

На правах рукописи



МЕЛЕХОВ АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ

**ТЕРМОСТОЙКИЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ
ДЛЯ СОЗДАНИЯ КРЕПИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН
С ТЕРМОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ**

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Тюмень – 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» и в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Научный руководитель: **Овчинников Василий Павлович**,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и
газовых скважин» ФГБОУ ВО
«Тюменский индустриальный университет».

Официальные оппоненты: **Агзамов Фарит Акрамович**,
доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры «Бурение нефтяных
и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский
государственный нефтяной технический
университет»;

Самсоненко Наталья Владимировна,
доктор технических наук, главный научный
сотрудник Центра технологий строительства
и ремонта скважин ООО «Газпром
ВНИИГАЗ».

Ведущая организация: ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
г. Альметьевск.

Защита состоится «25» сентября 2025 года в 15 часов 30 минут
на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625039
г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском
комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»
и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан «04» августа 2025 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Одним из перспективных направлений развития современной нефтяной промышленности является ввод в эффективную разработку трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), таких как нетрадиционные ресурсы керогенонефтематеринских пород, битуминозная и тяжелая нефть. Они распространены во многих регионах страны и за рубежом, в частности, наибольшее сосредоточение ТриЗ (от 6 до 10 млрд т) приходится на керогенсодержащие породы баженовской свиты Западной Сибири.

Для добычи ТриЗ преимущественно применяют третичные методы повышения нефтеотдачи, способствующие существенному увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН). По данным Международного энергетического агентства, к 2040 году общий объем добычи с применением третичных методов увеличения возрастает до 225 млн т, что составит около 4 % мировой добычи нефти. Согласно мировому опыту, применение третичных методов увеличения нефтеотдачи, таких как метод термогазового воздействия на пласт (ТГВ), позволяет увеличить нефтеотдачу пласта на 10–17 %. В настоящее время многие отечественные компании активно ведут апробацию технологии ТГВ на лицензионных участках, в частности, компания ООО «РИТЭК» работает на Средне-Назымском месторождении.

Метод ТГВ основан на закачивании в пласт под давлением паровоздушной смеси с активными агентами. Взаимодействие кислорода с нефтью и керогеном инициирует в пласте самопроизвольные окислительные процессы с выделением тепла. Закачиваемая с воздухом вода превращается в перенасыщенный пар с температурой 300–350 °С, что приводит к значительному росту давления. Кероген, находящийся в залежи, вследствие окислительных процессов подвергается пиролизу и крекингу. Естественно, при реализации технологии ТГВ конструкция скважины подвергается значительным теплофизическим нагрузкам (300 °С и 45 МПа). В таких условиях традиционные портландцементы разрушаются при температуре выше 100 °С по причине их недостаточной термостойкости. Разрушение происходит вследствие межфазовых переходов термодинамически

неустойчивых минеральных компонентов продуктов твердения тампонажного камня: протекает термическая деструкция цементного камня, сопровождаемая трещинообразованием и разрушением структуры.

Изложенное требует разработки новых и совершенствования имеющихся рецептур тампонажных цемента с улучшенными тампонажно-техническими и изоляционными свойствами, методов их приготовления и регулирования свойств для конкретных термобарических условий строительства скважин.

Степень разработанности темы исследования

Изучению свойств и разработке термостойких тампонажных материалов посвящены работы известных исследователей: Ф. А. Агзамова, В. И. Бабушкина, А. И. Булатова, В. С. Данюшевского, Н. Х. Каримова, В. М. Кравцова, Я. М. Курбанова, Г. М. Матвеева, О. П. Мchedлов-Петросяна, Д. Ф. Новохатского, В. П. Овчинникова, Ш. М. Рахимбаева, М. Э. Рояка, М. М. Сычева, З. З. Шарафутдинова, А. А. Шатова и др. Результатами научного анализа стали теоретические знания и опыт крепления скважин с применением термостойких тампонажных цемента, а также исследования физико-механических свойств продуктов твердения на их основе. В то же время, имеется ряд нерешенных аспектов, в частности, обоснования и модификации гранулометрического и минералогического состава, технологии приготовления с целью получения более высокой степени уплотнения тампонажной смеси для применения в конкретных геолого-технических условиях. Кроме того, недостаточно изучены механизмы фазовых превращений и образования устойчивых гидратных фаз в тампонажном камне под воздействием циклических температур, характерных для процессов пиролиза и крекинга при ТГВ.

Цель диссертационной работы

Обеспечение герметичности заколонного пространства скважин в условиях термогазового воздействия на продуктивный пласт с ТРИЗ созданием специальных тампонажных цемента.

Основные задачи исследования

1. Проанализировать результаты опубликованных исследований

по изучению влияния на изоляционные характеристики температурного воздействия, сформированного в заколонном пространстве тампонажного камня, и исследовать термическую деструкцию камня из тампонажных материалов, применяемых для крепления скважин с тепловыми методами воздействия на ТРИЗ.

2. Обосновать способ модификации сухих тампонажных смесей и разработать на их основе рецептуры термостойких тампонажных цементов для крепления скважин в условиях ТГВ.

3. Разработать способ снижения числа стадий процесса образования в цементном камне низкоосновных гидратных соединений (новообразований), обеспечивающих его термостойкость и улучшенные тампонажно-технические свойства.

4. Провести опытно-промысловые испытания и оценить технико-экономическую эффективность разработанных тампонажных цементов.

Объектом исследования являются тампонажные цементы и растворы для крепления скважин в условиях ТГВ.

Предметом исследования являются способы корректировки фракционного и минералогического состава тампонажной смеси в процессе приготовления.

Научная новизна работы

1. Объяснен механизм процесса деструкции цементного камня при циклическом температурном воздействии на крепь скважины многостадийной перекристаллизацией высокоосновных продуктов гидратации цемента (преимущественно гидросиликатов кальция) в низкоосновные.

2. Теоретически обоснован способ получения сухих полидисперсных тампонажных цементов со структурой плотнейшей упаковки с целью повышения тампонажно-технических характеристик цементного раствора и камня.

3. Научно обоснован способ сокращения числа стадий процесса образования низкоосновных продуктов гидратации цемента для повышения термостабильности цементного камня в условиях термической коррозии

путем подбора фракционного состава тампонажной смеси с целью создания структуры плотнейшей упаковки.

Теоретическая и практическая значимость работы

Результаты, полученные автором в ходе исследования, дополняют и развивают имеющиеся теоретические представления о взаимосвязи минералогического состава цементного камня с процессами его термодеструкции, способах регулирования структуры и упаковки исходных ингредиентов полидисперсной системы.

По результатам выполненных исследований разработаны:

1. Рецептуры термостойких тампонажных цементов для крепления обсадных колонн эксплуатационных скважин для реализации ТГВ на продуктивный пласт, а также для крепления поисково-разведочных скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и высоких температур.

2. Методика определения термостойкости тампонажных цементов в условиях циклической температурной нагрузки.

3. Инструкция по применению термостойких тампонажных материалов для цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК» в условиях термогазового воздействия на пласт.

4. Технологический регламент по применению утяжеленного термостойкого тампонажного раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур.

Результаты исследований реализованы при креплении скважин для ТГВ на месторождениях ООО «РИТЭК». Их внедрение позволило повысить качество крепления и значительно увеличить межремонтный период работы скважин, существенно сократить затраты на эксплуатацию и проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Методология и методы исследования

Перечисленные задачи решались путем анализа и обобщения экспериментальных и промысловых исследований российских и зарубежных специалистов и сервисных компаний; проведением экспериментальных

и практических исследований с применением сертифицированного лабораторного оборудования, математических инструментов и вычислительных алгоритмов при анализе полученных экспериментальных данных.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты экспериментальных исследований процессов термической коррозии при циклическом воздействии высоких температур в процессе ТГВ.

2. Способ, позволяющий регулировать свойства тампонажных цементов путем корректировки фракционного состава тампонажных смесей и тампонажно-технических параметров термостойких тампонажных цементов.

3. Способ сокращения стадийности образования низкоосновных продуктов гидратации (гидросиликатов кальция) и повышения термостабильности цементного камня в условиях термической коррозии при реализации тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

Личный вклад автора состоит в постановке и реализации задач исследования, обосновании способа приготовления и регулирования свойств полидисперсных гетерогенных тампонажных цементов со структурой плотнейшей упаковки и разработке рецептур термостойких тампонажных цементов и растворов, подготовке научно-технической документации и проведении промысловых испытаний.

Степень достоверности результатов проведенного исследования

Достоверность полученных результатов экспериментальных исследований подтверждается использованием методов и оборудования, аккредитованных лабораторий в национальной системе аккредитации «Росаккредитация». Для каждого определяемого физико-механического показателя, характеризующего тампонажно-технические свойства цементов, методом наименьших квадратов рассчитаны показатели точности измерений (расширенная неопределенность) с доверительным интервалом $P=0,95$. Результаты лабораторных исследований согласуются с теоретическими и практическими данными, полученными из научных источников

и публикаций известных ученых и специалистов. Перспективность работы подтверждена внедрением разработанных цементов при строительстве скважин на Средне-Назымском месторождении.

Апробация результатов

Основные положения и материалы диссертационной работы докладывались на конференциях молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Тюмень, 2016, 2018 гг.); Российской нефтегазовой технической конференции SPE (Москва, 2016 г.); II научно-практической конференции «Горизонтальные скважины 2017: проблемы и перспективы» (Казань, 2017 г.); конкурсах молодежных научно-инновационных проектов в сфере нефтегазовой отрасли Тюменского инновационного нефтегазового форума (Тюмень, 2016, 2018, 2020 гг.) и других конференциях и форумах.

Публикации

Результаты исследований опубликованы в 15 научных работах, в том числе: 7 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК РФ; 1 монография; 2 статьи в рецензируемых журналах, включенных в базу данных Scopus; 5 работ в материалах международных и всероссийских конференций.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин в части пункта 8: «Крепление скважин. Технология, технические средства и материалы для цементирования обсадных колонн, установки цементных мостов. Буферные жидкости. Тампонажные цементы и составы на их основе. Технологии и технические средства заканчивания скважин».

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 144 наименования. Материал диссертации изложен на 183 страницах, содержит 45 таблиц и 45 рисунков.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю

доктору технических наук, профессору Овчинникову Василию Павловичу и заместителю генерального директора по научной работе в области строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», кандидату технических наук Бакирову Данияру Лябиповичу за содействие и поддержку при проведении исследований и внедрении результатов работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, поставлены цель и задачи исследований, дана краткая характеристика работы.

В первой главе рассмотрена структура запасов ТриЗ, а также геологические особенности строения баженовской свиты на примере Средне-Назымского месторождения.

Существенным отличием условий залегания нефти баженовской свиты от коллекторов с традиционными запасами углеводородов является нахождение в керогенсодержащей породе, что крайне ограничивает их подвижность и извлекаемость.

Для обеспечения повышения нефтеотдачи пласта в таких условиях необходимо контролировать процесс окисления керогена. Температура процесса окисления в коллекторе рассчитывается индивидуально для конкретных геолого-технических условий на основании состава кернового материала. Так, в работе К. А. Щеколдина отмечается, что для достижения максимального выхода жидких продуктов при деструкции органического вещества для условий Средне-Назымского месторождения оптимальная температура должна находиться в диапазоне 340–420 °С. Математическое моделирование процесса проведения ТГВ в программном комплексе SIMULIA Abaqus для условий Средне-Назымского месторождения показало, что при ТГВ наибольшему температурному воздействию подвергается низ эксплуатационной колонны и хвостовик нагнетательной скважины. Максимальные теплофизические нагрузки возникают только в начале окислительного процесса, далее после нескольких минут закачивания водовоздушной смеси температура в зоне цементного кольца хвостовика скважины снижается и не превышает 300 °С. По мере удаления от интервала перфорации хвостовика и зоны окисления происходит экспоненциальное снижение температуры до пластовой.

Анализ специальных источников и промысловый опыт показывают, что при использовании тепловых методов увеличения нефтеотдачи пласта происходит существенное снижение качества крепи скважины, связанное с растрескиванием цементного кольца и образованием зазоров между цементным камнем, обсадной колонной и горной породой (Таблица 1).

Таблица 1 – Сведения о средней доле сплошного контакта тампонажного цемента с колонной по данным акустического сканирования 16 нагнетательных скважин Средне-Назымского месторождения

Период оценки	Доля контакта с колонной, %			Доля контакта с породой, %		
	сплошн.	частич.	отсут.	сплошн.	частич.	отсут.
До реализации ТГВ	43,1	51,2	5,7	17,4	59,8	22,8
После реализации ТГВ	13,3	28,0	58,7	9,3	24,0	66,7

Геофизические исследования по оценке качества цементирования технического состояния обсадной колонны, проведенные с применением акустического скважинного телевизора (АСТП) на 26 скважинах Усинского месторождения до и после пароциклического воздействия (ПЦО), также показывают резкое снижение контакта цементного камня с обсадной колонной и образование каналов в цементном камне (Рисунок 1).

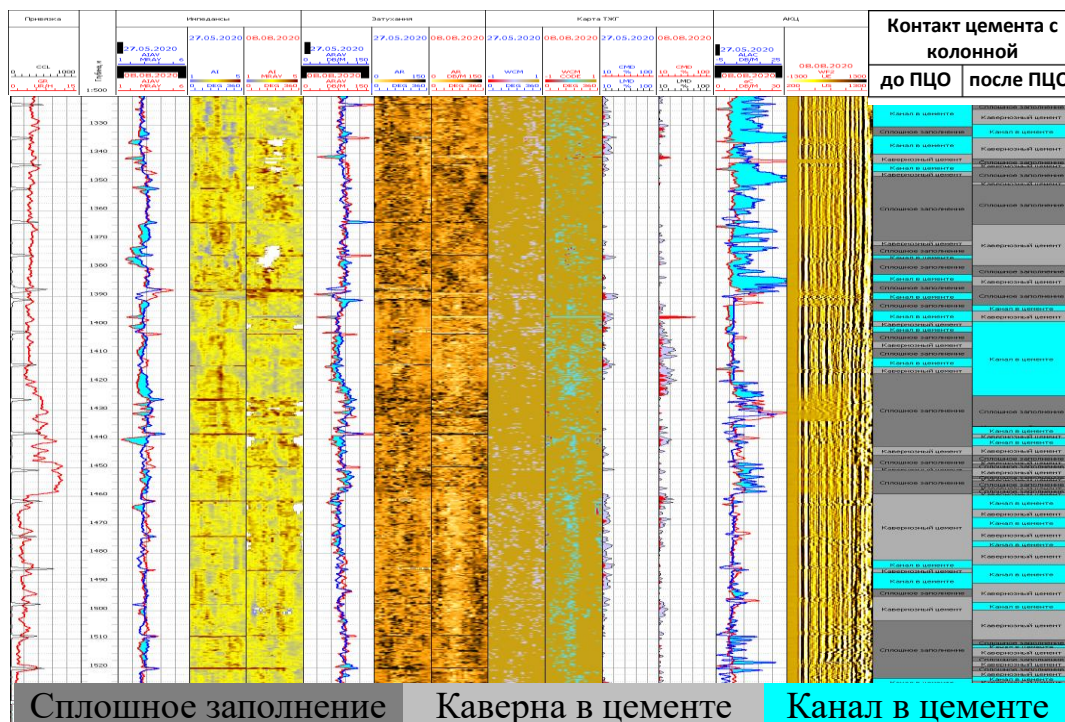


Рисунок 1 – Результаты ГИС по оценке качества цементирования скважины 7685 Усинского месторождения до и после ПЦО (прибор АСТП-108/172)

С целью повышения качества крепления скважин в условиях ТГВ на пласт, на основании анализа геолого-технических условий Средне-Назымского месторождения и многолетнего опыта влияния ТГВ на крепь скважины обоснованы требования, предъявляемые к цементному раствору и камню, применяемому для крепления обсадных колонн скважин (Таблица 2).

Таблица 2 – Требования к свойствам раствора/камня из тампонажных цемента, предъявляемые для цементирования скважин Средне-Назымского месторождения с ТГВ на пласт

Наименование показателя	Нагнетательная скважина		Добывающая скважина	
	нижняя часть эксплуатационной колонны	хвостовик	нижняя часть эксплуатационной колонны	верхняя часть эксплуатационной колонны
Плотность раствора, кг/м ³ , не более	2000	2000	2000	1440
Растекаемость цементного теста, мм, не менее	180	200	180	180
Водоотделение, %, не более	0,5	0,5	0,5	1,7
Водоотдача за 30 мин, см ³ , не более	100	100	100	150
Время загустевания раствора до консистенции 30 Вс, при t _{дин} = 75 °С, Р = 45,0 МПа, мин, не менее	90	240	90	200
Прочность цементного камня, не менее - при изгибе/ - на сжатие	через 48 часов, МПа, при 90 °С 3,5/12,0	через 48 часов, МПа, при 90 °С 3,5/12,0	через 48 часов, МПа, при 90 °С 3,5/12,0	через 24 часа, МПа, при 40 °С 0,7/1,9
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкости, МПа, не менее - при изгибе/ - на сжатие	при 300 °С 3,5/12,0	при 300 °С 3,5/12,0	при 200 °С 3,5/12,0	при 160 °С 0,7/1,9
Прочность цементного камня на сжатие через 30 сут., МПа, при 90 °С, не менее	-	45,0	-	-

Во второй главе обобщен и выполнен анализ используемых термостойких тампонажных материалов для цементирования высокотемпературных скважин.

Установлено, что, несмотря на имеющийся опыт крепления скважин высокотемпературными тампонажными цементами, а также исследований их физико-механических свойств, существуют проблемы, связанные

с корректировкой составов применительно к конкретным геолого-техническим условиям и способам эксплуатации скважин, обеспечению термостойкости сформированного в заколонном пространстве цементного камня.

Основной причиной нарушения герметичности и разобщения пластов в интервалах высоких температур ($>100\text{ }^{\circ}\text{C}$) является образование каналов и трещин как в самом цементном камне, так и в контактах цементный камень – обсадная колонна/цементный камень–горная порода из-за недостаточной термостойкости цементного камня.

Для цементирования высокотемпературных скважин активно применяются тампонажные растворы, в состав которых вводят различные добавки (кремнеземсодержащие компоненты, шлаки, кварц и т. д.), повышающие термостойкость образуемого цементного камня. Тем не менее, решение комплексной проблемы создания тампонажного материала для конкретных геолого-технических условий с технологическими параметрами цементного раствора и эксплуатационными характеристиками цементного камня (цементного кольца) требует корректировки взаимоисключающих параметров как цементного раствора, так и цементного камня – основного компонента герметичности заколонного пространства. Кроме того, не рассмотрены вопросы изменения минералогического (фазового) состава при формировании цементного камня, а также при циклических высокотемпературных воздействиях.

В качестве метода оценки эффективности разработанных тампонажных материалов обосновано применение акустических методов ГИС, позволяющих установить в динамике состояние цементного камня в процессе термической деструкции (образование зазоров, микротрещин и т. д.).

В третьей главе сформулированы теоретические предпосылки для разработки способов обеспечения термостойкости тампонажных цементов, описаны методы и методики проведения исследований. Создание циклических термомеханических нагрузок, как правило, влечет за собой изменения структуры тампонажного кольца и, вследствие этого, герметичности всей крепи скважины. По результатам проведенного анализа

установлено, что для создания качественной крепи скважины такие известные методы и способы, как повышение адгезии, применение расширяющихся цементов, а также самозалечивающихся тампонажных материалов, направленные на восстановление целостности цементного камня или его контакта с металлом обсадной колонны, неэффективны при воздействии чрезмерных теплофизических нагрузок, характерных для ТГВ.

Диссертация посвящена созданию специальных тампонажных цементов с высокой термостойкостью для технологических операций крепления скважин с тепловым воздействием на пласт с учетом рынка выпускаемых тампонажных материалов и инфраструктуры технологий цементирования – оборудования, техники и т. д. В работе, в качестве основной, рассмотрена и решена проблема разрушения цементного камня при циклическом воздействии высокой температуры, как ключевого фактора, приводящего к термодеструкции самого цементного камня в момент его формирования и эксплуатации и, как следствие, к снижению доли сплошного контакта с колонной.

Исследованиями ранее указанных авторов было установлено, что при термической коррозии (деструкции) происходит активная перекристаллизация минеральных фаз, составляющих цементный камень. Цепочка фазовых переходов может быть достаточно длинной, причем каждая новая фаза образуется при меньших степенях пересыщения поровой жидкости оксидами кальция и кремния, чем предыдущая, из-за разных величин их растворимости в зависимости от температуры. Наибольшей склонностью к межфазовой перекристаллизации обладают высокоосновные продукты твердения (преимущественно гидросиликаты кальция), в которых соотношение $\text{CaO}/\text{SiO}_2 = (C/S) > 1,2$.

Для решения проблемы разрушения цементного камня из традиционно применяемых тампонажных материалов под воздействием умеренных и высоких температур проведен рентгенофазовый анализ минералогического состава продуктов перекристаллизации тампонажного камня как в момент его формирования, так и в более поздние сроки.

Проведенные исследования показали, что фазовый состав продуктов

твердения цементного камня из тампонажного портландцемента (на примере ПЦТ-I-G), твердевшего при температуре 200 °С, в возрасте одних суток представлен преимущественно высокоосновными гидросиликатами кальция различного стехиометрического состава минералов портландита – CaH_2O_2 , силлиманита – $\text{Al}_{1,98}\text{Fe}_{0,02}\text{O}_5\text{Si}$ и браунмиллерита – $\text{Al}_{0,37}\text{Ca}_2\text{Fe}_{1,63}\text{O}_5$, которые подвержены внутрифазовой перекристаллизации в менее основные гидратообразования. Введение достаточного количества активного SiO_2 приводит к связыванию свободного $\text{Ca}(\text{OH})_2$, и со временем термодинамическое равновесие смещается в сторону образования низкоосновных продуктов твердения (таких, как тобермориты – $\text{Ca}_2\text{H}_3\text{O}_{11}\text{Si}_3$), минуя фазу образования высокоосновных кристаллогидратов.

Таким образом, в условиях высоких температур происходит изменение основности продуктов твердения термодинамически неустойчивых гидросиликатов кальция, которые сопровождаются изменением их внутренних объемов в тампонажном камне, что и является причиной деструкции камня.

В четвертой главе приводятся результаты исследований технологических свойств тампонажного раствора и физико-механических характеристик цементного камня, используемых при креплении скважин, предназначенных для реализации технологии ТГВ.

Ассортимент термостойких цемента заводского изготовления весьма ограничен, и он, в основном, только частично удовлетворяет потребностям конкретных экстремальных условий цементирования и дальнейшей эксплуатации. Совершенствование рецептур тампонажных цемента зачастую не приводит к положительному результату без серьезного изменения исходного состава смеси. При выполнении работы были проведены исследования тампонажно-технических свойств раствора/камня тампонажных цемента ШПЦС, Карбон-Био, TermoLight различных производителей в условиях соответствующих регламентов ТГВ. Исследования показали, что большинство составов не удовлетворяют требованиям, указанным в Таблице 2. Установлено, что среди испытанных **облегченных** тампонажных цемента повышенной термостойкостью при

циклической термической коррозии обладает состав TermoLight-4, а среди цементов **нормальной** плотности – состав TermoLight-9. Однако, растворы на основе тампонажного цемента TermoLight-9 обладают ранними сроками загустевания и схватывания, а также высокими показателями фильтрации (водоотдачи). У тампонажного раствора на основе цемента TermoLight-4 также недостаточно высокие седиментационные характеристики и низкие прочностные свойства цементного камня. Изложенное требует корректировки их составов. Необходим поиск новых видов активных минеральных добавок с обоснованием их фракционного и количественного состава в единице объема сухой тампонажной смеси.

Из дискретной геометрии и кристаллохимии известно, что для максимального повышения содержания сфер (шаров, частиц, атомов и т. д.) в единице объема необходимо создание плотнейшей упаковки – упорядоченного заполнения пространства сферами, при котором расстояния между центрами сфер минимальны, а образующиеся пустоты заполнены сферами меньших размеров. Подобное заполнение уменьшает суммарную пустотность пространства и увеличивает плотность упаковки (концентрацию частиц в единице объема).

Еще в 1907 году группа исследователей во главе с В. Фуллером предложили подобный способ модификации физико-механических свойств цементных смесей и бетона. Опираясь на работы И. Кеплера и К. Гаусса, В. Фуллер в первом приближении теории создания плотнейшей упаковки рассматривал зернистые материалы в сухих строительных и цементных смесях как сферы определенного диаметра. При определенном соотношении подобных сфер (частиц) в растворе можно добиться снижения степени загущения полидисперсной системы и стабилизации седиментационных процессов за счет равномерного распределения фракционного состава по всему объему. При этом возникающее взаимное упорядоченное соприкосновение частиц различных фракций о поверхности друг друга позволяет снизить трение между твердыми частицами за счет перераспределения силы трения-скольжения в силы трения-качения, способствуя снижению реологических характеристик, а жидкая фаза

выполняет функцию смазывающего вещества для твердых частиц компонентов.

Для обоснования формирования структуры плотнейшей упаковки в системах с непрерывным зерновым составом, таких как цементные, тампонажные и бетонные смеси, согласно Фуллеру, применяется метод, основанный на построении оптимальных гранулометрических кривых через функцию распределения Фуллера, описываемую уравнением:

$$A_i = 100 \left(\frac{d_i}{d_{max}} \right)^n,$$

где A_i – размер частиц в процентах (тонкость помола фракции), проходящих через сито размером d_i , мм; d_{max} – наибольший размер зерна в смеси, мм; n – коэффициент распределения, равный 0,5.

Предлагается, в соответствии с изложенным методом, для каждой разрабатываемой рецептуры тампонажной смеси проводить определение гранулометрического (фракционного) состава (Таблица 3) с построением кривых рассеивания.

Таблица 3 – Фракционный состав тампонажных цементов серии TermoLight

Тампонажный цемент	Содержание фракций мас. %								
	0,1	0,08	0,071	0,063	0,05	0,04	0,032	0,02	<0,02
TermoLight-9	2,03	3,29	20,67	24,85	10,44	1,26	2,19	3,34	31,93
TermoLight-9 (300)	3,46	5,24	19,71	23,14	9,77	1,22	2,07	3,18	32,23
TermoLight-4	11,33	16,65	25,34	9,43	4,33	17,65	9,39	4,69	1,19
TermoLight-4 (160)	11,41	16,73	24,98	9,32	4,28	17,30	9,22	4,63	2,13

На основе дисперсного состава смеси (по уравнению Фуллера) рассчитывается и строится эталонная (идеальная) кривая рассеивания гранулометрического состава (Рисунок 2). Полученная информация позволяет подобрать и рассчитать концентрацию наполнителей для получения требуемого гранулометрического состава, удовлетворяющего принятому распределению.

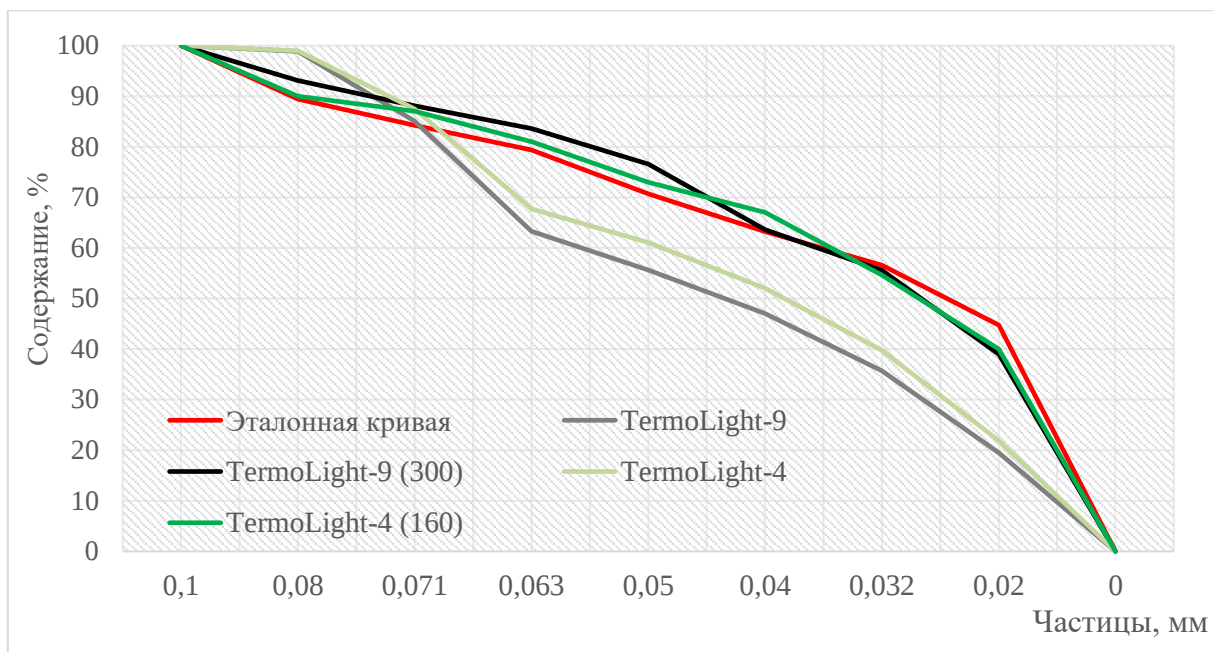


Рисунок 2 – Кривые рассеивания для составов серии TermoLight

Таким образом, при подборе гранулометрического состава, близкого к эталонным значениям (Рисунок 2), было выявлено, что для смесей TermoLight наиболее эффективными наполнителями по дисперсности являются тонкодисперсная зола ТЭС (КМД-Н ТУ 5712-011-80338612-2008) и микрокремнезем (МКУ-85 Н ТУ 5712-011-80338612-2008) в следующих соотношениях:

- для раствора нормальной плотности **TermoLight-9 (300)** – TermoLight-9 – 100 %, дополнительно от массы TermoLight-9 – 5,0 % КМД-Н и 3,0 % МКУ-85;

- для облегченного раствора **TermoLight-4 (160)** – TermoLight-4 – 100 %, дополнительно от массы TermoLight-4 – 1,0 % КМД-Н и 1,0 % МКУ-85.

Для оценки сходимости фактических значений кривых рассеивания рассматриваемых смесей и эталонной кривой с применением метода наименьших квадратов в программном комплексе Statsoft Statistica 13.5 были рассчитаны коэффициенты корреляции и построены регрессионные зависимости. Коэффициент корреляции для кривой рассеивания тампонажного цемента TermoLight-9 (300) составляет 0,995, а для тампонажного цемента TermoLight-4 (160) – 0,997. Таким образом, высокие значения коэффициентов корреляции подтверждают соответствие полученных соотношений структуре плотнейшей упаковки модифицированных тампонажных цементов.

На их основе разработаны рецептуры растворов для крепления скважин в интервалах термогазового воздействия на пласт Средне-Назымского месторождения. Усредненные значения некоторых свойств разработанных составов (плотности, времени загустевания – по 3 испытаниям, прочности при изгибе – по 6 испытаниям, прочности на сжатие – по 12 испытаниям) приведены в Таблице 4.

Таблица 4 – Сведения о физико-механических свойствах рецептур тампонажных цементов (растворов, камня)

Состав смеси по массе, %	В/Ц	Плотность, кг/м³	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} = 75 °С, Р = 45,0 МПа, мин	Прочность через 48 ч, МПа	Прочность через 10 циклов, МПа	Прочность через 30 суток, МПа
				изгиб/сжатие	изгиб/сжатие	изгиб/сжатие
TermoLight-9						
TermoLight-9 – 100,0	0,38	1900	38	при 90 °С 2,7/30,2	при 300 °С 2,7/25,0	при 300 °С 6,3/41,0
TermoLight-9 (300) – для нижней части (250 м от башмака) эксплуатационной колонны нагнетательных скважин						
TermoLight-9 – 100,0 МКУ-85 - 3,0 КМД-Н - 5,0 GranCem Plast-1 – 0,20 GranCem GazBlock-2 – 0,10 GranCem FoamBlock – 0,05	0,41	1875	204	при 90 °С 5,1/26,2	при 300 °С 5,2/27,3	при 300 °С 8,2/51,9
TermoLight-9 (300) – для цементирования хвостовиков нагнетательных скважин						
TermoLight-9 – 100,0 МКУ-85 - 3,0 КМД-Н - 5,0 GranCem Retard-1 - 0,20 GranCem Plast-1 - 0,20 GranCem GazBlock-2 - 0,20 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	1910	265	при 90 °С 4,0/27,5	при 300 °С 4,5/33,7	при 90 °С 8,2/48,8 при 300 °С 8,3/51,0
TermoLight-9 (300) – для цементирования нижней части (250 м от башмака) эксплуатационных колонн добывающих скважин						
TermoLight-9 – 100,0 МКУ-85 - 3,0 КМД-Н - 5,0 GranCem Plast-1 - 0,25 GranCem GazBlock-2 - 0,05 GranCem FoamBlock - 0,05	0,40	1890	232	при 90 °С 4,1/22,3	при 200 °С 4,7/23,8	при 200 °С 7,1/43,8
TermoLight-4						
TermoLight-4 – 100,0	0,6	1400	180	при 40 °С 1,6/4,1	при 160 °С 3,6/13,6	при 160 °С 14,3
TermoLight-4 (160) – для цементирования верхней части эксплуатационных колонн добывающих скважин						
TermoLight-4 – 100,0 МКУ-85 - 1,0 КМД-Н - 1,0 GranCem Retard-1 – 0,18 GranCem PV-1 – 0,20 GranCem FoamBlock – 0,05	0,70	1360	213	при 40 °С 1,8/4,8	при 160 °С 4,8/15,4	при 160 °С 4,3/15,4

Термостойкость цементного камня подтверждена отсутствием снижения прочностных характеристик камня после моделирования циклического воздействия высоких температур (Таблица 4) и отсутствием трещин на испытываемых образцах, а также рентгенофазовым анализом. Исследованиями установлено, что фазовый состав продуктов твердения цементного камня (Рисунок 3) по большей части представлен низкоосновными гидросиликатами кальция вида ксонотлит ($\text{Ca}_6\text{Si}_6\text{O}_{17}(\text{OH})_2$, $\text{C}_6\text{S}_6\text{H}$, $5\text{CaSiO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$), которые при циклическом воздействии температуры остаются постоянными по составу в их содержании, отмечаются лишь незначительные изменения.

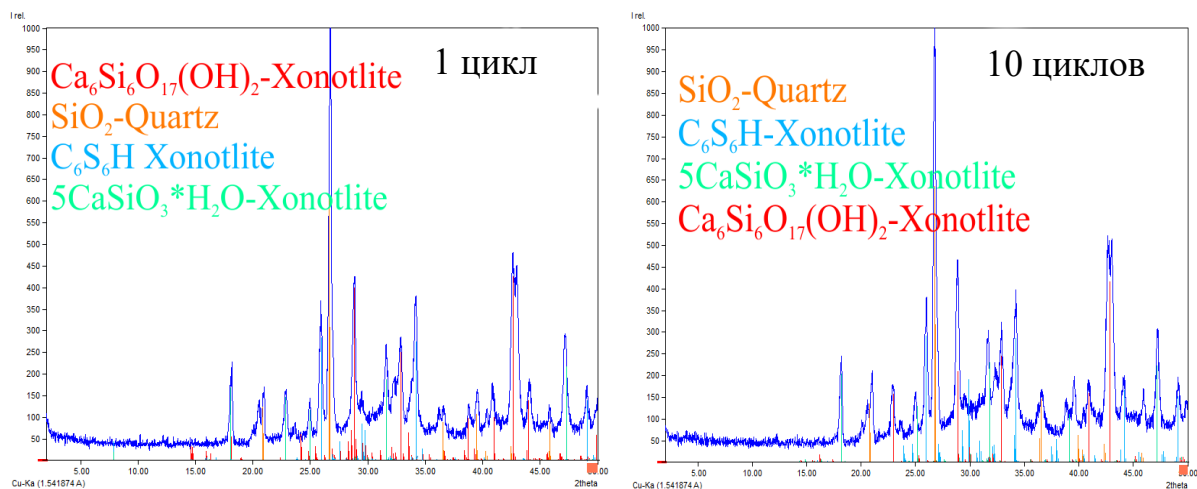


Рисунок 3 – Рентгенограмма образца на основе тампонажного цемента TermoLight-9 (300) после циклических воздействий (температура 300 °C)

Фазовые переходы преимущественно осуществлены в процессе первого цикла термического воздействия. При последующих воздействиях изменение физико-механических свойств сформированного камня малозаметно, обусловлено лишь ростом кристаллов, т. е. структура камня является термостабильной.

Метод создания плотнейшей упаковки является универсальным методом улучшения тампонажно-технических свойств цементов, позволяющим при помощи модификации фракционного состава компонентов сухих смесей повысить физико-механические параметры тампонажных растворов и камня на их основе и в полевых условиях. К примеру, с применением указанного метода получены составы утяжеленных термостойких тампонажных цементов для крепления зон с АВПД и высоких температур с плотностью раствора до 2300 кг/м^3 и термостойкостью до $150 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве наполнителей

тампонажного цемента предложены маршалит и барит. Коэффициент корреляции для кривой рассеивания тампонажного цемента с плотностью раствора 2100 кг/м³ составляет 0,997, а для тампонажного цемента с плотностью раствора 2300 кг/м³ – 0,994.

Усредненные значения свойств разработанных утяжеленных термостойких тампонажных цементов (растворов, камня) представлены в Таблице 5.

Таблица 5 – Сведения о тампонажно-технических свойствах утяжеленных термостойких тампонажных цементов (растворов, камня)

Параметр	Значение			
Соответствие фракционного состава «Идеальной кривой рассеивания»	нет	да	да	нет
Вещественный состав цемента, % мас.	ПЦТ I-G – 34 Маршалит – 6 Барит – 60	ПЦТ I-G – 35 Маршалит – 8 КБ-ЗБ – 57	ПЦТ I-G – 65 Маршалит – 12 КБ-ЗБ – 23	ПЦТ I-G – 63 Маршалит – 17 КБ-ЗБ – 20
В/С	0,30	0,28	0,30	0,27
Плотность раствора, кг/м ³	2300	2300	2100	2100
Водоотделение, %	3,2	0	2,9	0
Усадка тампонажного раствора (каменя), % об	9,1	0	7,5	0
Прочность цементного камня через 1 сутки при 150 °С, МПа при изгибе/на сжатие	2,0/10,1	5,2/22,1	2,8/12,2	4,1/20,2
Прочность цементного камня через 10 суток при 150 °С, МПа при изгибе/на сжатие	3,1/13,5	5,7/28,8	3,5/13,1	5,5/23,1
Растекаемость, мм	190	235	180	240
Пластическая вязкость, МПа*с	287,3	75,0	210	69,0
ДНС, дПа	229,9	119,7	191,5	88,1
СНС (10 сек.), дПа	73,4	40,1	98,9	30,6
СНС (10 мин.), дПа	192,7	122,3	133,5	112,2

В результате проведенных исследований (Таблица 5) установлено, что чем ближе фракционный состав тампонажной смеси к эталонному, тем выше тампонажно-технические свойства исследуемых растворов и сформированного из них цементного камня. Эти результаты подтверждают эффективность использования теории создания плотнейшей упаковки в качестве инструмента создания и корректировки составов тампонажных материалов для крепления скважин в условиях ТГВ.

Таким образом, применение метода создания структуры плотнейшей упаковки способствует получению седиментационно-устойчивых тампонажных растворов с высокой подвижностью при минимальном водосодержании, значительно превосходящих по свойствам тампонажные материалы с неоптимизированным фракционным составом при тех же значениях плотности.

В пятой главе работы приведены результаты опытно-промышленного внедрения разработанных рецептур при креплении скважин, а также проведена оценка экономической эффективности их применения.

Промысловые испытания проводились на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК». При применении разработанных цементов на всех 8 скважинах установлено: по результатам опрессовок обсадные колонны герметичны; межколонные давления и заколонные циркуляции отсутствуют; средняя величина сплошного контакта цемента с колонной повысилась с 13,3 % до 66,9 %, а с породой – с 9,3 % до 49,2 %.

По результатам исследований разработана и утверждена «Инструкция по применению термостойких тампонажных материалов для цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков скважин на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК» в условиях термогазового воздействия на пласт». Для утяжеленных термостойких тампонажных цементов разработан и внедрен «Технологический регламент по применению тампонажного раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур».

Экономический эффект от применения разработанных цементов составляет в среднем 1 314 тыс. руб. на одну пару скважин (нагнетательная и добывающая) за счет увеличения межремонтного периода работы (сокращение затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенным анализом подтверждено, что воздействие высоких температур при тепловых методах увеличения нефтеотдачи приводит к снижению качества крепления скважин (разрушению целостности цементного камня и ухудшению сцепления цементного камня с обсадной колонной). При недостаточном содержании необходимых добавок и неопределенности

гранулометрического состава для повышения термостойкости цементного камня происходит смешанное образование низкоосновных и высокоосновных гидросиликатов кальция, что приводит к дальнейшей термической деструкции, обусловленной их многостадийной фазовой перекристаллизацией.

2. Доказано, что использование при разработке тампонажных цементах метода создания структуры плотнейшей упаковки повышает прочностные характеристики твердеющего камня до 40 % по сравнению с материалами с традиционным фракционным составом, а реологические свойства тампонажных растворов снижаются на 30 % и более при одновременном повышении седиментационной устойчивости. Рекомендуемый способ позволяет получать широкую гамму рецептов тампонажных цементах для крепления скважин в условиях применения термогазового способа воздействия на пласт с температурой до 300 °С, а также серию тампонажных цементах для цементирования скважин в условиях АВПД и высоких температур до 150 °С:

– тампонажный цемент с плотностью раствора 2100 кг/м³ (ПЦТ I-G – 63,0 %, маршалит – 17,0 %, баритовый концентрат – 20,0 % и сверх 100 % смеси, 0,35 % пластификатора цементного теста, 0,02 % понизителя водоотдачи, 0,05 % пеногасителя, при В/С 0,27);

– тампонажный цемент с плотностью раствора 2300 кг/м³ (ПЦТ I-G – 35,0 %, маршалит – 8,0 %, баритовый концентрат – 57,0 % и сверх 100 %: 0,3 % пластификатора цементного теста, 0,1 % понизителя водоотдачи, 0,05 % пеногасителя, при В/С 0,28.

3. Разработан способ снижения стадийности образования низкоосновных гидросиликатов кальция в цементном камне путем создания оптимального фракционного состава тампонажного цемента (использование структуры плотнейшей упаковки), позволяющий повысить термостойкость цементного камня, а также снизить внутренние напряжения в цементном камне за счет равномерного протекания реакции гидратации и образования устойчивых фаз.

4. Разработанными термостойкими тампонажными цементами произведено успешное крепление 7 эксплуатационных колон и 5 хвостовиков для реализации ТГВ на восьми скважинах Средне-Назымского месторождения. По результатам опрессовок обсадные колонны признаны герметичными,

межколонные давления и заколонные циркуляции отсутствуют, установленная методами ГИС доля сплошного контакта цементного камня с колонной увеличилась на 54 % (с 13,3 % до 66,9 %), по сравнению с ранее применяемыми составами.

Экономический эффект от применения разработанных составов составляет в среднем 1 314 тыс. руб. на одну пару скважин (нагнетательная и добывающая) за счет повышения межремонтного периода работы (сокращение затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ).

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

Статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ:

1. Мелехов, А. В. Утяжеленный тампонажный раствор, способствующий формированию термостабильного камня / В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, А. В. Мелехов. - Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. - 2018. - № 4. - С. 22-27.

2. Мелехов, А. В. Проблемы и их решения при цементировании эксплуатационных колонн высокотемпературных скважин / В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, А. В. Мелехов, О. В. Рожкова. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2019. - № 1. - С. 39-46.

3. Мелехов, А. В. К вопросу разработки рецептур утяжеленных тампонажных растворов / Д. Л. Бакиров, В.П. Овчинников, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, А. В. Мелехов, П. В. Овчинников. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2019. - № 5. - С. 60-63.

4. Мелехов, А. В. Композиционные утяжеленные тампонажные растворы / В. П. Овчинников, А. В. Мелехов, П.В. Овчинников, О. В. Рожкова. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 7. - С. 24-27.

5. Мелехов, А. В. Исследование фазовых преобразований тампонажного камня для формирования долговечной крепи скважин с термогазовым воздействием на пласт / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, А. В. Мелехов. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2020. - № 10. - С. 27-31.

6. Мелехов, А. В. Результаты применения термостойких тампонажных материалов для крепления скважин при тепловых методах добычи /

А. В. Мелехов, В. П. Овчинников, В. В. Антонов, А. О. Петров. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2023. - № 1(361). - С. 31-34.

7. Мелехов, А. В. Разработка термостойких тампонажных материалов для крепления скважин при тепловых методах добычи / А. В. Мелехов, В. П. Овчинников, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай, С. С. Святухова. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2023. - № 12. - С. 32-35.

Журналы, индексируемые в реферативной базе Scopus:

8. Melekhov, A. V. Cement for temperature range 160-300 °C / D. L. Bakirov, V. A. Burdyga, S. S. Svyatukhova [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016, Moscow, 24-26 октября 2016 года. - Moscow: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2016. - P. 181935. Режим доступа: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-181935-RU>. - Текст : электронный.

9. Melekhov, A. V. Development and application experience special cements at the construction wells in PJSC "LUKOIL" in Western Siberia / A. V. Melekhov, D. L. Bakirov, V. A. Burdyga // Horizontal Wells 2017: Challenges and Opportunities, Казань, 15-19 мая 2017 года. - Казань, 2017. - Текст : электронный.

Монография

10. Мелехов, А. В. Сооружение скважин на месторождениях с аномально высокими термобарическими условиями / В.П. Овчинников и др. - Тюмень: ТИУ, 2020 г. - 234 с. - Текст : непосредственный.

Подписано в печать 02.07.2025. Формат 60х90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.

Тираж 100 экз. Заказ № 3076.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.