – С. 37-41.

51. Липовецкий, А. Я. Цементирование скважин в зоне вечной мерзлоты // Тр. НИИгеологии Арктики. – 1952. – Т. ЛП. – 126 с.; Липовецкий А.Я. Некоторые мероприятия по улучшению тампонажных работ // Нефть. – 1938. – № 2. – С. 6–8.

52. Логинова, М. Е. Распределение температуры 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.

53. Лотов, В. А. Процессы тепловыделения при гидратации и твердении цемента в присутствии микрокремнезема и суперпластификатора / В. А. Лотов, Ю. С. Саркисов, Н. П. Горленко, О. А. Зубкова // Известия высших учебных заведений. – 2022. – № 2. – С. 79–87.

54. Лутошкин, Г. С. Особенности конструкций газовых скважин в районах вечной мерзлоты / Г.С. Лутошкин, Б.В. Дегтярев // Бурение. – 1967. – № 7. – С. 6–8.

55. Макогон Ю. Ф., Ильясов И.Л., Канн Ч.Х. Осложнения на газовых скважинах в криолитозоне // НТС Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: науч.-техн. сб. – М.: ВНИИгаз, 1977. – С. 19–24.

56. Малова, Е. Ю. Композиционные портландцементы с карбонатсодержащими добавками и бетоны на их основе / Е. Ю. Малова. – Барнаул: Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова, 2015. – 182 с.

57. Марамзин А.В. Бурение скважин в условиях Крайнего Севера (в многолетней мерзлоте). – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 224 с.; Марамзин А.В. Бурение скважин в многолетней мерзлоте (методическое руководство). – Л.: Гостехиздат, 1963. – 288 с.

58. Масалида, И. В. Исследование ингибирующих свойств органических и неорганических реагентов буровых растворов / И. В. Масалида. – Томск:

Национальный исследовательский томский политехнический университет, 2017. – 145 с.

59. Маслов А. Д. Основы геокриологии: учебное пособие / А.Д. Маслов, Г.Г. Осадчая, Н.В. Тумель, Н.А. Шполянская. – Ухта: Институт управления, информации и бизнеса. – М.: МГУ; Фак. геогр., 2004. – 176 с.

60. Медведский, Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах / Р. И. Медведский. – М.: Недра, 1987. – 230 с.

61. 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.

62. Мыльников, В. В. Циклическая прочность и долговечность конструкционных материалов : Монография / В. В. Мыльников, О. Б. Кондрашкин, Д. И. Шетулов. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет, 2018. – 179 с.

63. Никитин, В.И. Моделирование физических процессов на основании экспериментальных данных: лабораторный практикум / В.И. Никитин – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 131 с.

64. Никишин, А. В. Применение различных видов систем температурной стабилизации на объектах нефтегазовой отрасли / А. В. Никишин, А. В. Набоков, Ю. В. Огороднова, О. А. Коркишко // Инженерный вестник Дона. – 2017. – № 2 (45). – С. 9.

65. Никишин, В. В. Тампонажные смеси и добавки для крепления участков скважин в условиях ММП Анализ составов / В. В. Никишин, П. А. Блинов, А. Д. Трефилов [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 8(140). – С. 92-100.

66. Новиков, А. С. Анализ возможных осложнений при сооружении и эксплуатации скважин в многолетнемёрзлых породах / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков // ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина». – 2018. – № 2. – С. 12–14.

67. Новиков, А. С. Анализ возможных осложнений при сооружении и эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков // Сфера. Нефть и Газ. – 2020. – № 3–4 (77). – С. 54–57

68. Нуцкова, М. В. Обзор проблем крепления скважин и применяемых тампонажных материалов / М. В. Нуцкова, М. Алхаззаа // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 11(143). – С. 90-95.

69. Овчинников, В. П. Тампонажные материалы для крепления скважин / В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов // Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов ВУЗов: в 5 томах. Том 2. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 302-354. – EDN XWXJKR.

70. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы отверждения, работа с скважине и коррозия цементного камня: Учеб. пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2011. – 235 с.

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

72. Овчинников, П. В. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П. В. Овчинников, В. Г. Кузнецов, А. А. Фролов [и др.]. – Москва: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – 115 с. – ISBN 5-8365-0108-4.

73. Патент № 2828105 С1 Российская Федерация, МПК F25D 17/00 (2006.01), G01N 33/38 (2006.01); СПК F25D 17/00 (2024.08), G01N 33/383 (2024.08). Климатическая камера для исследования процесса термоотверждения образцов цементного раствора при отрицательных температурах. Заявка № 2024117228: заявл. 21.06.2024: опубл. 07.10.2024 / С.Л. Юртаев, Д. А. Громов, А. Ю. Ожигин, **А. И. Коптева**; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 12с.

74. Патент № 2838840 С1 Российская Федерация, МПК G01N 3/18 (2006.01), G01N 3/60 (2006.01), G01N 33/38 (2006.01); СПК G01N 3/18 (2025.01),

G01N 3/60 (2025.01), G01N 33/383 (2025.01). Устройство для измерения собственных внутренних напряжений при формировании цементного камня в условиях изменения окружающей температуры. Заявка № 2024138416: заявл. 19.12.2024: опубл. 22.04.2025 / С.Л. Юртаев, Д. А. Громов, К. С. Купавых, **А. И. Коптева**; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 11с.

75. Пермякова, Г. В. Поглощение бурового раствора: причины, диагностика и методы предупреждения / Г. В. Пермякова, И. Ю. Киселёв // Бурение нефтяных и газовых скважин (учеб.-метод. издание ПНИПУ). – 2015. – № 8. – С. 121–124.

76. Пилясов, А. Н. Российская Арктика-2035: полимасштабный прогноз / А.Н. Пилясов, А.В. Котов // Экономика региона. – 2024. – Т. 20. – №. 2. – С. 369-394.

77. Попов, Д. Ю. Химическая усадка цементного камня на ранней стадии твердения / Д. Ю. Попов, В. С. Лесовик, В. С. Мещерин // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В. Г. Шухова. – 2016. – № 8. – С. 6–12.

78. Проселков, Ю. М. Теплопередача в скважинах / Ю. М. Проселков // М.: Недра. – 1975. – 224 с.

79. Прочность цемента: факторы и технологии формирования [Электронный ресурс] // ВГП: Технологии и оборудование для гиперпрессования. Режим доступа: <https://www.vgpress.ru/prochnost-cementa/> (дата обращения 15.05.2025).

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

81. Родиков, Р. Ю. Тенденция строительства в условиях Крайнего Севера / Р. Ю. Родиков, И. А. Бляшкин // Архитектура, дизайн и строительство. – 2023. – № 22 (469). – С. 104–106.

82. Розенталь, Н. К. Анализ методов определения морозостойкости бетона / Н. К. Розенталь, Г. В. Чехний // Вестник НИЦ «Строительство». – 2023. – № 3 (38). – С. 128–142.

83. Романова, Н. А. Предотвращение осложнений при бурении и эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах, включающих газовые гидраты / Н. А. Романова, Р. Р. Гизатуллин, М. В. Двойников [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 4(136). – С. 40-44.

84. 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.

85. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025683352 Российская Федерация. Программа обработки экспериментальных данных, полученных при определении величины внутреннего напряжения цементного камня под воздействием знакопеременных температур: заявл. 23.07.2025; опубл. 03.09.2025 / Д. А. Громов, С. Л. Юртаев, А. И. Коптева; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».

86. Сидоркин, Д. И. Анализ морских сооружений для реализации нефтегазовых проектов в условиях мелководного Арктического шельфа / Д. И. Сидоркин, **А. И. Коптева** // Бурение и нефть. – 2022. – № 6. – С. 24-29.

87. Сидоркин, Д. И. Определение времени переходного периода при цементировании газовых скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений / Д. И. Сидоркин, **А. И. Коптева**, А. В. Шаньширов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 4. – С. 8-12.

88. Смиренская, В. Н. Портландцемент: Методические указания к лабораторному практикуму и самостоятельной работе студентов по курсу «Общая технология силикатов» для студентов направления подготовки бакалавров

18.03.01 Химическая технология / В. Н. Смиренская, Е. А. Сударев. – Томск: Изд. ТПУ, 2025. – 45 с.

89. Тейлор, Х. Химия цемента / Х. Тейлор; пер. с англ. — М.: Стройиздат, 1996. – 558 с.

90. Толкачев, Г. М. Исследование характера изменения технологических свойств цементного камня тампонажных составов, предназначенных для цементировки обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород / Г. М. Толкачев, А. В. Анисимова // Недропользование. – 2013. – №. 9. – С. 57-65.

91. Третьяк, А. Я. Буровой раствор для бурения многолетнемерзлых горных пород / А. Я. Третьяк, А. А. Чумаков, К. В. Кривошеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – №. 9. – С. 24-30. DOI: 10.18799/24131830/2024/9/4761.

92. Халитова, Э. Г. Анализ причин межколонных давлений на газовых скважинах Бованенковского НГКМ и разработка мероприятий по их ликвидации / Э. Г. Халитова // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 41-43.

93. Храбров, В. А. Повышение изолирующей способности тампонажных материалов в период их гидратации при креплении скважин: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Храбров Вадим Александрович, 2023. – 168 с.

94. Цивинский, Д. Н. Разнообразие форм уравнений парной регрессии / Д.Н. Цивинский. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2002. – 80 с.

95. Черныш, В. Ф. Технология цементировки обсадных колонн обратной циркуляцией: Монография / В. Ф. Черныш. – Красноярск: СФУ, 2016. – 168 с.

96. Чжан, Р. В. К вопросу использования криопэгов как криогенного ресурса криолитозоны при строительстве и эксплуатации сооружений / Р. В. Чжан // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 5. – С. 98–104.

97. Шевченко, И. П. Сложности при бурении скважин в условиях наличия многолетнемерзлых пород и методы минимизации осложнений / И. П. Шевченко, К. В. Петров, Н. Е. Щербич // Булатовские чтения. – 2022. – № 3. – С. 486–488.

98. Шуть, К. Ф. Особенности разработки рецептур тампонажных растворов для крепления скважин в интервалах многолетнемерзлых пород / К. Ф. Шуть, В. А. Храбров, К. С. Артеев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 1(349). – С. 55-58. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-1(349)-55-58.

99. Adjei, S. Overview of the lightweight oil-well cement mechanical properties for shallow wells / S. Adjei, S. Elkatatny // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 198. – P. 108201. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108201.

100. Al-Yami, A. Development of Innovative Polymers as Cement Retarders: Lab Study and Application / A. Al-Yami, S. Al Khalaf, A. Al Safran, V. Wagle, W. Ali // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – SPE, 2025. – P. D031S120R002. DOI: 10.2118/227094-MS.

101. API Recommended Practice 10B-2/ISO 10426-2, Recommended Practice for Testing Well Cements (second edition). – 2013.

102. Bager, D. H. Ice formation in hardened cement paste — Part I: Room temperature cured pastes with variable moisture contents / D. H. Bager, E. J. Sellevold // Cement and Concrete Research. – 1986. – V. 16. – № 5. – P. 709–720. DOI: 10.1016/0008-8846(86)90045-1.

103. Baragwiha, M. B. Influence of Various Nanomaterials on the Rheology and Hydration Kinetics of Oil Well Cement / M.B. Baragwiha, K.G. Fikeni, Y. Zhao, G. Cheng, H. Ge, X. Pang // Materials. – 2023. – V. 16. – № 19. – P. 6514. DOI:10.3390/ma16196514.

104. Brouwers, H. J. H. The work of Powers and Brownyard revisited: Part 1 / H. J. H. Brouwers // Cement and Concrete Research. – 2004. – V. 34. – №. 9. – P. 1697-1716. DOI: 10.1016/j.cemconres.2004.05.031

105. Cao, J. A novel inner wall coating-insulated oil pipeline for scale and wax prevention / J. Cao, W. Ma, W. Huang, Z. Su, Y. Zhu, J. Wang // *Processes*. – 2023. – V. 11. – № 7. – P. 1964. DOI: 10.3390/pr11071964.

106. Chen, W. Effect of micro-magnesium oxide admixture on rheological properties and strength of oil-well cement / W. Chen, Y. Liu, J. Liu, Y. Han // *Frontiers in Materials*. – 2022. – V. 9. – P. 902076. DOI: 10.3389/fmats.2022.902076.

107. Chernyshov, S. E. Development of mathematical models to control the technological properties of cement slurries / S.E. Chernyshov, V.I. Galkin, Z.V. Ulyanova, Macdonald DIM // *Journal of Mining Institute*. – 2020. – V. 242. – P. 179-190. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.179.

108. Dai, J. Effects of the water-cement ratio and the molding temperature on the hydration heat of cement / Dai J. et al. // *Journal of Wuhan University of Technology-Mater. Sci. Ed.* – 2024. – V. 39. – № 4. – P. 990-998.

109. Dvoynikov, M. V. Analysis of methodology for selecting rheological model of cement slurry for determining technological parameters of well casing / M. V. Dvoynikov, V. I. Nikitin, **A. I. Kopteva** // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2024. – V. 37. – №. 10. – P. 2042-2050. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.10a.15.

110. Dvoynikov, M. V. influence of thermal cycling on cement sheath integrity in permafrost conditions / M.V. Dvoynikov, **A.I. Kopteva**, N.A. Romanova, S.L. Yurtaev, D.A. Gromov // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2026. – V. 39. – №. 1. – P. 148-158. DOI: 10.5829/ije.2026.39.01a.12.

111. Fikeni, K. G. Synergistic effects of silica fume, nanomaterials and inorganic salts on the hydration and compressive strength of low-density oil-well cement slurry / K. G. Fikeni, X. Pang, Y. Zhao, S. Guo, J. Ren, K. Lv, J. Sun // *Cement*. – 2025. – V. 19. – P. 100125. DOI: 10.1016/j.cement.2024.100125.

112. Gizatullin, R. Drilling in Gas Hydrates: Managing Gas Appearance Risks / R. Gizatullin, M. Dvoynikov, N. Romanova, V. Nikitin // *Energies*. – 2023. – V. 16. – № 5. – P. 2387. DOI 10.3390/en16052387.

113. Guo, S. Preparation and performance evaluation of non-foaming styrene-acrylic latex for cementing slurry / S. Guo, M. Li, S. Li, J. Zhao, Y. Bu, H. Liu, Y. Wang // Royal Society Open Science. – 2023. – V. 10. – №. 2. – P. 221319. DOI: 10.1098/rsos.221319.

114. Hamoush, S. Freezing and thawing durability of very high strength concrete / S. Hamoush // American Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2011. – V. 4. – №. 1. – P. 42-51.

115. Huo, J. Controlling the heat evolution of cement slurry using microencapsulated phase-change materials / J. Huo, Z. Ji, X. Liu, B. Ma // International Journal of Energy Research. – 2018. – V. 42. – №. 13. – P. 4206–4220. DOI: 10.1002/er.4179.

116. Koniorczyk, M. Kinetics of confined water freezing—An application to the frost-resistance of porous materials / M. Koniorczyk, D. Bednarska, I. A. N. Omrani, J. Stańdo // Ceramics International. – 2023. – V. 49. – №. 9. – P. 14917-14926. DOI: 10.1016/j.ceramint.2022.08.252.

117. Lee, D. S. Distributed Temperature Sensing Monitoring of Well Completion Processes in a CO₂ Geological Storage Demonstration Site / D. S. Lee, J. Park, J. Choi, H. Kim // Sensors. – 2018. – V. 18. – №. 12. – P. 4239. DOI: 10.3390/s18124239.

118. Li, Z. Enhancing cement properties for oil wells using MgO-PAM nanocomposites / Z. Li, Z.S. Ghnim, P. Kanjariya, A. Rajiv, H.R. Saud, A. Shankhy // Scientific Reports. – 2025. – V. 15. – №. 1. – P. 22058. DOI: 10.1038/s41598-025-06215-2.

119. Litvinenko, V. S. Assessment of the role of the state in the management of mineral resources / V. S. Litvinenko, E. I. Petrov, D. V. Vasilevskaya, A. V. Yakovenko, I. A. Naumov, M. A. Ratnikov // Journal of Mining institute. – 2023. – V. 259 (eng). – P. 95–111. DOI: 10.31897/PMI.2022.100.

120. Litvinenko, V. S. Elaboration of a conceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas / V. S. Litvinenko, M. V.

Dvoynikov, V. L. Trushko // International Journal of Mining Science and Technology. – 2021. DOI 10.1016/j.ijmst.2021.09.010.

121. Lu, J. Coupled effect of the freeze-thaw cycles and salt erosion on the performance of concretes modified with nanoparticles / J. Lu, X. Zhang, Y. Zheng, et al. // Cold Regions Science and Technology. – 2024. – V. 217. – P. 104046.

122. Nelson, E.B. Well Cementing / E.B. Nelson, D. Guillot. – 2nd ed. – Texas: Schlumberger, 2006.

123. Poroshina, S.S. Permafrost soils thawing under buildings in Norilsk // Urban construction and architecture. – 2018. – V. 8. – №. 2. – P. 65-70. DOI: 10.17673/Vestnik.2018.02.11.

124. Ranger, M. Pore solution alkalinity of cement paste as determined by Cold Water Extraction / M. Ranger, M. T. Hasholt, R. A. Barbosa // Cement. – 2023. – V. 11. – P. 100055. DOI: 10.1016/j.cement.2023.100055

125. Romanowski, N. Investigations on oilwell cement strength response to ultrasonic measurements in the presence of additives / N. Romanowski, A. Ichim, C. Teodoriu // Journal of Energy Resources Technology. – 2018. – V. 140. – №. 7. – P. 072904. DOI: 10.1115/1.4039316

126. Rosen, M. J. Surfactants and Interfacial Phenomena / M. J. Rosen, J. T. Kunjappu. – 4th ed. – Hoboken: Wiley, 2012. – 612 p.

127. Sanjuán, M. A. Oven-drying as a preconditioning method for air permeability test on concrete / M. A. Sanjuán, R. Muñoz-Martialay // Materials Letters. – 1996. – V. 27. – №. 4-5. – P. 263-268. DOI: 10.1016/0167-577X(95)00283-9.

128. Shen, X. Coupled heat and moisture transfer in building material with freezing and thawing process / X. Shen, L. Zhang, H. Zhang // Case Studies in Thermal Engineering. – 2018. – V. 12. – P. 535–544.

129. Spiratos, N. Superplasticizers for Concrete: Fundamentals, Technology, and Practice / N. Spiratos et al. – Ottawa: Supplementary Cementing Materials for Sustainable Development Inc., 2003.

130. Stark, J. Recent advances in the field of cement hydration and microstructure analysis // *Cement and concrete research*. – 2011. – V. 41. – №. 7. – P. 666-678.

131. Sun, L. Hydration kinetics of oil well cement in the temperature range between 5 and 30 °C / L. Sun, X. Pang, H. Yan // *Frontiers in Materials*. – 2022. – V. 9. – P. 985332. DOI: 10.3389/fmats.2022.985332.

132. Wang, H. Lightweight insulating oil-well cement filled with hollow glass microspheres and numerical simulation of its unsteady heat transfer process / H. Wang, C. Ma, Y. Yuan, Y. Chen, T. Liu, C. An, N. Wang // *Advanced Composites and Hybrid Materials*. – 2024. – V. 7. – P. 98. DOI: 10.1007/s42114-024-00902-w.

133. Wang, X. Coupling mechanisms between cement hydration and permafrost during well construction in the Arctic region / X. Wang, Z. Li, P. Liu, et al. // *Journal of Petroleum Exploration and Development*. – 2023. – V. 222. – P. 211429. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211429.

134. Wu, X. Failure analysis of cement sheath mechanical integrity based on the statistical damage variable/ X. Wu, J. Liu, Z. Li, W. Song, Y. Liu, Q. Shi, R. Chen // *Acs Omega*. – 2023. – V. 8. – №. 2. – P. 2128-2142. DOI: 10.1021/acsomega.2c06164.

135. Ye, W. Enhancing steel slag cement mortar performance under low-temperature curing through alkali activation: mechanisms and implications / W. Ye, et al. // *Frontiers in Materials*. – 2025 – V. 12. – P. 1576078. DOI: 10.3389/fmats.2025.1576078.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения результатов диссертационного исследования в предприятие (ООО «Бурсервис»)

Общество с ограниченной ответственностью

БУРСЕРВИС



Юридический адрес: 169711, Республика Коми, г. Усинск,
ул. Комсомольская, д. 23, а/я 135



Почтовый адрес: 127018, Москва, ул. Двинцев, д. 12,
корп. 1,
подъезд "С", 12 этаж, Бизнес-центр "Двинцев"



Тел.: +7 495 755 83 00; Факс: +7 495 755 83 01
Email: info@burservis.ru; www.burservis.ru

ОГРН 1021100896618, ИНН/КПП 1106013435/110601001

Утверждаю

Директор департамента цементирования ООО «БурСервис»

А.В. Крохин

Дата: 20.01.2025

М.П.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации

Коптевой Анастасии Игоревны

на тему: «Разработка комплексного метода исследования свойств цементного раствора-камня при знакопеременном температурном воздействии мерзлых пород в скважине»

по научной специальности: 2.8.2. – «Технология бурения и освоения скважин»



Комиссия в составе:

Председатель: Директор департамента цементирования ООО «БурСервис», А.В. Крохин;

Члены комиссии:

1. Главный инженер департамента цементирования скважин ООО «БурСервис», А.В. Морозова;
2. Менеджер по технологиям департамента цементирования скважин ООО «БурСервис», Е.В. Дьяченко;
3. Координатор проекта ООО «БурСервис», В.В. Василенко.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертационного исследования на тему: «Разработка комплексного метода исследования свойств цементного раствора-камня при знакопеременном температурном воздействии мерзлых пород в скважине», представленного на соискание ученой степени кандидата технических наук, а именно алгоритм изучения влияния циклически возникающих знакопеременных температур на структуру цементного камня, включающий в себя определение возникающих деформационных напряжений и оценку их влияния на физико-механические свойства цементного камня использованы ООО «БурСервис» при производстве следующих работ:

Общество с ограниченной ответственностью

БУРСЕРВИС



Юридический адрес: 169711, Республика Коми, г. Усинск,
ул. Комсомольская, д. 23, а/я 135



Почтовый адрес: 127018, Москва, ул. Двинцев, д. 12,
корп. 1,
подъезд "С", 12 этаж, Бизнес-центр "Двинцев"

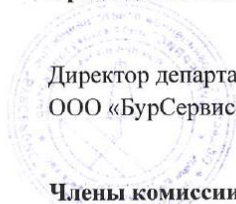


Тел.: + 7 495 755 83 00; Факс: + 7 495 755 83 01
Email: info@burservis.ru; www.burservis.ru

ОГРН 1021100896618, ИНН/КПП 1106013435/110601001

1. Разработка методики исследования внутрипорового напряженно-деформированного состояния цементного камня в результате циклически возникающих знакопеременных температур. Предлагаемый алгоритм изучения влияния циклически возникающих знакопеременных температур на структуру цементного камня, разработанный в рамках написания диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, позволяет повысить качество крепления скважин и снизить вероятность возникновения избыточных напряжений во внутрипоровом пространстве цементного камня.

Председатель комиссии:



Директор департамента цементирования
ООО «БурСервис»

Крохин А.В.

Члены комиссии:

Главный инженер департамента
цементирования скважин ООО «БурСервис»
Менеджер по технологиям департамента
по цементированию скважин ООО «БурСервис»
Координатор проекта ООО «БурСервис»

Морозова А.В.

Дьяченко Е.В.

Василенко В.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патенты на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2828105

**КЛИМАТИЧЕСКАЯ КАМЕРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПРОЦЕССА ТЕРМООТВЕРЖДЕНИЯ ОБРАЗЦОВ
ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ
ТЕМПЕРАТУРАХ**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования "Санкт-
Петербургский горный университет императрицы Екатерины
II" (RU)*

Авторы: *Юртаев Сергей Леонидович (RU), Громов Дмитрий
Александрович (RU), Ожигин Анатолий Юрьевич (RU), Коптева
Анастасия Игоревна (RU)*

Заявка № 2024117228

Приоритет изобретения 21 июня 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 07 октября 2024 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 21 июня 2044 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2838840

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ
ВНУТРЕННИХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ
ФОРМИРОВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В
УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ
ТЕМПЕРАТУРЫ**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования "Санкт-
Петербургский горный университет императрицы Екатерины
II" (RU)*

Авторы: *Юртаев Сергей Леонидович (RU), Громов Дмитрий
Александрович (RU), Кунавых Кирилл Сергеевич (RU), Коптева
Анастасия Игоревна (RU)*

Заявка № 2024138416

Приоритет изобретения 19 декабря 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 22 апреля 2025 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 19 декабря 2044 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов