

На правах рукописи



ЖИГАРЕВ
Владимир Алексеевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ**

2.4.6 – теоретическая и прикладная теплотехника

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Красноярск – 2025

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Сибирский федеральный университет»

Научный руководитель – доктор физико-математических наук, доцент
Минаков Андрей Викторович

Официальные оппоненты: **Матвиенко Олег Викторович**, доктор физико-математических наук, старший научный сотрудник, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный архитектурно-строительный университет», кафедра автомобильных дорог, профессор;
Половников Вячеслав Юрьевич, доктор технических наук, доцент, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», научно-образовательный центр И.Н. Бутакова, профессор.

Ведущая организация – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова».

Защита диссертации состоится 17 декабря 2025 г. в 14⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета 24.2.404.12, созданного на базе Сибирского федерального университета, по адресу: 660074, г. Красноярск, ул. Киренского, 26, корпус №14, ауд. Г 21-02.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
<https://sfu.ru/ru/science/dissertations/d3865428-860e-4fab-b0ab-c95c81ac4229>

Автореферат разослан «___» _____ 2025 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета

Сизганова Евгения Юрьевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы, степень её разработанности. Бурение нефтяных и газовых скважин в арктических и субарктических регионах представляет собой сложную инженерную задачу, определяющим фактором которой является наличие многолетнемерзлых пород (ММП). Например, на Ванкорском месторождении, где температура ММП относительно высока (минус 0,5°C), что значительно ускоряет процесс их таяния под воздействием теплового потока от циркулирующего бурового раствора и создаёт серьёзные проблемы при строительстве и эксплуатации скважин, это отмечалось в работах Зверева Г.В., Тарасова А.Ю. (2013) и Горелик Я.Б., Солдатова П.В. (2016). Положительная температура бурового раствора, значительно превышающая температуру ММП, вызывает активное растепление содержащих лёд песчаных отложений. Эти явления ведут к перерасходу бурового раствора и цемента, некачественному цементированию и потере устойчивости скважины. Эффективное бурение в условиях ММП требует комплексного подхода, включающего тщательное планирование, контроль температурного режима, оптимизацию реологических свойств бурового раствора. Фактически все эти мероприятия сводятся к уменьшению количества тепла, вносимого в скважину буровым раствором, и коэффициента теплопередачи от раствора к ММП. Однако систематического научного обоснования применимости данных подходов в настоящее время нет. В связи с этим оптимизация сопряженных теплогидравлических процессов и разработка комплекса мер, направленных на минимизацию скорости растепления ММП в процессе бурения, представляет собой актуальную научно-техническую задачу, требующую оперативного решения.

Соответствие паспорту специальности 2.4.6 – Теоретическая и прикладная теплотехника по пунктам направлений исследования: п. 1. «Теплофизические свойства чистых веществ и их смесей, включая флюидонасыщенные горные породы, в широкой области параметров состояния; связи между строением веществ и их феноменологическими свойствами; методы расчета термодинамических и переносных свойств в различных агрегатных состояниях»; п. 3. «Процессы взаимодействия интенсивных потоков энергии с веществом; совместный перенос массы, импульса и энергии в бинарных и многокомпонентных смесях веществ, включая химически реагирующие смеси»; п. 4. «Процессы переноса массы, импульса и энергии при свободной и вынужденной конвекции в широком диапазоне свойств теплоносителей и характеристик теплопередающих поверхностей, в одно- и многофазных системах и при фазовых превращениях»; п. 5. «Научные основы и методы интенсификации процессов тепло- и массообмена и тепловой защиты. Процессы тепло- и массообмена в оборудовании, предназначенном для производства, преобразования, передачи и потребления теплоты».

Цель работы – совершенствование сопряженных теплогидравлических процессов в скважинах путем снижения скорости процесса растепления многолетнемерзлых пород при бурении.

Объект исследования – скважина в многолетнемерзлых породах.

Предмет исследования – характеристики сопряженного теплообмена и течения в скважине и окружающей многолетнемерзлой породе при бурении.

Задачи, решённые для достижения поставленной цели:

1. Создание комплексной методики расчета сопряженного теплообмена скважины и окружающей горной породы с учетом фазовых переходов и циркуляции бурового раствора при бурении в условиях ММП.

2. Изучение теплофизических и реологических свойств растворов для бурения в условиях многолетнемерзлых пород.

3. Расчетное исследование теплогидравлических процессов в скважине и окружающей ее горной породе в процессе бурения.

4. Разработка практических рекомендаций и выбор оптимальных составов буровых растворов для уменьшения скорости растепления многолетнемерзлых пород в процессе бурения скважин.

Методология и методы исследования. Экспериментальные исследования и работы проведены в лабораторных условиях согласно стандартам и методикам измерения свойств рассматриваемых жидкостей соответствующее международным стандартам API (ISO 10414-1, ISO 13503-1:2003). Численное моделирование выполнено с помощью методов вычислительной гидродинамики и теплообмена с применением верифицированного программного комплекса CFD пакета программ Ansys Fluent.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Создана комплексная методика расчета сопряженного теплообмена скважины и окружающей горной породы с учетом фазовых переходов в области многолетнемерзлых пород, впервые позволившая учесть циркуляцию бурового раствора и фактическое количество тепла, поступившего в скважину в процессе ее бурения.

2. Установлена взаимосвязь между режимами течения буровых растворов в скважине и процессами теплообмена, определяющими скорость растепления многолетнемерзлых пород вокруг скважины при бурении.

3. Впервые установлены основные закономерности процесса растепления скважины в условиях многолетнемерзлых пород в процессе бурения с учетом свойств и циркуляции бурового раствора, которые позволили предложить оптимальные параметры рецептур буровых растворов с пониженной растепляющей способностью, удовлетворяющие и другим функциональным характеристикам.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке новой методики описания сопряженного теплообмена в скважине, впервые позволившей учесть циркуляцию бурового раствора и фактическое количество тепла, поступившего в скважину в процессе ее бурения, а также в установлении закономерности влияния теплофизических и реологических параметров буровых растворов и режимов их течения на особенности сопряженного теплообмена в скважине с учетом процесса растепления ММП.

Практическая значимость работы состоит в том, что разработана комплексная методика расчета сопряженного теплопереноса между скважиной и окружающей породой, учитывающей фазовые переходы (оттаива-

ние/замерзание) и циркуляцию бурового раствора со всеми его теплофизическими и реологическими характеристиками. Это позволяет значительно повысить точность прогнозирования температурных режимов в скважине и предотвратить связанные с замерзанием осложнения. Важнейшим практическим результатом является проведение первых систематических лабораторных исследований свойств буровых растворов на основе этилен- и пропиленгликоля для различных полимерных и глинополимерных композиций. В результате этих исследований разработаны рецептуры буровых растворов с высоким содержанием гликолей, которые сохраняют необходимые реологические свойства, предотвращая их ухудшение. Это особенно актуально для бурения в сложных климатических условиях. Впервые проведены систематические лабораторные исследования газожидкостных растворов с добавками пропиленгликоля и глины и разработаны рецептуры таких растворов с оптимальными функциональными характеристиками. Это открывает новые возможности для бурения в условиях высокого давления и температуры, а также в зонах с повышенной газоносностью. Разработанные расчетные методики и рецептуры буровых растворов представляют значительный интерес для ведущих нефтяных компаний, таких как ПАО НК Роснефть, ООО «РН-Бурение» и других организаций, занимающихся проектированием и строительством скважин в условиях ММП. Основные результаты работы вошли в научно-технические отчёты по гранту РФФИ и ККФН (№18-48-242009).

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Повысить точность прогнозирования температурных режимов в скважине возможно за счет комплексной методики расчета сопряженного теплообмена, которая впервые позволила учесть циркуляцию бурового раствора и фактическое количество поступившего в процессе бурения тепла.

2. Предложенные рецептуры газожидкостных и глинополимерных растворов обладают оптимальными теплофизическими характеристиками для бурения ММП, обеспечивающими минимальную скорость растепления, и удовлетворяют другим функциональным характеристикам.

3. В ходе работы впервые выявлены факторы, которые влияют на теплогидравлические процессы при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород, что позволяет сформулировать практические рекомендации по выбору оптимальных буровых растворов и режимов бурения для уменьшения скорости растепления ММП.

Достоверность и обоснованность полученных результатов подтверждается использованием проверенных и калиброванных измерительных приборов, обеспечивающих высокую точность измерения температуры, давления и других параметров. Обработка полученных экспериментальных данных проводилась с использованием современного программного обеспечения, позволяющего минимизировать погрешности и обеспечить высокое качество анализа. Полученные в ходе работы результаты были сопоставлены и согласованы с известными в литературе данными. В исследовании использованы физически обоснованные математические модели и результаты их систематического тестирования и сопоставления с эталонными решениями и экспериментами.

Апробация результатов работы. Материалы диссертационной работы обсуждались более чем на 19 всероссийских и международных конференциях, наиболее значимые из которых: XXI Всероссийская научная конференция с международным участием «Сопряженные задачи механики реагирующих сред, информатики и экологии» (2018); Международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица» под эгидой Комиссии Российской Федерации по делам ЮНЕСКО (2018, 2019); XXII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2018, 2021); Всероссийская научная конференция «Теплофизика и физическая гидродинамика» с элементами школы молодых ученых (2019, 2021); Всероссийская конференция с элементами научной школы для молодых ученых «Сибирский теплофизический семинар» (2019, 2020, 2021); Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям FarEastCon (2019); Всероссийская научная конференция «XI Семинар вузов по теплофизике и энергетике» (2019); Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Теплофизика и энергетика арктических и субарктических территорий» (2019); XXIV Всероссийская конференция молодых ученых по математическому моделированию и информационным технологиям (2023); Всероссийская конференция «XIII Семинар вузов по теплофизике и энергетике» (2023); Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Актуальные вопросы теплофизики, энергетике и гидрогазодинамики в арктических и субарктических территориях» (2023).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 17 работ, в том числе: пять статей в рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК, 5 статей в изданиях, входящих в международную базу Scopus, один патент на изобретение, 6 публикаций в других изданиях.

Личный вклад автора заключается в проведении экспериментальных исследований свойств полимерных, глинополимерных и газожидкостных растворов; проведении обработки и анализа результатов экспериментов; проведении численного моделирования сопряженного теплопереноса скважины и окружающей породы с учетом фазовых переходов (оттаивание и замерзание) и циркуляции бурового раствора на основе полученных в эксперименте данных; формулировке выводов; написании научных статей. Разработка и тестирование методики сопряженного теплопереноса скважины и окружающей породы с учетом фазовых переходов (оттаивание и замерзание) и циркуляции бурового раствора проводилась совместно с научным руководителем А. В. Минаковым. Совместно с Неверовым А. Л. проводилась разработка рецептур буровых растворов и постановка лабораторных экспериментов по исследованию их свойств.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения и списка литературы из 95 наименований, 1 приложения. Материал изложен на 164 страницах, содержит 97 рисунков и 19 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность и разработанность темы исследования, формулируются цели и задачи диссертации, научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов работы, основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе приводится анализ современного состояния исследований разработки расчетных методик и буровых растворов для бурения в условиях ММП.

В проведении исследований в данном направлении активно участвовали научные коллективы ведущих отраслевых и академических учреждений, таких как Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности; Тюменский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт газа; Всероссийский научно-исследовательский институт газовой промышленности; Институт мерзлотоведения СО РАН; Печорский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт нефти; Всероссийский научно-исследовательский институт буровой техники; Институт криосферы Земли СО РАН. В отличие от исследований процесса растепления скважин после начала эксплуатации (Н.А. Ваганова и М.Ю. Филимонов УрО РАН, В.Ю. Половников и Ю.С. Цыганкова ТПУ, А.А. Самарский и Б.Д. Моисеенко МФТИ, теоретические разработки, посвящённые тепловому влиянию бурения на ММП, крайне ограничены. Большая часть существующих математических моделей, описывающих растепление мерзлоты вокруг скважины, фокусируется на этапе эксплуатации. Эти модели, как правило, базируются на решении уравнения теплопроводности с учётом фазового перехода воды и льда (А.А. Самарский и Б.Д. Моисеенко). Граничным условием здесь выступает температура флюида в скважине. Поскольку прогнозирование растепления на десятки лет вперед является важной задачей, такой подход вполне оправдан для оценки долгосрочных последствий. Однако этот подход не применим к анализу процессов, происходящих во время бурения. Главная проблема существующих моделей заключается в их упрощённом представлении теплообмена (Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. СПбГУ). Они пренебрегают ключевыми факторами, определяющими тепловой режим бурения: свойствами и режимом течения бурового раствора. Статические модели, основанные только на теплопроводности, не способны адекватно описать этот процесс (Чистяков В.К., Чигунов В.А. СПбГУ). В результате, существующие модели дают лишь приблизительное представление о процессе растепления ММП во время бурения. Оценка влияния различных параметров бурового раствора (температура, состав, скорость циркуляции) позволит оптимизировать буровой процесс и снизить риски. Таким образом, необходимость разработки новых комплексных расчетных моделей, учитывающих гидродинамические и теплофизические характеристики бурового раствора, а также режим его течения в скважине, очевидна. Анализ теоретических и экспериментальных исследований в области разработки и применения буровых растворов для сооружения скважин в ММП показал, что в этих условиях необходимо применять растворы с низкой теплопроводностью и теплоемкостью. Такими растворами являются полимерные и

глинополимерные растворы с добавками гликолей, а также газожидкостные растворы.

Во **второй главе** изложена разработанная методика расчета сопряженного теплообмена скважины и окружающей горной породы с учетом фазовых переходов и циркуляции бурового раствора и фактического количества тепла, поступившего в скважину в процессе её бурения и учётом теплофизических и реологических характеристик бурового раствора и результаты её тестирования.

Математическая модель, основана на численном решении пространственных и нестационарных уравнений Навье-Стокса (в случае турбулентных течений – Рейнольдса). Это позволяет моделировать течение бурового раствора с высокой степенью детализации, учитывая его сложную реологию, которая существенно влияет на теплообмен. Уравнения Навье-Стокса дополняются уравнениями сохранения энергии, адаптированными к реологическим свойствам реальных буровых растворов. В отличие от предыдущих моделей, методика не ограничивается усредненными характеристиками по сечению скважины. Учитывается профиль скорости и температура бурового раствора. Это особенно важно для буровых растворов со сложной реологией, где профиль скорости может существенно отличаться от ламинарного. Разработанная методика легко адаптируется к сложной пространственной геометрии реальных скважин, учитывает кривизну ствола, изменение диаметра и другие особенности. Модель также учитывает режим течения бурового раствора (ламинарный или турбулентный), его расход и температуру, скорость вращения бурильной колонны, наличие эксцентриситета бурильной колонны и другие параметры, влияющие на теплообмен. В расчет включаются теплофизические свойства горных пород, а также их геокриологические характеристики (для скважин в мерзлых грунтах).

Методика учитывает фактические свойства бурового раствора: плотность, реологию (включая вязкость, пластическую вязкость, предел текучести), теплопроводность, теплоемкость и calorические характеристики. Это позволяет учитывать влияние различных добавок и модификаторов в буровой раствор на теплообмен. Модель способна учитывать фазовые переходы, например, замерзание или таяние воды в буровом растворе или в окружающей породе, что особенно важно для бурения в криолитозоне. Исключение упрощающих допущений, характерных для аналитических моделей (таких как заданные коэффициенты теплоотдачи, которые в реальности зависят от многих факторов и не всегда известны), позволяет получить значительно более точные и реалистичные результаты.

Ниже приведены основные уравнения описанной выше методики.

Движение бурового раствора в скважине описывается системой уравнений Навье-Стокса (в случае турбулентных течений – Рейнольдса), состоящей из уравнения сохранения массы:

$$\frac{\partial \rho v}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v) = 0 \quad (1)$$

и уравнения сохранения импульса:

$$\frac{\partial \rho v}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v v) = -\nabla p + \nabla \tau + \rho g + \mathbf{F} \quad (2)$$

где \mathbf{v} – вектор скорости потока, $\boldsymbol{\tau}$ – тензор вязких напряжений, \mathbf{F} – вектор силы сопротивления, определение которого дано ниже, p – статическое давление, ρ – плотность бурового раствора. Буровой раствор хорошо описывается моделью Гершеля-Балкли: $\mu(\dot{\gamma}) = (k_v \dot{\gamma}^n + \tau_0)/\dot{\gamma}$, где k_v – показатель консистентности; n – показатель степени жидкости, τ_0 – предельное напряжение сдвига. При этом вязкость бурового раствора может зависеть от температуры.

При этом тензор вязких напряжений $\boldsymbol{\tau}$ определяется следующим образом:

$$\boldsymbol{\tau} = \mu \dot{\boldsymbol{\gamma}} \quad (3)$$

где μ – эффективная вязкость, $\dot{\boldsymbol{\gamma}}$ – скорость сдвига является вторым инвариантом тензора скорости деформации:

При растеплении вечномерзлых грунтов наблюдается процесс плавления. Для моделирования этого процесса использована формулировка эффективной пористой среды. В этом подходе граница расплава не отслеживается в чистом виде. Вместо этого вводится величина, называемая объемной долей жидкой фазы (расплава), которая указывает на долю объема ячеек, находящихся в жидком состоянии. Объемную долю жидкой фазы β можно определить как:

$$\beta=0, \text{ если } T < T_s; \beta=1, \text{ если } T > T_l; \beta=(T-T_s)/(T_l-T_s), \text{ если } T_s < T < T_l,$$

где T_l и T_s температура ликвидуса и солидуса.

Подход эффективной пористой среды рассматривает расчетную область как двухфазную среду. Пористость в каждой ячейке данной области устанавливается равной доли жидкой фазы в этой ячейке. В полностью затвердевающих регионах пористость равна нулю. Скорость потока в этих регионах также падает до нуля. Это обеспечивается введением в правую часть уравнения сохранения импульса (2) силы сопротивления:

$$\mathbf{F} = \frac{(1 - \beta)^2}{(\beta^3 + \varepsilon)} A_{mush} \cdot \mathbf{v} \quad (4)$$

где A_{mush} и ε – численные параметры.

Для моделирования процесса плавления/затвердевания решается уравнение сохранения энергии, которое в данном случае записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho H) + \nabla(\rho \mathbf{v} H) = \nabla(k \nabla T) + S \quad (5)$$

где H – энтальпия смеси, k – коэффициент теплопроводности, T – температура, S – дополнительный источник тепла, связанный с нагревом бурового раствора за счёт вязкого трения.

Энтальпия в свою очередь определяется как:

$$H = h + \Delta H \quad (6)$$

$$h = h_{ref} + \int_{T_{ref}}^T C_p dT \quad (7)$$

где ΔH – скрытая теплота фазового перехода, h_{ref} – стандартная энтальпия образования вещества, T_{ref} – стандартная температура, C_p – удельная теплоёмкость при постоянном давлении. Скрытое теплосодержание теперь можно записать в терминах теплоты фазового перехода L :

$$\Delta H = \beta \cdot L \quad (8)$$

Теплофизические свойства среды при этом определяются по правилу смеси:

$$\rho = \rho_l \beta + \rho_s(1-\beta), \lambda = \lambda_l \beta + \lambda_s(1-\beta), C_p = C_{pl}\beta + C_{ps}(1-\beta) \quad (9)$$

где индекс s - соответствует свойствам твёрдого материала, индекс l - свойствам жидкого материала.

На большом количестве задач проведено детальное тестирование разработанной методики расчёта гидравлики и сопряжённого теплообмена скважины и окружающей горной породы. Выполнены тестовые расчёты ламинарного и турбулентного установившегося течения неньютоновских жидкостей в кольцевых каналах. Численные результаты по форме профиля скорости были сопоставлены с известными экспериментальными данными из работ М. Р. Escudier и др. (2002). На рисунке 1,а приведены результаты моделирования турбулентного течения жидкости описываемой моделью Гершеля-Балкли в концентрическом кольцевом канале для числа Рейнольдса 26900. Результаты данного тестирования представлены на рисунке 1,б.

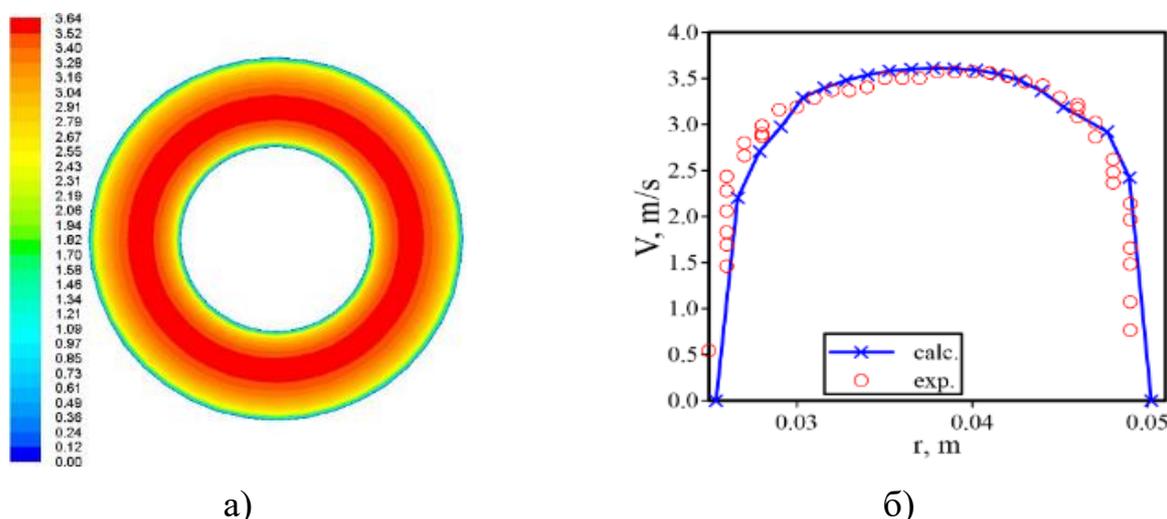


Рисунок 1 – Изолинии аксиальной компоненты скорости (а) и профиль аксиальной компоненты скорости (б). Точки -эксперимент, сплошная кривая расчет.

Результаты сопоставления расчёта и эксперимента показали, расчёт в различных режимах течения хорошо описывает экспериментальные данные по профилю скорости в модельных скважинах даже на относительно грубых сетках. Максимальное расхождение расчёта и эксперимента составляет порядка 5%.

Проведено тестирование модели фазового перехода на примере задачи о плавлении Н-эйкозана в цилиндрической области с подогреваемыми боковыми стенками. Данные моделирования были сопоставлены с известными экспериментальными данными из работы Б. Джонса и др. (2006). Существенной особенностью данной задачи является значительное влияние свободной конвекции в расплаве на динамику движения фронта плавления. В результате тестирования рассмотрено несколько различных режимов плавления, отличающихся значениями чисел Рэлея и Стефана. Результаты моделирования сопоставлены с экспериментом по форме границы зоны плавления в различные моменты времени, по объёму расплава в зависимости от времени и по динамике температуры в процессе плавления в нескольких точках расчётной области. В результате

тестирования было получено хорошее согласие с экспериментом по рассматриваемым параметрам (рис. 2)

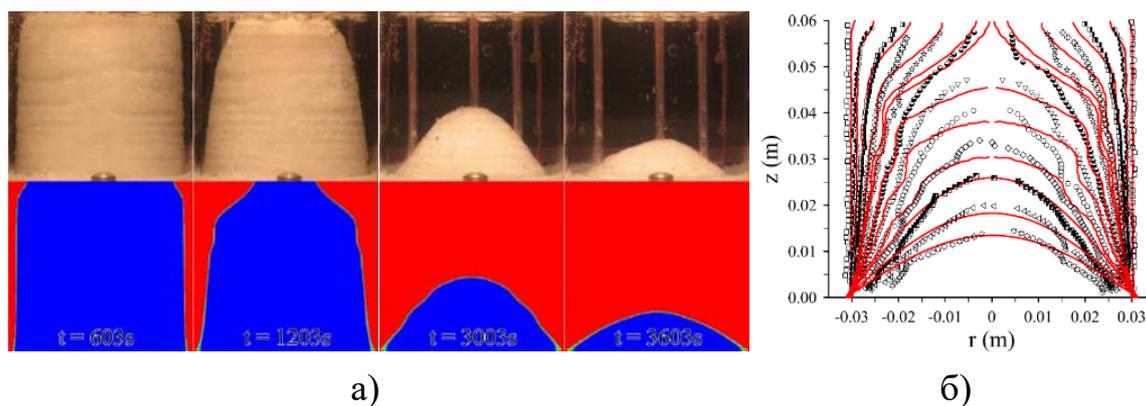


Рисунок 2 – Сопоставление экспериментального и расчетного фронта плавления в различные моменты времени для числа $Ste=0,0325$ (а), $Ste=0,0832$ (б). Символы- эксперимент (Б. Джонса и др. 2006г), сплошные кривые- расчет.

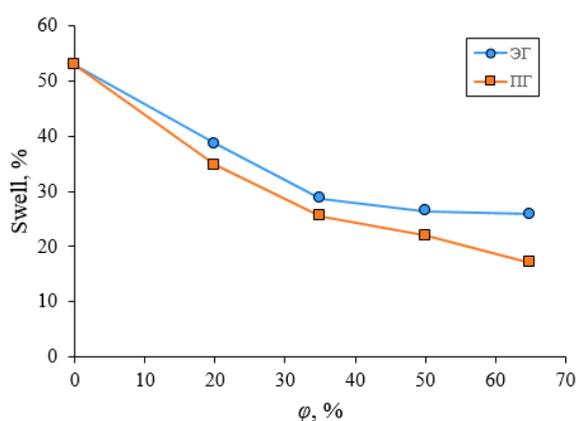
Проведено тестирования модели растепления многолетнемерзлых пород, за основу была взята экспериментальная работа В.Е. Davies и др. (1973). Были рассмотрены две нефтяные скважины, радиусом 12.2 см и глубиной примерно 630 м (Глубина залегания ММП около 600 м). Эксперимент состоял из двух частей. В первой части осуществлялся прогрев скважины. Для этого в неё через трубу в течении 12 месяцев непрерывно закачивалась нефть с расходом примерно 3 л/с и с температурой 90°C . Далее, когда циркуляция отключалась, то скважина остывала в течении года. В экспериментах измерялась температура на стенках скважины. На этапе прогрева скважины в процессе циркуляции горячей нефти было получено хорошее согласие расчёта и эксперимента по значению установившейся со временем температуры нефти на выходе из скважины. Это говорит о том, что расчёт удовлетворительно описывает количества тепла воспринимаемое скважиной и многолетнемерзлыми породами. Относительное отклонение по величине теплового потока составило порядка 12 %.

В **третьей главе** вначале представлено описание методики приготовления буровых растворов и устойчивых газожидкостных систем с пониженной растепляющей способностью и методики исследования их физико-химических свойств. Данные методики позволяют определить такие характеристики буровых растворов, как: вязкость, реология, фильтрация, набухающая способность, теплопроводность, теплоёмкость. Проведены систематические лабораторные исследования по разработке рецептур и изучению реологических и теплофизических свойств буровых растворов на основе пропиленгликоля (ПГ) и различных полимерных и глинополимерных композиций.

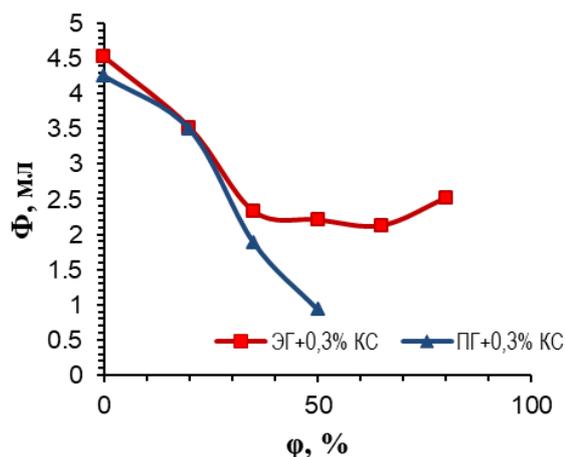
Исследовано влияние на реологию буровых растворов массового содержания гликолей в водо-полимерном растворе с 2,0 мас.% крахмала и 0,5 мас.% гаммаксана. Массовая концентрация гликолей варьировалась от 0 до 80 %. Экспериментальные данные подтверждают, что увеличение массовой доли ПГ приводит к повышению пластической вязкости и предельного напряжения сдвига бурового раствора. Зависимость пластической вязкости от концентрации

ПГ показывает, что при концентрации до 65 мас. %. вязкость растет монотонно, при повышении концентрации до 80 % происходит скачкообразное увеличение вязкости практически в 3 раза по сравнению с базовым раствором. Однако с практической точки зрения было установлено, что, за исключением высоких концентраций 50–80 мас. %, влияние пропиленгликоля на пластическую вязкость полимерного раствора является незначительным.

Исследование влияния ингибирующей способности растворов с добавками пропиленгликоля показало, что пропиленгликоль также значительно снижает скорость набухания глин (рис. 3,а). Было показано, что добавка 65 мас. % пропиленгликоля снижает скорость набухания в 3,2 раза по сравнению с базовым полимерным раствором. Сравнительный анализ пропиленгликоля и этиленгликоля показал, что первый обладает более выраженным эффектом снижения фильтрационных потерь при прочих равных условиях. Это может быть связано с различиями в молекулярной структуре и взаимодействии с компонентами бурового раствора. Так, добавка 50 мас. % пропиленгликоля в водный раствор, содержащий ксантан 0,3 мас. % + крахмал 2 мас. % + глина 5 мас. %, снижает фильтрационные потери более чем в 4 раза, в то время как аналогичная добавка этиленгликоля – в 2 раза (рис. 3,б).



а)



б)

Рисунок 3 – Зависимость набухания глинистых минералов от массового содержания гликолей в растворе спустя 48 часов (а) и фильтрационные потери (б) буровых растворов при различном содержании гликолей.

Эксперименты демонстрируют, что добавление гликолей приводит к значительному снижению коэффициента теплопроводности. Введение в водный раствор этиленгликоля и пропиленгликоля приводит к значительному снижению теплопроводности. При концентрации ЭГ 80 мас. % коэффициент теплопроводности снижается в 1,9 раза, а при аналогичной концентрации пропиленгликоля – в 2,15 раз. Графики зависимости теплопроводности от концентрации гликолей (рис. 4,а) демонстрируют монотонное уменьшение теплопроводности с увеличением концентрации гликоля. Более того, наблюдается и снижение удельной теплоемкости раствора с увеличением массового содержания гликолей (рис. 4,б). Это также благоприятно влияет на процесс бурения, поскольку уменьшает количество тепла, переносимого буровым раствором от забоя к поверхности. Снижение теплоёмкости обусловлено более низким значе-

нием удельной теплоёмкости гликолей по сравнению с водой. Снижение, как теплопроводности, так и теплоёмкости бурового раствора приводит к уменьшению коэффициента теплоотдачи от раствора к стенкам скважины. Это, в свою очередь, замедляет процесс растепления забоя и способствует сохранению устойчивости стенок скважины. Таким образом, использование буровых растворов на основе гликолей является эффективным способом управления тепловым режимом скважины при бурении в условиях ММП.

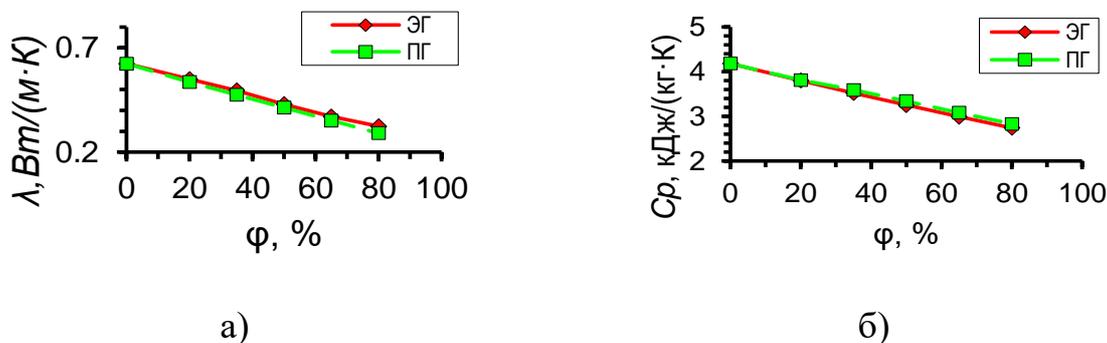


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента теплопроводности (а) и удельной теплоёмкости (б) буровых растворов в зависимости от массовой концентрации гликолей.

Далее проведены систематические лабораторные исследования по разработке рецептур и изучению реологических и теплофизических свойств газожидкостных систем с различными добавками (полимеры, пропиленгликоль, поверхностно активные вещества (ПАВ), глина). Приведены результаты исследований влияние различных ПАВ на реологические и теплофизические параметры газожидкостных растворов. Для этого рассмотрена следующая рецептура базового раствора: Гаммаксан 0,5 мас.%, крахмал SDA-STARCN 2 мас.%. Исследуемые ПАВ: Лаурилсульфат натрия, и Сульфанол.

Показано, что увеличением концентрации ПАВ с 0 до 1,2 мас. % плотность газожидкостного раствора уменьшается более чем в два раза, а коэффициент теплопроводности газожидкостного раствора уменьшается более чем в четыре раза по сравнению с базовым буровым раствором (рис. 5,а).

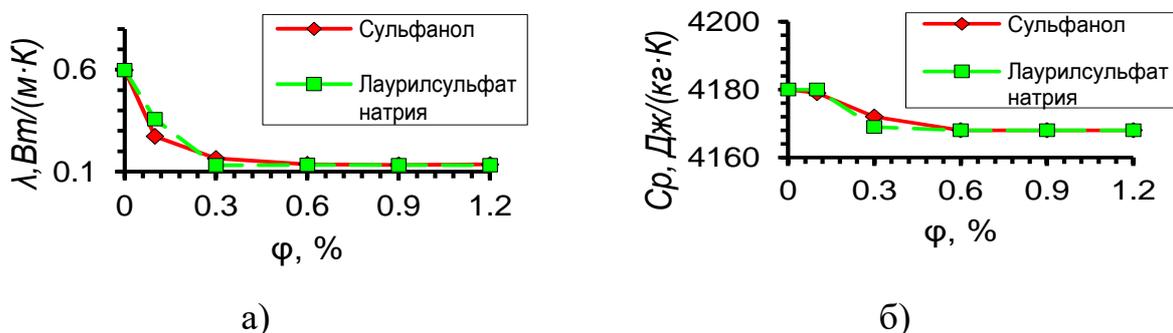


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента теплопроводности (а) и удельной теплоёмкости (б) буровых растворов в зависимости от массовой концентрации ПАВ.

Также, наблюдается и снижение удельной теплоемкости раствора с увеличением массового содержания ПАВ (рис. 5,б). При этом увеличение концентрации ПАВ положительно сказывается на реологических характеристиках таких растворов. Оптимальная концентрация ПАВ составляет 0,6 мас. %. Введе-

ние в газожидкостные растворы пропиленгликоля в оптимальной концентрации 35 об. % позволяет дополнительно снизить растепляющую способность.

Интересной особенностью обладает поведение коэффициента теплопроводности газожидкостного раствора с добавками ПГ. С увеличением содержания ПГ, как уже было сказано, падает газосодержание, но при этом одновременно уменьшается и теплопроводность жидкой среды. В результате чего установлено, что коэффициент теплопроводности газожидкостного раствора имеет минимум при концентрации ПГ 35 об. %.

В четвертой главе изложены результаты систематических расчётных исследований влияния свойств разработанных буровых растворов на скорость процесса растепления многолетнемерзлых пород при бурении скважины. На основе разработанной методики проведены расчеты процесса растепления породы в процессе бурения скважины с учетом циркуляции бурового раствора. При этом использовались теплофизические параметры мёрзлой породы (плотность, льдистость, коэффициент теплопроводности и удельная теплоёмкость).

При моделировании задавались геометрические параметры скважины близкие к типичным конструкциям, применяемым при бурении $D_{\text{скв}} = 296$ мм, $d_{\text{тр}} = 125$ мм. Глубина скважины задана равной $L = 400$ м, что соответствует средней глубине залегания многолетнемерзлых пород. Расчет проводился в осесимметричной постановке. Радиус расчетной области 100 м, глубина расчетной области 600 м. Для расчета использовалась сетка, состоящая из 600000 ячеек. Сетка была сгущена к стенкам бурильной трубы и скважины. Методические расчеты показали, что такие размеры расчетной области и детализация сетки не влияют на результаты моделирования.

Максимальная длительность процесса бурения в расчёте была принята равной 5 суток. При этом использовалось приближение, что буровой раствор подавался в скважину постоянно и бурение не останавливалось. На рисунке 6 представлена схема процесса циркуляции бурового раствора и результаты моделирования.

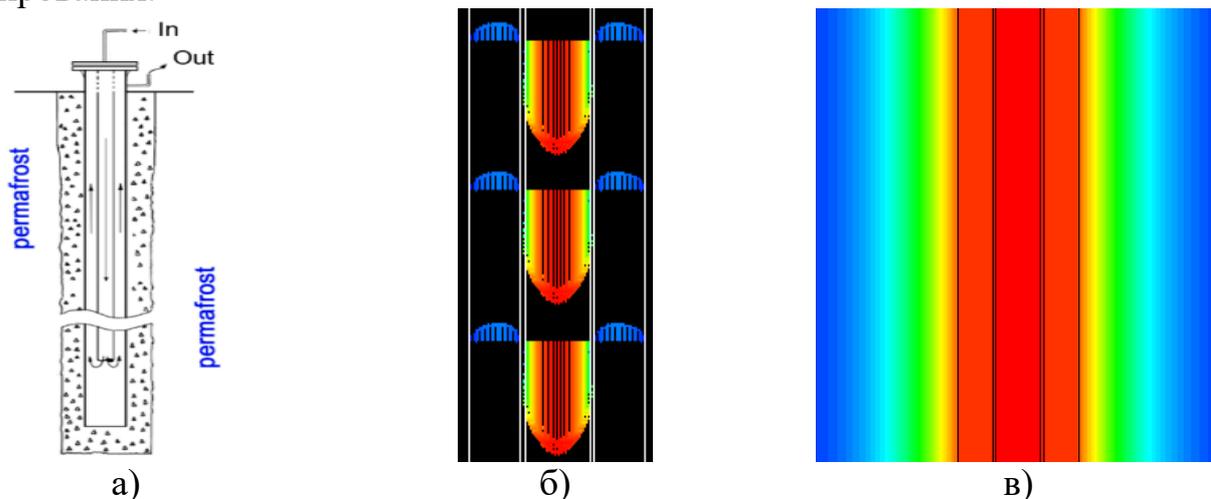


Рисунок 6 – Схема процесса циркуляции бурового раствора в процессе бурения скважины. Геометрия скважины (а), профиль скорости (б) и распределение температуры (в) в скважине и около скважинном пространстве на глубине 200 м через 5 суток с момента начала бурения для базового раствора

Исследовано влияние температуры бурового раствора на входе в скважину на скорость растепления в процессе бурения. Уменьшение температуры бурового раствора с 20 до 5°С приводит к уменьшению радиуса растепления с 0,35 до 0,20 м с учетом того, что длительность бурения скважины была равна 5 суток (рис. 7,а). Следующим фактором, влияющим на скорость растепления при бурении мерзлоты, был рассмотрен расход бурового раствора. Результаты этого исследования показаны на рисунке 7,б. С увеличением расхода бурового раствора, с одной стороны, увеличивается количество поступающего в скважину тепла, с другой стороны, увеличивается значение коэффициента теплоотдачи на стенках скважины. Из-за этого факта повышается температура на стенке скважины. Этот факт хорошо виден на рисунке 7,б. Это приводит к увеличению скорости процесса растепления мерзлоты вокруг скважины. Однако этот фактор является менее значимым по сравнению с длительностью бурения и температурой бурового раствора. Так, при увеличении расхода бурового раствора с 10 до 60 л/с радиус растепления изменился незначительно – с 0,30 до 0,35 м после 5 дней бурения.

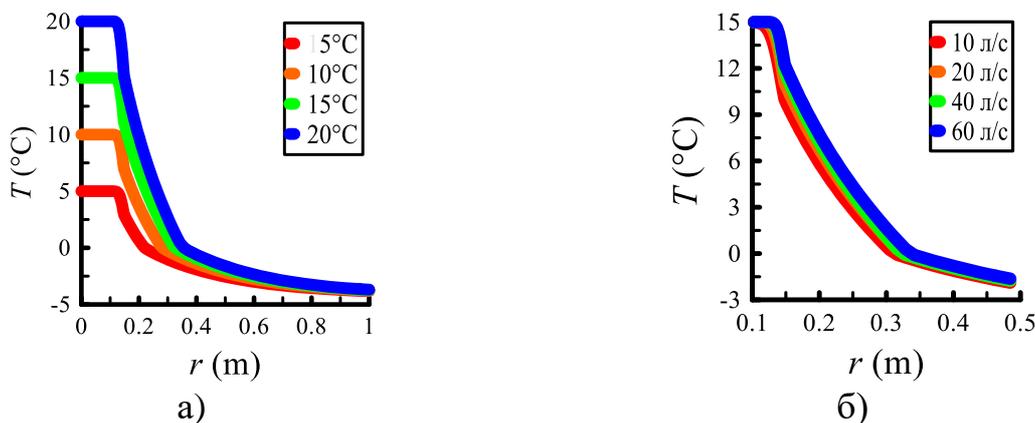


Рисунок 7 – Распределение температуры (Т) по радиусу (r) на глубине 200 м после 5 дней бурения при разной температуре бурового раствора на входе (а) и при разном расходе бурового раствора (б).

Проведено расчетное исследование эффективности разработанных буровых растворов на основе водной смеси пропиленгликоля с добавками 2,0 мас. % крахмала и 0,5 мас. % гаммаксана. Было установлено, что добавка ПГ положительно сказывается на уменьшении растепляющей способности бурового раствора (рис. 8,а). Так, в частности, было показано, что при увеличении концентрации ПГ (менялась от 0 до 80 %) коэффициент теплоотдачи к стенкам скважины уменьшается практически в 2 раза (рис. 8,б,в).

Проведены систематические расчетные исследования влияния свойств разработанных газожидкостных буровых растворов на скорость процесса растепления ММП при бурении скважины. Вначале исследовано влияние плотности (газосодержания) пены на процесс растепления ММП. Показано, что с уменьшением плотности газожидкостного раствора с 1000 до 180 кг/м³ коэффициент теплоотдачи от стенок скважины снизился в 5,3 раза (рис. 9,б,в). За счет уменьшения количества тепла, радиус растепления ММП для раствора с наименьшей плотностью уменьшился в 2,9 раза (рис. 9,а). Данные численного

моделирования показывают значительное снижение объема растепленной породы: с 51 до 15,8 м³ за два дня циркуляции газожидкостной пены по сравнению с базовым буровым раствором.

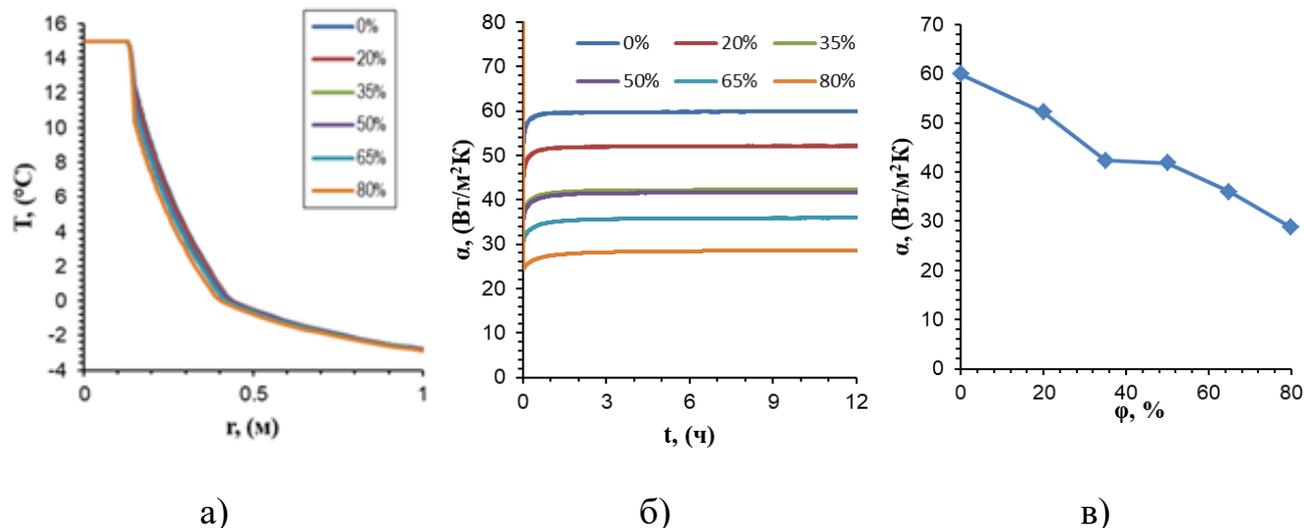


Рисунок 8 – Распределение температуры скважины по радиусу на глубине 200 м через 2 суток с момента начала бурения с разным содержанием ПГ (а), зависимость коэффициента теплоотдачи от стенок скважины от времени бурения (б) и от содержания ПГ (в).

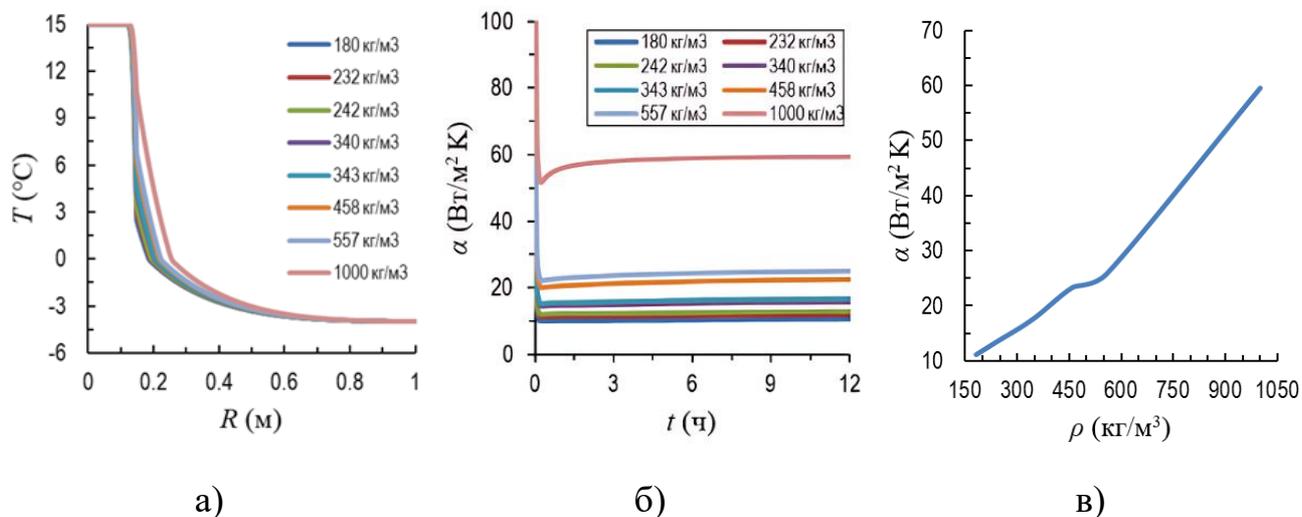


Рисунок 9 – Распределение температуры скважины по радиусу на глубине 200 м через 2 суток с момента начала бурения пеной разной плотностью (а), зависимость коэффициента теплоотдачи от стенок скважины от времени бурения пеной (б) и от плотности пены (в).

Проведено исследование влияние содержания пропиленгликоля в составе пены на процесс растепления многолетнемерзлой породы. Концентрация пропиленгликоля в его водном растворе при приготовлении варьировалась от 20 до 50%. Наличие в составе пены пропиленгликоля положительно сказывается на уменьшении радиуса растепления многолетнемерзлой породы по сравнению с базовым буровым раствором, что связано с его низкой теплопроводностью. При этом было обнаружено, что действие ПГ в составе газожидкостного раствора на

скорость растепления ММП существенно зависит от концентрации ПАВ. Так, при концентрации сульфанола равной 0,3 мас. % с увеличением концентрации ПГ в газожидкостном растворе радиус растепления ММП монотонно увеличивается из-за того, что падает газосодержание раствора: так, при концентрации ПГ 20 % радиус растепления составляет 0,19 м, а при 50 % – 0,23 м, при этом для базового раствора это значение составляет 0,26 м (рис. 10,а). При повышении концентрации сульфанола до 1 мас. %, радиус растепления с увеличением содержания ПГ уменьшается. Показано, что с увеличением концентрации пропиленгликоля коэффициент теплоотдачи от стенок скважины возрастает (рис. 10,б,в). Причиной такого влияния является изменение реологии бурового раствора.

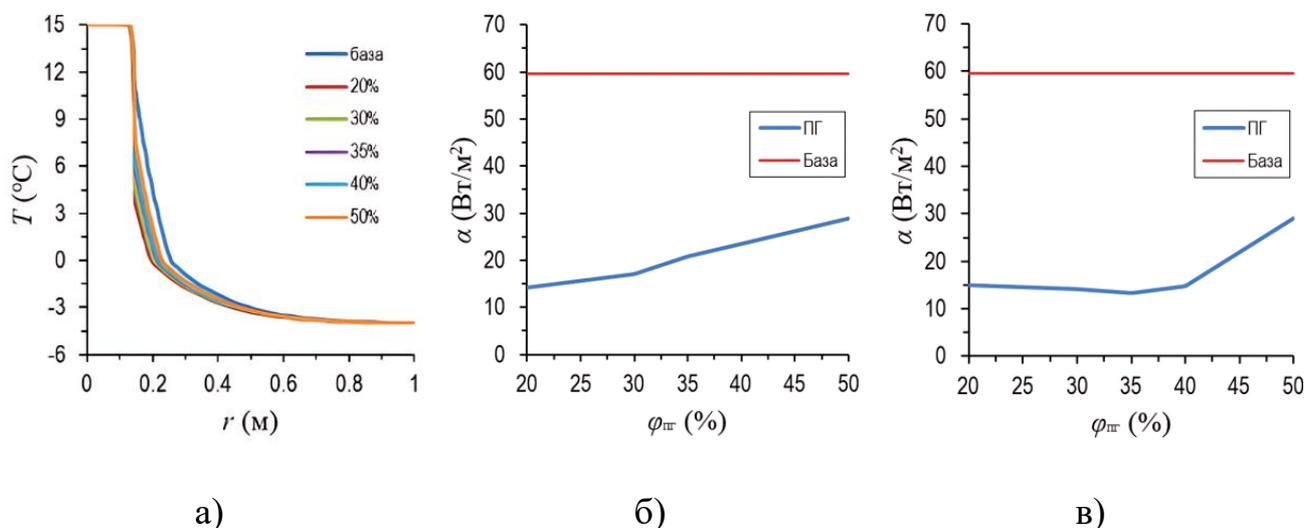


Рисунок 10 – Распределение температуры скважины по радиусу на глубине 200 м через 2 суток с момента начала бурения пеной с разным содержанием ПГ с концентрацией сульфанола 0,3 мас.%(а), зависимость коэффициента теплоотдачи от стенок скважины от концентрации ПГ при концентрации сульфанола 0,3 мас.%(б) и 1 мас.%(в).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Разработана комплексная методика расчета сопряженного теплообмена скважины и многолетнемерзлой горной породы при бурении, впервые позволившая учесть циркуляцию бурового раствора, его теплофизические и реологические характеристики и фактическое количество поступившего в скважину тепла.

2. На большом количестве тестовых задач проведена систематическая верификация и валидация разработанной расчетной методики. Тестирование методики показало удовлетворительное согласие результатов расчетов с известными аналитическими решениями и результатами натурных экспериментов.

3. Проведены систематические лабораторные исследования по разработке рецептур и изучению реологических и теплофизических свойств буровых растворов на основе пропиленгликоля и различных полимерных и глинополимерных композиций, а также газожидкостных систем с различными добавками.

4. Установлено, что добавка пропиленгликоля в буровые растворы (до 65 мас. %) практически не ухудшает их реологические свойства, при этом на 77 % снижает коэффициент теплопроводности, на 36 % – теплоемкость, в 2 раза – скорость набухания глинистых минералов и более чем в 4,5 раза – фильтрационные потери по сравнению с базовым полимерным раствором.

5. Показано, что с помощью добавок ПАВ (Сульфанол) можно снизить плотность газожидкостного раствора более чем в 5 раз, а его коэффициент теплопроводности – более чем в четыре с половиной раза по сравнению с базовым буровым раствором. При этом увеличение концентрации ПАВ положительно сказывается на реологических характеристиках таких растворов. Оптимальная концентрация ПАВ составляет 0,6 мас. %.

6. Проведены расчетные исследования теплогидравлических процессов в скважине и окружающей ее ММП в процессе бурения разработанными в диссертации буровыми растворами. Показано, что с помощью добавки пропиленгликоля можно практически в два раза понизить коэффициент теплоотдачи к стенкам скважины, что приводит к уменьшению объема растепленной вокруг скважины ММП более чем на 30%. Потери давления на прокачивание раствора при этом увеличиваются примерно на 32 %. Таким образом, была продемонстрирована возможность управления теплогидравлическими процессами при бурении ММП с помощью введения добавок пропиленгликоля в буровые растворы.

7. С помощью численного моделирования впервые исследовано влияние свойств газожидкостных буровых растворов на скорость процесса растепления ММП при бурении скважин. Установлено, что разработанные газожидкостные растворы позволяют снизить коэффициент теплоотдачи от стенок скважины в 5,3 раза. За счет этого радиус растепления ММП уменьшается в 2,9 раз, а объем растепленной породы – почти в 3 раза по сравнению с базовым буровым раствором. Это подтверждает эффективность пен в качестве буровых агентов для снижения скорости растепления в условиях ММП.

8. Сформулированы практические рекомендации по снижению скорости растепления многолетнемерзлых пород при бурении скважин. Для практической реализации этих рекомендаций разработаны рецептуры глинополимерных и газожидкостных буровых растворов, обладающих оптимальными теплофизическими характеристиками для бурения ММП, обеспечивающие минимальную скорость растепления и удовлетворяющие другим функциональным характеристикам.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы – дальнейшим расширением данного исследования является проведение расчетных и экспериментальных исследований, связанных с разработкой и совершенствованием рецептур буровых растворов на углеводородной основе (растительные масла) с целью снижения негативного воздействия на многолетнемерзлые породы и экологической нагрузки на месторождении.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Guzei D.V., Lobasov A.S., **Zhigarev V.A.** Testing a mathematical model of thermohydraulic processes during drilling the wells under the permafrost conditions // *Interfacial Phenomena Heat Transfer*. – 2020. – V. 8. I. 3. – P. 235–247; ВАК К1, SCOPUS Q3, WoS.

2. **Zhigarev V.A.**, Neverov A.L., Lukyanov V.V., Minakov A.V., Buryukin, F.A. Study of the flow structure and hydraulic pressure losses in a well with a retrievable core receiver // *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*. – 2018. V.9, I.9, P.1527–1536; ВАК К1, SCOPUS Q3

3. **Жигарев В.А.** Исследование влияния газожидкостных систем на скорость растепления многолетнемерзлых пород при бурении // *Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии*. 2025. 18(5) С. 574–585. EDN: EOREBI; ВАК К1, WoS: RSCI.

4. Неверов А.Л., Минаков А.В., **Жигарев В.А.**, Каратаев Д.Д. Повышение эффективности сооружения глубоких скважин комплексами со съёмными керноприемниками // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. 2016. – № 6. – С. 75 – 85; ВАК К1, SCOPUS Q3, WoS.

5. **Жигарев В.А.**, Гузей Д.В., Лысакова Е.И., Скоробогатова А.Д., Минаков А.В. Расчетное исследование влияния добавки наноматериалов в буровой раствор на эффективность выноса из горизонтальной скважины // *Известия вузов. Физика*. 2023. – Т. 66, № 11. – С. 26 – 34; ВАК К1, WoS: RSCI.

патенты:

6. Патент № 2723256 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/08. Буровой раствор для бурения скважин в условиях ММП: заявл. 27.08.2019; опубл. 09.06.2020 Бюл. № 16 / А.В. Минаков, А.Л. Неверов, **В.А. Жигарев**, Д.В. Гузей, Е.И. Михиенкова, М.И. Пряжников; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Сибирский федеральный университет" 8 с.: 1 ил.;

в международной базе Scopus:

7. Lukyanov V.V. **Zhigarev V.A.**, Neverov A.L. Development and testing of a mathematical model of the permafrost thawing processes during drilling of wells // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 272. – P. 022212;

8. Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Mikhienkova E.I., Neverov A.L., Matveev A.V., **Zhigarev V.A.**, Guzei D.V. Numerical research of heat transfer processes at the drilling wells in permafrost rocks // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2019. – V. 1382. – P. 012091;

9. **Zhigarev V.A.**, Minakov A.V., Mikhienkova E.I. Turbulent flow in annular channels with inner tube rotation a calculated and experimental study // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 272. – P. 022217;

10. Mikhienkova E.I., Pryazhnikov M.I., Neverov A.L., **Zhigarev V.A.**, Guzei D.V. Experimental research and development of drilling fluid formulations to reduce the rate of the permafrost thawings // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2020. – V. 1677. – P. 012188;

11. **Zhigarev V.A.**, Zazulya S.O., Minakov A.V., Neverov A.L. Numerical study of cutting transport using aerated drilling fluids // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – V. 2119. – P. 012051;

в других изданиях:

12. **Жигарев В.А.**, Минаков А.В., Михиенкова Е.И., Неверов А.Л. Расчётное исследование процессов растепления многолетнемерзлых горных пород в процессе строительства и последующей эксплуатации скважины // Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов. – 2018. – С. 75–80;

13. **Жигарев В.А.**, Минаков А.В., Михиенкова Е.И., Неверов А.Л. Исследование процессов сопряженного теплообмена в скважине при бурении ММП // Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов. – 2019. – С. 29–33;

14. Пряжников М.И., Минаков А.В., **Жигарев В.А.**, Гузей Д.В. Методика численного моделирования процесса растепления многолетнемерзлых пород при бурении скважин. XVI Минский международный форум по тепло- и массообмену – 2021.С. 406–410;

15. **Жигарев В.А.**, Минаков А.В. Моделирование процессов сопряженного теплообмена скважины с учетом фазовых переходов. XXIV Всероссийская конференция молодых учёных по математическому моделированию и информационным технологиям – 2023.С. 19–20;

16. **Жигарев В.А.**, Минаков А.В. Моделирование процессов сопряженного теплообмена при бурении скважин в условиях ММП; XIII СЕМИНАР ВУЗОВ ПО ТЕПЛОФИЗИКЕ И ЭНЕРГЕТИКЕ, 2023.С. 81–82.

17. **Жигарев В.А.** Применение газожидкостных систем для бурения скважин в условиях ММП. Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Актуальные вопросы теплофизики, энергетики и гидрогазодинамики в арктических и субарктических территориях» – 2023. С. 48–50.