

На правах рукописи

Алхаззаа Мохаммад



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ
РАСТВОРОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В
УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР**

*Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения
скважин*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени кандидата
технических наук**

Санкт-Петербург – 2025

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Нуцкова Мария Владимировна

Официальные оппоненты:

Чернышов Сергей Евгеньевич

доктор технических наук, доцент, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», кафедра нефтегазовых технологий, заведующий кафедрой;

Аксенова Наталья Александровна

кандидат технических наук, доцент, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, доцент.

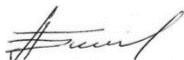
Ведущая организация - федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара.

Защита диссертации состоится **26 сентября 2025 г. в 11:00** на заседании диссертационного совета ГУ.10 Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д. 2, **аудитория № 3321**.

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

Автореферат разослан 25 июля 2025 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



БЛИНОВ
Павел Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Разработка термостойких тампонажных растворов для крепления скважин обусловлена тем, что наиболее существенным изменением структуры портландцемента при температурах выше 110°C является снижение прочности, характеризующееся значительными химическими и микроструктурными изменениями.

Значительно увеличить термостойкость цемента при температурах выше 110°C позволяет добавление частиц кремнезема (SiO₂) или минеральной ваты. А благодаря способности частиц наноглины или углеродных нанотрубок заполнять капиллярные микропоры за счёт сравнительно небольшого размера, они в настоящее время используются в цементной промышленности для повышения плотности упаковки цементной матрицы.

Надежность и долговечность тампонажных материалов имеют решающее значение для обеспечения герметичности скважин, предотвращения утечек и минимизации производственных рисков.

Традиционные цементные составы, применяемые при креплении скважин, часто демонстрируют снижение механических характеристик и термической устойчивости в условиях экстремальных температур, что приводит к ухудшению структурной целостности скважин, увеличению затрат на ремонтные работы и повышению экологических рисков.

Степень разработанности темы исследования. Учеными, работавшими над данной проблемой, предлагались различные способы её решения: применение быстросхватывающихся тампонажных композиций, ввод набухающих добавок в состав цементного раствора и многие другие. Но все эти разработки требуют наличия дополнительных химических реагентов и оборудования, оперативно доставить которые на скважину невозможно. В связи с этим разработка составов тампонажных смесей и технологических схем их оперативного применения, позволяющих повысить эффективность изоляционных работ, представляется весьма актуальной задачей.

Значительный вклад в развитие научных представлений о процессах тампонирования скважин внесли отечественные и зарубежные исследователи Агзамов Ф.А., Двойников М.В.,

Зими́на Д.А., Кожевников Е.В., Крылов В.И., Курочкин Б.М., Леушева Е.Л., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х., Николаев Н.И., Нуцкова М.В., Овчинников В.П., Поляков В.Н., Стрижнев К.В., Табатабаи Моради С.Ш., Тянь Н.М., Усманов Р.А., Шарафутдинов З.З., Яковлев А.А. и др. Однако ученые не рассмотрели детально вопрос разработки методики оценки способности цементного камня сопротивляться нагрузкам при повышенных температурах и ее зависимости от времени и глубины.

Объект исследования – цементный камень в заколонном пространстве скважины в условиях высоких температур

Предмет исследования – физико-механические и фильтрационные свойства цементного камня в условиях высоких температур.

Цель работы – повышение качества крепления скважин в условиях высоких пластовых температур.

Идея работы заключается в разработке тампонажных систем, обеспечивающих надежность крепи скважины для условий высоких пластовых температур, за счет введения в их состав наноглины или углеродных нанотрубок.

Основные задачи исследования:

1. На основе анализа современных технологий крепления скважин в условиях высоких температур, а также применяемых материалов и реагентов выявить наиболее перспективные материалы, обеспечивающие высокие структурно-механические характеристики цементного камня.

2. Разработать состав тампонажного раствора для цементирования скважин в условиях высоких температур за счет включения нанодобавок, обеспечивающих формирование цементного камня с низкой проницаемостью и высокими прочностными и адгезионными характеристиками.

3. Разработать алгоритм расчета прочности крепи скважины при воздействии сдвиговых напряжений горных пород в термобарических условиях.

4. Провести экономическую оценку предложенных разработок.

Научная новизна работы:

1. Установлен механизм формирования микроструктуры

цементного камня, основанный на гидратации частиц мелкодисперсной глины или минерального волокна с включением углеродных нанотрубок жидкостью затворения, обеспечивающий плотную упаковку кристаллов.

2. Разработана математическая модель, позволяющая рассчитать устойчивость цементного камня к разрушению в зависимости от температуры и глубины скважины с учётом физико-механических свойств окружающих горных пород и изменения прочностных характеристик цементного камня во времени.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработан алгоритм исследования способности тампонажного камня выдерживать нагрузки в диапазоне температур до 300 °С, на основе которого научно обоснованы и разработаны составы тампонажных растворов.

2. Разработаны тампонажные растворы, устойчивые к высоким температурам (патенты на изобретения №№ 2808959, 2810354, 2833994).

3. Разработана математическая модель, позволяющая рассчитать прочность цементного камня в кольцевом пространстве при сдвиговых деформациях горных пород.

4. Доказана эффективность крепления высокотемпературных скважин с использованием разработанных составов. Результаты диссертационного исследования внедрены в производство в рамках инновационной деятельности компании ООО «Гранула» (акт внедрения от 26.12.2024 г.).

Методология и методы исследования

Работа основана на результатах статистического анализа проведенных исследований по стандартным и специально разработанным методикам, а также анализа мирового и отечественного опыта. Лабораторные испытания тампонажных составов проводились в Санкт-Петербургском горном университете императрицы Екатерины II в соответствии с требованиями стандартов (рентгенофлуоресцентный метод, ASTM D 3967-08, ISO 10426-2:2003).

Положения, выносимые на защиту:

1. Ввод в тампонажный состав, приготовленный на основе цемента класса G, 3 % наноглины или 0,1-0,15 % минеральной ваты,

содержащей 25 % углеродных нанотрубок, позволяет повысить прочность на сжатие и растяжение в 1,2-2,6 раз, адгезию на границе «металл-цемент» – в 1,7-2,6 раз, а также снизить проницаемость цементного камня на 57-64 % при 300 °С по сравнению с базовым составом.

2. Разработанный алгоритм расчета напряжения сдвига цементного камня в зависимости от температуры и глубины скважины, с учётом физико-механических свойств окружающих горных пород, позволяет оценить целостность крепи скважины, с учётом напряженно-деформированного состояния цементного камня во времени.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается выполнением экспериментальных исследований в соответствии с международными и национальными стандартами на современном высокотехнологичном оборудовании, а также высокой степенью согласованности полученных данных. Проведение экспериментов основывалось на применении методов рационального математического планирования, что позволило обеспечить надежность анализа.

Основные результаты исследования были успешно представлены и обсуждены на всероссийских и международных научных конференциях, что свидетельствует о признании их научной ценности и практической значимости.

Апробация диссертационной работы. За последние 3 года принято участие в 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных: Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (13 декабря 2022 г., г. Самара), Вузовская конференция «Полезные ископаемые России и их освоение» (28 апреля 2023 г., г. Санкт-Петербург); XIX Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (22-27 мая 2023 г., г. Санкт-Петербург); III Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (22-24 мая 2024 г., г. Санкт-Петербург).

Личный вклад автора. На основе литературных источников, а также аналитических и экспериментальных исследований была

доказана необходимость улучшения составов цементного раствора. Проведены экспериментальные исследования для определения упруго-прочностных характеристик и проницаемости цементного камня. Разработаны составы, обеспечивающие надежное крепление скважин в условиях высоких температур. Предложена методика оценки прочности адгезии цементного камня, основанная на разработанной математической модели расчета сдвигового напряжения, которому подвергается камень, и его зависимости от температуры и глубины скважины, позволяющая подтвердить эффективность разработанных цементных составов.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 4 печатных работах, в том числе в 1 статье - 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 (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получены 3 свидетельства о государственной регистрации патента на изобретение.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, пяти глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 135 наименований, и 2 приложений. Диссертация изложена на 106 страницах машинописного текста, содержит 26 рисунков и 11 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю к.т.н., доценту Нуцковой М.В. за научное руководство работой, а также сотрудникам кафедры бурения скважин и коллективу научного центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II за содействие в проведении экспериментов и оказание консультаций.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена общая характеристика диссертационной работы, обоснована актуальность проведения исследований, сформулирована цель и задачи работы. Проведен

анализ существующих литературных источников по теме применения улучшенных цементных растворов с добавлением нанодобавок для высокотемпературного крепления скважин.

Указаны научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

В первой главе рассмотрены основные виды тампонажных материалов, их области применения, а также влияние температурных и химических факторов на свойства цементного камня. Приведён детальный обзор используемых нанодобавок, включая наноглину и минеральную вату, обработанную углеродными нанотрубками (МВПУН), их физико-химические свойства и механизмы улучшения цементного камня. Также охарактеризованы методы повышения прочностных и упругих характеристик цемента для обеспечения устойчивости скважин при высоких температурах.

Во второй главе рассмотрены методы экспериментального изучения свойств цементных растворов и камня. Особое внимание уделено определению прочностных и деформационных характеристик цементного камня, подвергнутого воздействию высоких температур. Приведена методика экспериментальных испытаний, включая методы тестирования с добавлением наноматериалов, позволяющие оценить адгезионные свойства цементного камня и его устойчивость к температурным и механическим нагрузкам.

В третьей главе рассматриваются результаты исследований прочности (на изгиб, сжатие, сцепление) и проницаемости модифицированных цементных составов, выполнена оценка их устойчивости к высоким температурам и давлению, имитирующим эксплуатационные условия скважин. Приведен сравнительный анализ свойств базового цементного раствора и усовершенствованных составов с МВПУН и наноглиной, представлены результаты исследования влияния добавок на технологическую эффективность составов цементных растворов. Проведена количественная оценка влияния концентрации МВПУН и наноглины на предел прочности при сжатии и изгибе, адгезию и проницаемость, что позволило обосновать оптимальные составы цементных смесей.

В четвертой главе приведены аналитические и численные

исследования напряжений сдвига в цементном камне, возникающих в условиях высокотемпературных скважин. Разработан математический алгоритм расчёта напряжений, возникающих в цементном камне и при сцеплении со стенками скважины, с учетом термальных и механических воздействий. Рассмотрена связь между устойчивостью скважин и величиной напряжения сдвига на различных глубинах и при длительной эксплуатации. Эти расчёты используются для обоснования эффективности улучшенных тампонажных растворов, разработанных в рамках исследования.

В пятой главе проводится экономическая оценка использования нанодобавок (минеральной ваты, пропитанной углеродными нанотрубками, и наноглины) для совершенствования цементного камня, анализируется стоимость приготовления одного кубометра базового и модифицированного тампонажного раствора, а также их влияние на прочность при сжатии и проницаемость при температуре 300°C. Сравнительный анализ позволил выявить оптимальные концентрации добавок для достижения лучшего соотношения «цена-качество».

Основные результаты выполненных исследований отражены в следующих защищаемых положениях.

1. Ввод в тампонажный состав, приготовленный на основе цемента класса G, 3 % наноглины или 0,1-0,15 % минеральной ваты, содержащей 25 % углеродных нанотрубок, позволяет повысить прочность на сжатие и растяжение в 1,2-2,6 раз, адгезию на границе «металл-цемент» – в 1,7-2,6 раз, а также снизить проницаемость цементного камня на 57-64 % при 300 °C по сравнению с базовым составом.

Проблема снижения прочности цемента, которая становится особенно заметной при температурах выше 110 °C, обусловлена значительными химическими и микроструктурными изменениями, происходящими в портландцементе при воздействии высоких температур.

В качестве базового состава цементного раствора был использован состав с плотностью около 1,97 г/см³. Базовый состав включал Саудовский цемент класса G, соответствующего спецификации 10А АНИ (Американский нефтяной институт), 0,8 % пластификатор (С-3) от массы цемента и 44% воды от массы цемента.

Модифицированные образцы были приготовлены путем включения минеральной ваты, пропитанной углеродными нанотрубками (МВПУН) или наноглины.

МВПУН в различных пропорциях 0,05 %, 0,1 %, 0,15 %, 0,2 % и 0,25 % по массе цемента, в результате чего было получено пять различных тестовых образцов. Эти образцы получили название Ах, где «А» обозначает образец, а «х» указывает процент содержания МВПУН. Следовательно, А0 представляет собой основной состав, а А5, А10, А15, А20 и А25 обозначают цементный раствор с содержанием МВПУН 0,05 %, 0,1 %, 0,15 %, 0,2 % и 0,25 % соответственно.

Кроме того, был приготовлен еще один набор из пяти образцов модифицированного цементного раствора путем включения кварцевой муки в количестве 35 % по массе цемента и варьирования содержания частиц наноглины от 0% до 4% по массе цемента (0 %, 1 %, 2 %, 3 % и 4 %), как показано в таблице 1.

Исследование проводилось в соответствии с методикой, представленной на рисунке 1.

Испытания цементного камня на прочность на сжатие, растяжение, прочность адгезии на границе «металл-цемент» и проницаемость проводились на основе стандартов ISO 10426-2:2003, Бразильский метод по ASTM D 3967-08, ISO 10426-2:2003, а также по методике, разработанной в Санкт-Петербургском горном университете. Свойства цементного камня оценивались в условиях высоких температур до 300 °С. После выдержки в течение 7 и 28 дней, образцы цементного камня испытывались при температуре от 25 °С до 300 °С. Условия обработки образцов приведены в таблице 2.

Результаты испытаний при высоких температурах представлены на рисунках 2-5, на которых отражены ключевые характеристики разработанных составов.

Экономическая целесообразность каждой из исследованных добавок оценивается сравнением затрат, связанных с приготовлением 1 м³ базового цементного состава и улучшенного с использованием МВПУН и наноглины, а также оценки стоимости состава по сравнению со стоимостью базового состава и прочностью на сжатие при 300 °С, в дополнение к оценке стоимости состава и кривые проницаемости через 28 дней в сравнении с критериями

отбора, с целью определения наилучших и наиболее экономичных концентраций материалов, используемых при приготовлении цементной смеси, что снижает затраты на техническое обслуживание и оправдывает первоначальные инвестиции (рисунок 6).

На основе проведенных экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы относительно использования нанодобавок для улучшения свойств цементного камня, применяемого при цементировании нефтяных и газовых скважин в условиях высоких температур:

1. Повышение прочностных характеристик. Введение нанодобавок, таких как наноглина и МВПУН, значительно повышает прочность цементного камня как при комнатной температуре (25°C), так и при высокой (до 300°C). Установлено, что на оптимальных концентрациях нанодобавки обеспечивают повышение прочности на сжатие и растяжение до 60-70 % в сравнении с базовыми образцами. В частности, добавление МВПУН в концентрации 0,15 % показало наилучшие результаты, обеспечивая увеличение прочности на растяжение до 260,5 % после 28 суток при температуре 300°C. Это подчеркивает эффективность использования МВПУН для повышения термической стойкости цемента.

2. Оптимизация концентраций нанодобавок. Исследования показали, что оптимальная концентрация наноглины – 2-3 %, а МВПУН – 0,15 %. Превышение этих значений приводит к агломерации частиц, что, в свою очередь, вызывает ослабление структуры цементного камня и ухудшение его механических свойств. Например, при увеличении концентрации МВПУН до 0,2 % наблюдалось значительное снижение прочности и увеличение проницаемости на 86,95 % по сравнению с оптимальной концентрацией. Это указывает на важность соблюдения оптимальных концентраций добавок для достижения наилучших характеристик цемента.

3. Улучшение адгезионных свойств. Нанодобавки, включая МВПУН и наноглину, положительно влияют на адгезионную способность цементного камня, что особенно важно для предотвращения расслаивания и образования трещин в цементной оболочке при изменении температур. Адгезионная прочность образцов, содержащих МВПУН, увеличивалась на 127,4-260,5 % при

высокой температуре (300°C). Важно отметить, что использование МВПУН в концентрации 0,15 % дало наилучший результат, обеспечивая максимальное повышение адгезионной прочности в условиях высоких температур.

4. Снижение проницаемости. Добавление МВПУН, наряду с наноглиной, значительно снижает газопроницаемость цементного камня. Для образцов с 0,15 % МВПУН наблюдалось снижение проницаемости на 57,4 % после 7 суток и на 64,3 % после 28 суток по сравнению с базовыми образцами. Это указывает на улучшение герметичности цемента и его способность эффективно препятствовать утечкам газа в условиях высоких температур. Однако увеличение концентрации МВПУН до 0,2 % вызвало увеличение проницаемости на 86,95-130 %, что подчеркивает необходимость тщательного контроля концентрации добавок.

5. Термостойкость цемента. В условиях высоких температур (300°C) цементные составы с нанодобавками, включая МВПУН, и наноглину, продемонстрировали высокую устойчивость к термическому разрушению. Наиболее эффективными оказались составы с 0,15 % МВПУН и 3 % наноглины, что позволило значительно увеличить прочностные и адгезионные характеристики цемента даже при длительном воздействии высоких температур. Эти результаты подчеркивают перспективность использования таких добавок при цементировании глубоких нефтяных и газовых скважин.

Таким образом, результаты проведенных исследований подтверждают эффективность применения нанодобавок для улучшения механических, адгезионных и герметизирующих свойств цемента, используемого для цементирования нефтяных и газовых скважин в условиях высоких температур. Важно отметить, что наиболее перспективными добавками являются МВПУН в концентрации 0,15 %, и 3 % наноглины, при этом необходимо соблюдать оптимальные концентрации для предотвращения агломерации частиц и достижения максимального эффекта.

2. Разработанный алгоритм расчета напряжения сдвига цементного камня в зависимости от температуры и глубины скважины, с учётом физико-механических свойств окружающих горных пород, позволяет оценить целостность крепи скважины, с учётом напряженно-деформированного состояния цементного

камня во времени.

В высокотемпературных скважинах (рисунок 7), а также скважинах, где применяются тепловые методы нефтедобычи, цемент и горные породы на границе раздела со стволом скважины испытывают значительные термические напряжения из-за температурных вариаций по глубине.

При повышении температуры скважины оба материала расширяются, но с разной скоростью, что может привести к сдвиговым напряжениям вдоль границы «цемент-горная порода». Если эти напряжения превышают адгезионную прочность (прочность сцепления) на границе «цемент-горная порода», может произойти расслоение или возникновение микротрещин, что может быть выражено следующим критерием (1):

$$\tau \geq \tau_c \quad (1)$$

где τ – напряжение сдвига на границе, МПа; τ_c – прочность сцепления интерфейса цемент-горная порода, МПа.

Следовательно, точный расчет сдвигового напряжения на границе раздела «цемент-горная порода» имеет решающее значение для оценки целостности и долговечности крепи скважины. В связи с этим получение математической зависимости, выражающей сдвиговое напряжение $\tau(z, t)$ как функцию глубины z и температуры t с учетом температурной зависимости свойств материалов цемента и сланца, наиболее распространенной породы в высокотемпературных скважинах.

Для системы «цемент-горная порода» сдвиговое напряжение τ на границе раздела, вызванное дифференциальным термическим расширением, может быть представлено уравнением (2):

$$\tau = G \left(\frac{\Delta\alpha \cdot \Delta T}{h} \right) \quad (2)$$

Это уравнение предполагает, что G и $\Delta\alpha$ постоянны, но в высокотемпературных скважинах оба параметра зависят от температуры. Для расширения этой модели до формы, зависящей от глубины, мы вводим $G(T(z))$, $\Delta\alpha_{\text{цемент}}(T(z))$ и $\Delta\alpha_{\text{камень}}(T(z))$, где $T(z)$ – температура на глубине (z). Сначала мы разработаем это уравнение как функцию температуры, затем как функцию глубины, каждую отдельно, а затем объединяем полученные результаты, чтобы

получить математическую модель, рассчитывающую сдвиговое напряжение как функцию температуры и глубины одновременно. Уравнение (2) можно записать как функцию температуры в виде (3):

$$\tau(T) = G(T) \left(\frac{\Delta\alpha \cdot \Delta T}{h} \right) \quad (3)$$

где

$$\begin{aligned} G(T) &= G_0(1 - \alpha G(T - T_0)) \\ \Delta\alpha &= \alpha_{\text{цемент}}(T) - \alpha_{\text{камень}}(T) \\ \alpha(T) &= \alpha_0(1 + \beta(T - T_0)) \\ \alpha_{\text{цемент}}(T) &= \alpha_{\text{цемент},0}(1 + \beta_{\text{цемент}}(T - T_0)) \\ \alpha_{\text{камень}}(T) &= \alpha_{\text{камень},0}(1 + \beta_{\text{камень}}(T - T_0)) \end{aligned} \quad (4)$$

Таким образом, уравнение (4) принимает следующий вид (5):

$$\Delta\alpha = \alpha_{\text{цемент},0} + (\alpha_{\text{цемент},0} \beta_{\text{цемент}} - \alpha_{\text{камень},0} \beta_{\text{камень}}) \cdot (T - T_0) - \alpha_{\text{камень},0} \quad (5)$$

Для сравнительного расчета выберем известняк и сланец, как породы, значительно отличающиеся по характеристикам. Разберем пример расчета модели на примере сланца, для любых других пород порядок расчета будет идентичным. Коэффициент термического расширения сланца $\Delta\alpha_{\text{сланец}}$ и его реакция на изменения температуры существенно отличаются от цемента, что критически важно для точного моделирования термических напряжений. Стоит отметить, что значение $\alpha_{\text{камень}}$ для окружающих пород зависит от типа породы:

Сланец: $\alpha_{\text{камень}} \approx 8 - 12 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

Теперь, подставляя $G(T)$ и $\Delta\alpha(T)$ в уравнение сдвиговых напряжений (3), получим (6):

$$\tau(T) = G_0(1 - \alpha_G(T - T_0)) \cdot \frac{(\alpha_{\text{цемент},0} - \alpha_{\text{сланец},0} + (\alpha_{\text{цемент},0} \beta_{\text{цемент}} - \alpha_{\text{сланец},0} \beta_{\text{сланец}}) \cdot (T - T_0)) \cdot \Delta T}{h} \quad (6)$$

Таким образом, окончательный вид напряжения сдвига при температуре (Т) (7):

$$\tau(T) = \frac{G_0(1 - \alpha_G(T - T_0))}{h} ((\alpha_{\text{цемент},0} - \alpha_{\text{сланец},0}) + (\alpha_{\text{цемент},0} \beta_{\text{цемент}} - \alpha_{\text{сланец},0} \beta_{\text{сланец}})(T - T_0)) \Delta T \quad (7)$$

Если вдоль глубины скважины существует температурный градиент, то сдвиговое напряжение τ может варьироваться в зависимости от глубины (z). Глубинно-зависимая модель (2) будет включать интегрирование термического деформационного параметра $\varepsilon^{\text{th}}(z)$ через интерфейс цемент-скала (8):

$$\tau(z) = G \left(\frac{d}{dz} (\Delta\alpha \int_0^z \Delta T(z') dz') \right) \quad (8)$$

Таким образом, объединив два уравнения (7), (8) в (9):

$$\tau(z) = G(T(z)) \left(\frac{d}{dz} (\Delta\alpha(T(z)) \int_0^z \Delta T(z') dz') \right) \quad (9)$$

Это позволяет учитывать глубинно-зависимую природу сдвигового напряжения, вызванного дифференциальным тепловым расширением в среде с температурным градиентом, что делает её подходящей для условий высокотемпературных скважин. Используя температурно-зависимые выражения для каждого параметра:

- Модуль сдвига $G(z)$ для цемента:

$$G(z) = 11 \times 10^9 (1 - 0,0017 (T(z) - 25))$$

- Разница в тепловом расширении $\Delta\alpha(z)$:

- для цемента: $\Delta\alpha_{\text{цемент}}(z) = 10 \times 10^{-6} + 0,00035 (T(z) - 25)$

- для сланца: $\Delta\alpha_{\text{сланец}}(z) = 5 \times 10^{-6} + 0,0002 (T(z) - 25)$

Таким образом,

$$\Delta\alpha(z) = (10 \times 10^{-6} + 0,00035(T(z) - 25)) - (5 \times 10^{-6} + 0,0002(T(z) - 25)) \quad (10)$$

Подставляя эти выражения в уравнение сдвигового напряжения, зависящего от глубины, мы получаем (11):

$$\tau(z) = 11 \times 10^9 (1 - 0,0017(T(z) - 25)) \cdot \frac{d}{dz} \left((5 \times 10^{-6} + 0,00015(T(z) - 25)) \int_0^z \Delta T(z') dz' \right) \quad (11)$$

Этот вывод охватывает сложное взаимодействие между температурным расширением и механическими свойствами, критически важными для устойчивости высокотемпературных скважин. Гибкость этой модели позволяет адаптировать ее для различных типов горных пород или цементных составов, что делает ее ценным инструментом для оценки устойчивости скважин. Но эта математическая модель дает значения $\tau(z)$ в момент схватывания цементной смеси, но для более точных результатов это уравнение может быть разработано для учета изменений свойств цемента с течением времени, и поэтому нам необходимо включить функции как для модуля сдвига $G(T,t)$, так и для коэффициента теплового расширения $\alpha(T,t)$, который изменяется со временем, в уравнение напряжения сдвига на определенной глубине z (8)

Подставляя выражения для $G(T(z),t)$ и $\Delta\alpha(T(z),t)$, получаем (12):

$$\tau(z,t) = (G_0(1 - \alpha_G(T - T_0)) \cdot f(t)) \cdot \frac{d}{dz} \left((\alpha_{\text{цемент},0} + \beta_{\text{цемент}} \cdot T(z) + g(t)) - (\alpha_{\text{сланец},0} + \beta_{\text{сланец}} \cdot T(z)) \int_0^z \Delta T(z') dz' \right) \quad (12)$$

Эту модель можно использовать для прогнозирования напряжения сдвига $\tau(z)$ через разное время после окончания цементирования, например, 7 или 28 дней, для наблюдения за тем, как изменяются механические свойства цемента со временем с учетом температурных условий в скважине.

Применяя разработанный математический алгоритм к модели высокотемпературной скважины глубиной 6500 м и пластовой температурой 325 °С, и принимая переменные, показанные в таблице 3, которые соответствуют характеристикам тампонажного камня, полученного в исследовании (Состав 1 – А15; Состав 2 – К35Г2), определены значения напряжения сдвига для температур по стволу скважины, показанные в таблице 4. Для анализа и оценки надежности исследованного цементного камня результаты представлены на рисунке 8.

Таблица 4 – Результаты расчета $\tau(z,t)$

Глубина (м)	Температура (°С)	Напряжение сдвига $\tau(z,t)$ (МПа)			
		Состав 1		Состав 2	
		Сланец	Известняк	Сланец	Известняк
500	55	1,2	1,1	0,9	0,8
1000	90	2,5	2,3	1,8	1,6
1500	115	3,8	3,5	2,7	6,04
2000	140	5,1	4,7	6,029	6,5
2500	170	6,4	6	6,5	7
3000	200	7,2	7	7	7,3
3500	225	7,5	7,4	7,3	7,6
4000	250	7,8	7,7	7,6	7,8
4500	265	7,9	7,8	7,8	8
5000	280	7,92	7,93	8	8,2
5500	295	7,92	8,1	8,2	8,4
6000	310	7,93	8,3	8,4	8,6
6500	325	8,01	8,5	8,6	8,8

Из рисунка 8-а видно, что тампонажный состав с МВПУН (А15), эффективен до очень высоких температур, так как разрушение происходит на глубине 6000 метров и при температуре 310 °С для сланца, а также на глубине 5000 метров при температуре 280 °С для известняка, когда значение сдвигового напряжения ($\tau(z,t)$) становится равным адгезионной прочности цемента (τ).

При проведении расчета для песчаника глубины стабильности тампонажного камня окажутся ещё больше. В то время как второй состав с наноглиной (К35Г2), показанный на рисунке 8-б, остаётся эффективным только до глубины 2000 метров и температуры 140 °С для сланца, а для известняка – не более, чем 1500 м и температуры 115 °С, так как в этих условиях адгезионная прочность цемента остаётся выше прочности на сдвиг, но при более высоких температурах разрушение происходит со 100 % вероятностью, что означает, что первый состав обеспечивает стабильное и успешное цементирование скважин при высоких температурах. Второй состав также имеет возможность применения, но ограниченного небольшими глубинами и условиями повышенных, но не высоких температур (выше 100 °С, но не более 140 °С).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе содержится решение актуальной научно-технической задачи повышения качества цементирования нефтяных и газовых скважин при высоких температурах за счёт оптимизации рецептур цементных систем с нанодобавками, обеспечивающими улучшенные механические характеристики цементного камня.

По результатам проведённых исследований сделаны следующие выводы:

1. Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что использование нанодобавок в оптимальных концентрациях значительно улучшает свойства вяжущих материалов, что открывает перспективы их применения в строительстве и цементировании нефтегазовых скважин.

2. Разработаны составы тампонажных растворов, обеспечивающих формирование цементного камня с низкой проницаемостью и высокими прочностными и адгезионными

характеристиками за счет синергетического эффекта от сочетания наноматериалов с волокнами минеральной ваты. Установлено, что добавление всего 0,1 % МВПУН (0,075 % минеральной ваты и 0,025 % углеродных нанотрубок) обеспечивает аналогичный эффект повышения прочности цементного камня, что и добавление 1 % наноглины. По сравнению с предыдущими исследованиями, в которых применялись углеродные нанотрубки без использования минеральной ваты, установлено, что прочностные характеристики модифицированного цементного камня при более низкой концентрации добавок существенно выше, что служит дополнительным подтверждением синергетического взаимодействия.

3. Разработан алгоритм расчёта напряжений сдвига цементного камня в зависимости от температуры и глубины скважины с учётом прочностных характеристик вмещающих пород. Расчёты, выполненные по предложенной модели, показали возможность применения разработанных цементных композиций при пластовых температурах до 310°C с учётом прочности окружающих пород и изменения прочностных характеристик цементного камня во времени.

4. Проведённая экономическая оценка показала, что оптимальной с точки зрения баланса «затраты – прочность» является использование МВПУН в концентрации 0,05-0,1 %. Однако при изменении критериев отбора возможно применение концентрации 0,15 % для достижения максимальной прочности цементного камня. Для составов с кварцевой мукой и наноглиной установлено, что их эффективное содержание может составлять до 3 %, при этом концентрации 1-2 % являются оптимальными.

Разработанные рецептуры цементных систем обеспечивают значительное повышение механических характеристик цементного камня в условиях высоких температур, характерных для нефтяных и газовых скважин. Использование МВПУН и наноглины в оптимальных концентрациях существенно увеличивает прочность на сжатие и растяжение, а также снижает проницаемость, что делает их перспективными добавками для современных цементных материалов.

В качестве перспективных направлений дальнейших

исследований можно рассматривать усовершенствование разработанных цементных составов, а также углублённое изучение их долгосрочной эффективности в различных эксплуатационных условиях, в том числе при строительстве наклонно направленных скважин.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:

Публикации в изданиях Перечня ВАК:

1. 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.

Публикация в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

2. Нуцкова, М.В. Разработка тампонажных растворов с добавками частиц наноглины для строительства нефтяных скважин в условиях повышенных температур / М.В. Нуцкова, **М. Алхаззаа** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335, № 8. – С. 7-17. – DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4244.

3. Nutskova, M.V. Effect of Mineral Wool Impregnated with Carbon Nanotubes on Properties of Cement at High Temperatures. / M.V. Nutskova, **М. Alhazzaa**, A. Alhazzaa // International Journal of Engineering, TRANSACTIONS A: Basics. – 2025. – Vol. 38, № 1. – pp. 147–155. DOI: 10.5829/ije.2025.38.01a.14

4. Nutskova, M.V. Optimizing Cement Properties in High-Temperature Oil Wells with Hybrid Additives: CNT-Infused Mineral Wool and Nanoclay / M.V. Nutskova, **М. Alhazzaa** // International Journal of Engineering, TRANSACTIONS B: Applications. – 2025. – Vol. 38, № 5. – pp. 1056–1066. DOI:10.5829/ije.2025.38.05b.09

Патенты/свидетельство на объект интеллектуальной собственности:

5. Патент № 2808959 Российская Федерация, СПК С09К 8/467 (2023.08); E21B 33/138 (2023.08); С04В 28/02 (2023.08); С04В 14/06 (2023.08); С04В 24/24 (2023.08); С04В 2111/20 (2023.08); С04В 2103/32 (2023.08). Тампонажный состав. Заявка № 2023123861 : заявл. 15.09.2023 : опубл. 05.12.2023 / М.В. Нуцкова, **М. Алхаззаа**, А.В. Учитель; заявитель/патентообладатель федеральное

государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 11 с.

6. Патент № 2810354 Российская Федерация, СПК С09К 8/467 (2006.01), СПК С04В 28/04 (2023.08). Тампонажный состав. Заявка № 2023115512 : заявл. 14.06.2023 : опубл. 27.12.2023 / М.В. Нуцкова, **М. Алхаззаа**; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 9 с.

7. Патент № 2833994 Российская Федерация, СПК С09К 8/467 (2024.08). Тампонажный состав. Заявка № 2024108970 : заявл. 04.04.2024 : опубл. 03.02.2025 / М.В. Нуцкова, **М. Алхаззаа** ; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 9 с.

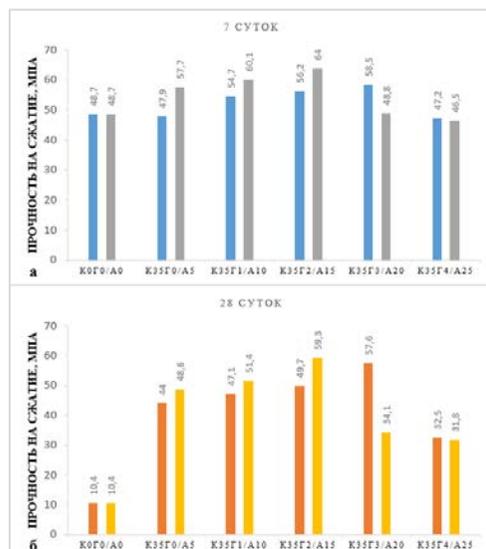


Рисунок 2 – Прочность на сжатие образцов, выдержанных при 300°C через: а) 7 суток; б) 28 суток

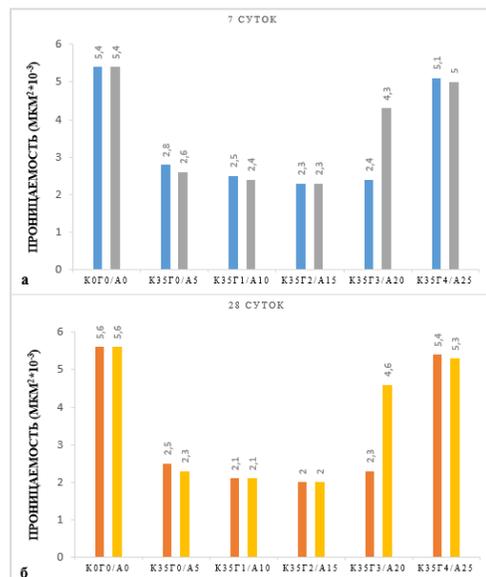


Рисунок 4 – Проницаемость образцов цементного камня после хранения в условиях высоких температур (один термоцикл): а) через 7 суток; б) через 28 суток

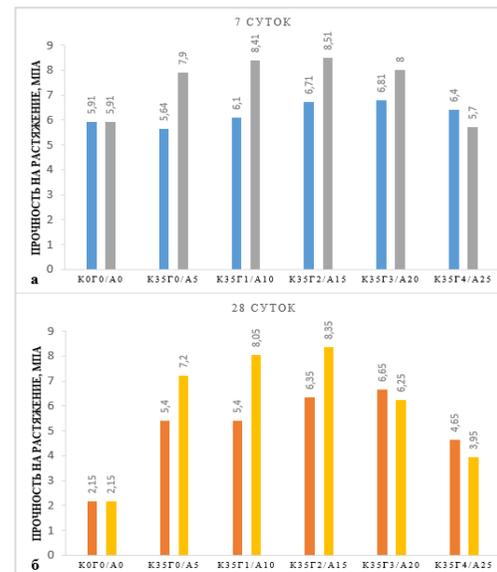


Рисунок 3 – Прочность на растяжение образцов, выдержанных при 300°C через: а) 7 суток; б) 28 суток

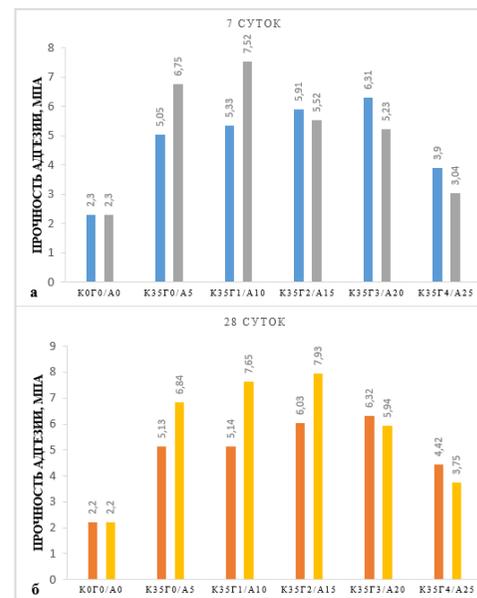


Рисунок 5 – Прочность адгезии образцов, отвержденных при 300°C через: а) 7 суток; б) 28 суток

Таблица 1 - Образцы, использованные в исследовании, и их компонентный состав

Названия образцов	Сухая смесь						Жидкая смесь				
	Цемент	МВПУН		Наноглина		Кварцевая мука		Вода		Пластификатор (С-3)	
	г	г	% (от цемента)	г	% (от цемента)	г	% (от цемента)	г	% (от сухой смеси)	г	% (от цемента)
К0Г0 / А0	500	0	0	0	0	0	0	220	44	4	0,8
К35Г0	500	-	-	0	0	175	35	297	44	4	0,8
К35Г1	500	-	-	5	1	175	35	299	44	4	0,8
К35Г2	500	-	-	10	2	175	35	301	44	4	0,8
К35Г3	500	-	-	15	3	175	35	304	44	4	0,8
К35Г4	500	-	-	20	4	175	35	306	44	4	0,8
А5	500	2,5	0,5	-	-	-	-	221	44	4	0,8
А10	500	5	1	-	-	-	-	222	44	4	0,8
А15	500	7,5	1,5	-	-	-	-	223	44	4	0,8
А20	500	10	2	-	-	-	-	224	44	4	0,8
А25	500	12,5	2,5	-	-	-	-	225	44	4	0,8



Рисунок 1 – Блок-схема, обобщающая методологию исследования

Таблица 2 – Условия выдержки образцов тампонажного камня

Режим	Время хранения образцов	Температура среды
Низкотемпературный	7 суток в водяной бане	25 ⁰ С
	28 суток в водяной бане	25 ⁰ С
Высокотемпературный (один термоцикл)	7 суток: 4 суток в водяной бане 3 суток в автоклаве	25 ⁰ С 300 ⁰ С
	28 суток: 25 суток в водяной бане 3 суток в автоклаве	25 ⁰ С 300 ⁰ С

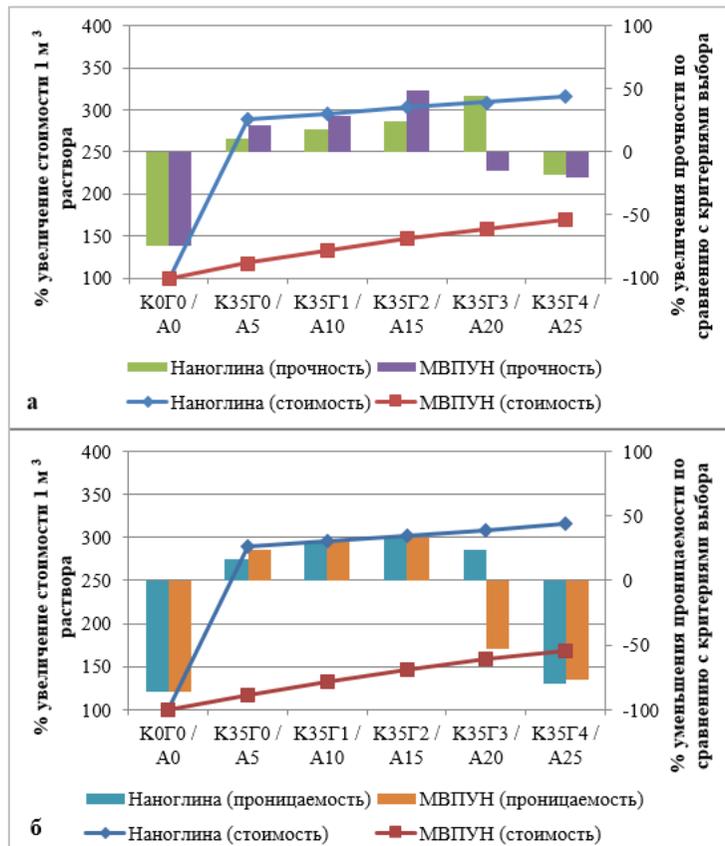


Рисунок 6 – Сопоставление стоимости растворов с технологическими свойствами составов через 28 суток в зависимости от концентрации добавок: а) увеличение прочности на сжатие при температуре 300°C; б) снижение проницаемости

Таблица 3 – Значения переменных, используемых при расчете $\tau(z,t)$:

Параметр	Условное обозначение	Значения для расчета		Единица измерения
		Состав 1	Состав 2	
Начальный модуль сдвига цементного камня	G_0	12×10^9	$11,5 \times 10^9$	Па
Коэффициент модуля сдвига	α_G	$0,44 \times 10^{-3}$	$0,45 \times 10^{-3}$	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Коэффициент теплового расширения для цемента при T_0	$\alpha_{\text{цемент},0}$	12×10^{-6}		$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Коэффициент теплового расширения для цемента, изменяющийся в зависимости от температуры	$\beta_{\text{цемент}}$	36×10^{-6}		$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Коэффициент теплового расширения для сланца при T_0	$\alpha_{\text{сланец},0}$	10×10^{-6}		$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Коэффициент теплового расширения для сланца, изменяющийся в зависимости от температуры	$\beta_{\text{сланец}}$	30×10^{-6}		$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Коэффициент теплового расширения для известняка при T_0	$\alpha_{\text{известняк},0}$	6×10^{-6}		$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Коэффициент теплового расширения для известняка, изменяющийся в зависимости от температуры	$\beta_{\text{известняк}}$	18×10^{-6}		$^{\circ}\text{C}^{-1}$
Начальная температура	T_0	25		$^{\circ}\text{C}$
Время	t	28		суток

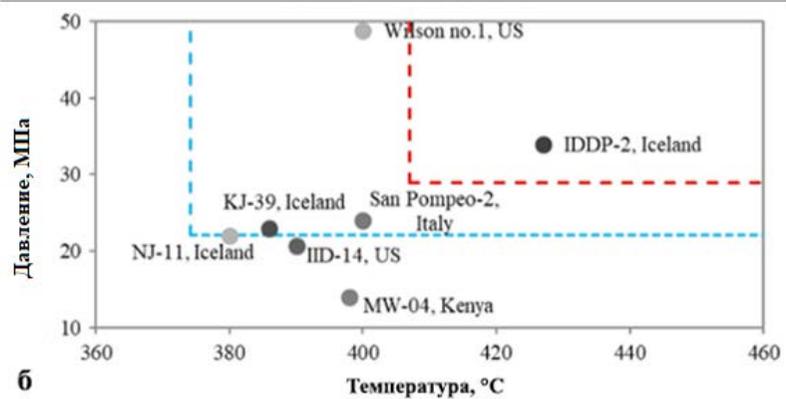
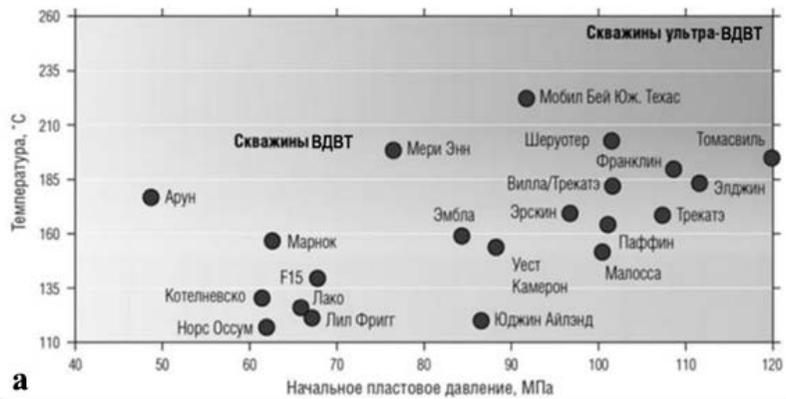


Рисунок 7 – Скважины с условиями ВДВТ:
а) нефтегазовые, б) геотермальные

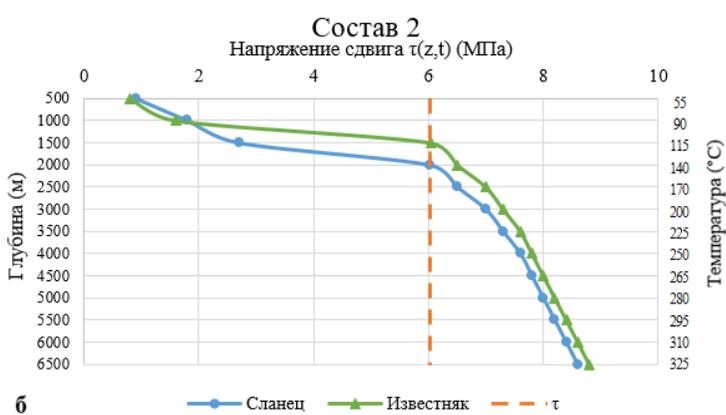
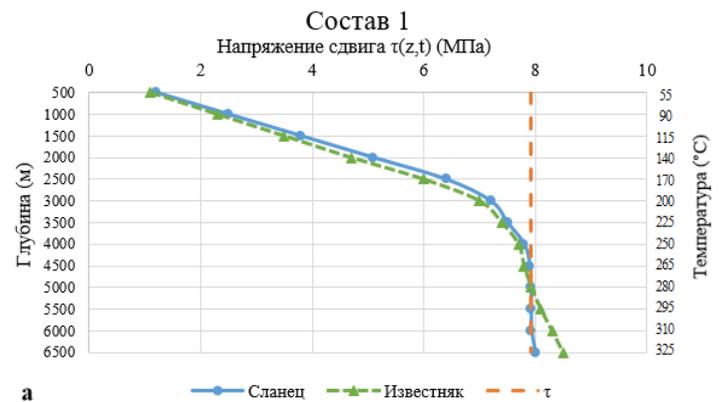


Рисунок 8 – Напряжение сдвига в зависимости от изменения температуры с глубиной: а) Состав 1 – А15, б) Состав 2 – К35Г2.