

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Школа Инженерная школа энергетика
Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Радиус растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации геотермальных скважин в Восточной Сибири

УДК 551.345:536:553.7.031.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ14	Любивый Егор Вадимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Половников Вячеслав Юрьевич	Д.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова	Максимов В.И.	К.Т.Н.		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен проектировать, методически и консультационно обеспечивать, организовывать и вести учебно-профессиональную, проектную, исследовательскую деятельность обучающихся, в том числе при подготовке выпускной квалификационной работы по образовательным программам с использованием современных образовательных технологий
ПК(У)-2	Способен осуществлять планирование и научное руководство работ в соответствующей области знаний
ПК(У)-3	Способен осуществлять планирование и контроль работ по безопасной эксплуатации и своевременному ремонту оборудования, основываясь на анализе возможности проведения ремонтных и диагностических работ на технологических объектах с учетом режимов работы объектов
ПК(У)-4	Способен осуществлять проектирование и эксплуатацию теплотехнического, тепломеханического, теплообменного основного и вспомогательного оборудования, а также технологических установок, работающих под избыточным давлением, в строительстве и жилищно-коммунальном хозяйстве, в теплоэнергетике, газовой, химической и атомной промышленности
ПК(У)-5	Способен осуществлять анализ режимов работы с формулированием предложений по повышению эффективности деятельности и модернизации предприятий с учетом современных инновационных подходов



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная Школа Энергетики

Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Отделение школы (НОЦ) Научно-исследовательский центр И.Н.Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Максимов В.И.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
5БМ14	Любивый Егор Вадимович

Тема работы:

Радиус растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации геотермальных скважин в Восточной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 41-35/с от 10.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – геотермальная скважина, прототипом которой является наиболее распространенный в РФ вид нефтяных скважин, колонны, кондуктор и направления которой выполнены из цемента. Предмет исследования – распределения температур в зоне размещения геотермальной скважины.
--------------------------	---

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений научного сообщества в рассматриваемой области. Математическое моделирование нестационарного теплового поведения системы геотермальная скважина – многолетнемерзлые породы с учетом изменения теплофизических свойств пород/грунтов по глубине.
Перечень графического материала	Презентация

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Т.Б.
Социальная ответственность	Федорчук Ю.М.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.12.2022
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Половников Вячеслав Юрьевич	д.т.н., доцент		16.12.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ14	Любивый Егор Вадимович		16.12.2022



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки (ООП/ОПОП) 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
(Технологии сжижения природного газа и промышленная теплотехника)

Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
5БМ14	Любивый Егор Вадимович

Тема работы:

Радиус растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации геотермальных скважин в Восточной Сибири

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	31.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.09.2021	Титульные листы, реферат, введение,	10
23.12.2021	Аналитическая часть магистерской диссертации	10
08.01.2023	Проектная часть магистерской диссертации, заключение, список использованных источников, приложения	10
05.04.2023	Раздел «Социальная ответственность»	5
31.05.2023	Представление готовой магистерской диссертации	5
14.06.2023	Защита магистерской диссертации	60
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Половников Вячеслав Юрьевич	Д.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова	Максимов В.И.	К.т.н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ14	Любивый Егор Вадимович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ14	Любивый Егор Вадимович

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Накладные расходы 10%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение анализа потенциальных потребителей, оценка конкурентоспособности разработки, проведение SWOT-анализ проекта</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана, формирование сметы затрат на проект</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Описание потенциального эффекта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б	К.Э.Н.		04.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ14	Любивый Егор Вадимович		16.04.2023

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ14	Любимый Егор Вадимович

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Радиус растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации геотермальных скважин в Восточной Сибири

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: геотермальная скважина</p> <p>Область применения: объекты энергетики</p> <p>Рабочая зона: кабинет</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: персональный компьютер 1 шт.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: персональное место в кабинете, оснащенное персональным компьютером.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 	<p>1. Вредные факторы:</p> <p>1.1. Недостаточная освещенность;</p> <p>1.2. Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;</p> <p>1.3. Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>1.4.Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>2.Опасные факторы:</p> <p>2.1.Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; Приведен расчет освещения рабочего места;</p> <p>2.2.Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	<p>Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника,) и способы их утилизации;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p>

1.перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНИПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		16.04.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ14	Любимый Егор Вадимович		16.04.2023 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 94 с., 25 рис., 17 табл., 43 источников.

Ключевые слова: геотермальная скважина, многолетнемерзлые породы, радиус растепления, теплофизические характеристики, математическое моделирование, инженерные сооружения.

Объектом исследования является геотермальная скважина, прототипом которой является наиболее распространенный в РФ вид нефтяных скважин, колонны, кондуктор и направления которой выполнены из цемента.

Цель работы – определение радиуса растепления многолетнемерзлых пород от тепловыделяющей вертикальной геотермальной скважины в реальных условиях эксплуатации в Восточной Сибири.

В исследовании выполнено математическое моделирование нестационарного теплового поведения системы геотермальная скважина – многолетнемерзлые породы с учетом изменения теплофизических свойств пород/грунтов по глубине.

Установлено, что радиус растепления многолетнемерзлых пород за период эксплуатации скважины для типичного месторождения Восточной Сибири составляет 12–17 метров при неизменной температуре энергоносителя.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: рассматриваемая геотермальная скважина в реальных условиях эксплуатации в Восточной Сибири.

Область применения: добыча геотермальной энергии.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН	13
ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕССУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	24
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	24
4.2 Оценка конкурентоспособности разработки.....	25
4.3 SWOT-анализ разработки.....	28
4.4 Накладные расходы.....	41
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	42
Выводы по разделу.....	45
ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	47
Введение.....	47
Производственная безопасность.....	47
5.1 Вредные факторы.....	47
5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	47
5.1.2 Превышение уровней шума.....	48
5.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	49
5.1.4 Недостаточная освещенность.....	51
5.2 Опасные факторы:.....	54
5.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I , U , $R_{\text{заземления}}$, СКЗ, СИЗ.....	54
5.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.....	55
5.3 Экологическая безопасность.....	57
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
Список использованных источников.....	61
Приложение I.....	66

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития энергетики давно возникла необходимость ввода в разработку геотермальных месторождений в зонах распространения вечной мерзлоты. Строительство и эксплуатация геотермальных скважин в условиях вечной мерзлоты осложняется проблемой постепенного оттаивания грунтов вблизи объектов, являющихся источниками тепла. К таким объектам также относятся, например, добывающие нефтяные и газовые скважины [1, 2].

Изучению процессов оттаивания многолетнемерзлых пород (ММП) под воздействием подземного источника тепла посвящено достаточно много работ [3–9]. Исследования [3–9] базируются на традиционных подходах к анализу тепловых режимов рассматриваемых объектов и не учитывают ряд специфических факторов, влияющих на процессы теплопереноса в зонах размещения скважин. В [3, 4] не учитываются изменения теплофизических характеристик грунтов в зависимости от глубины их залегания, а также не рассматриваются особенности неоднородного островного и частично сплошного распространения многолетней мерзлоты, характерной для Восточной Сибири. В [5, 6] описано поведение ММП непосредственно в процессе бурения скважин, без учета динамики растепления грунта во времени. Авторами работ [7–9] при моделировании процессов теплопереноса в прискважинной зоне не учитывается дополнительное термическое сопротивление слоя природного газа, скапливающегося в затрубном пространстве.

Альтернативным способом получения достоверной информации о тепловом состоянии рассматриваемых систем является измерение температур и тепловых потоков в зонах размещения скважин. Следует отметить перспективность и особое значение термометрических методов непосредственного измерения температуры в процессе эксплуатации скважины. Однако для проведения таких исследований требуются

высококчувствительные глубинные термометры и специальное дорогостоящее оборудование [10].

Оттаивание массивов вечномёрзлых грунтов в околоствольном пространстве зачастую вызывает деформацию, повреждение и поломку насосно-компрессорных труб (НКТ) [11, 12]. Это приводит к долгосрочным ремонтам и простаиванию добывающих скважин.

Нивелированию затрат, связанных с ликвидацией последствий аварий, могут способствовать доступные инструменты математического моделирования возможных зон оттаивания грунтов и их пространственного распространения за весь период эксплуатации. Такие инструменты позволят обоснованно выбирать конструкции скважин и планировать оптимальную сетку их размещения [9]. Сетки с заведомо большими расстояниями между устьями скважин приводят к увеличению капитальных затрат на отсыпку кустовых площадок, поскольку известно, что доставка сыпучих материалов на месторождения, расположенные в труднодоступных районах, является весьма проблематичной и затратной.

Таким образом, для снижения затрат на строительство геотермальных площадок и уменьшения рисков возникновения аварий при разработке геотермальных месторождений необходимым условием является прогнозирование поведения многолетнемерзлых грунтов под воздействием вертикального источника тепла (геотермальной скважины) и определение возможного радиуса растепления грунтов за весь период эксплуатации.

Целью данной работы является определение радиуса растепления ММП от тепловыделяющей вертикальной геотермальной скважины в реальных условиях эксплуатации в Восточной Сибири.

ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В работе [14] Шулюпина А. Н., Чермошенцевой А.А. представлена математическая модель для расчета пароводяного течения в геотермальной скважине на участке питания. Модель предполагает изменение массового расхода смеси по длине канала. Модель реализована в виде компьютерной программы, предназначенной для расчета параметров вверх по потоку (вниз от верхней границы зоны питания). Применение модели для скважин Мутновского месторождения парогидротерм позволило выдвинуть предположение о гейзерном механизме возникновения недавно обнаруженных колебаний давления с периодом более десятка минут.

Предлагаемая модель создана на базе модели WELL-4 [15], используемой для расчета течений на участке 1 (рис. 1.1).

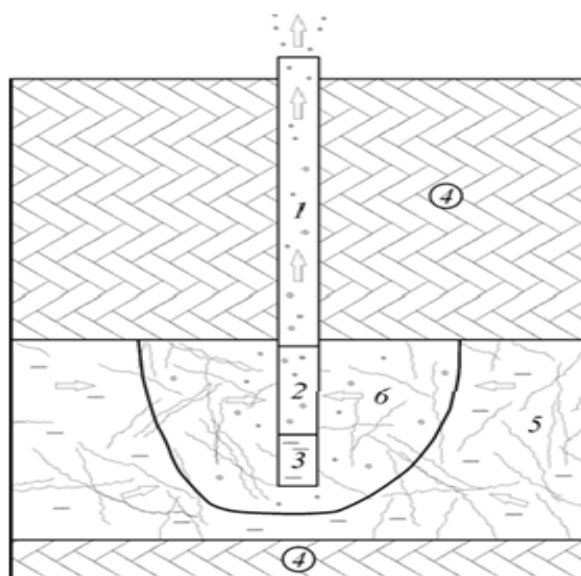


Рис. 1.1 – Участки с различными условиями течения в пароводяной скважине и термоводоносном комплексе.

1 – верхний участок скважины с непроницаемыми стенками, 2 – участок питающих зон, 3 – нижний участок скважины с непроницаемыми стенками, 4 – непроницаемые породы, 5 – термоводоносный комплекс, 6 – область двухфазного течения в термоводоносном комплексе.

Разработанную модель логично использовать в комплексе с предшествующей моделью: от устья скважины до верхней границы зон питания (на участке 1, рис. 1.1) расчет осуществляется по модели WELL-4, ниже (на участке 2) – по модели WELL-4G. В качестве примера на рис. 1.2 представлены расчетные профили давления и температуры в работающих скважинах 24, 042 и 037 Мутновского месторождения парогидротерм, характеризующиеся различием термодинамических условий в зоне питания.

Скважина 24 работает с устьевым давлением 7,9 бар, имеет расход 15,5 кг/с, энтальпию пароводяной смеси 1020 кДж/кг, глубину 1300 м, питание в интервале 1000–1300 м. Скважина 042 работает с устьевым давлением 8,4 бар, имеет расход 69,9 кг/с, энтальпию смеси 1200 кДж/кг, глубину 1860 м, питание в интервале 1355–1837 м. Скважина 037 работает с устьевым давлением 9,6 бар, имеет расход 21,5 кг/с, энтальпию смеси 1200 кДж/кг, глубину 1771 м, питание в интервале 1339–1669 м. В зоне питания перечисленных скважин теплоноситель находится в однофазном (24), двухфазном (037) состояниях, в скважине 042 имеются участки однофазного и двухфазного течения.

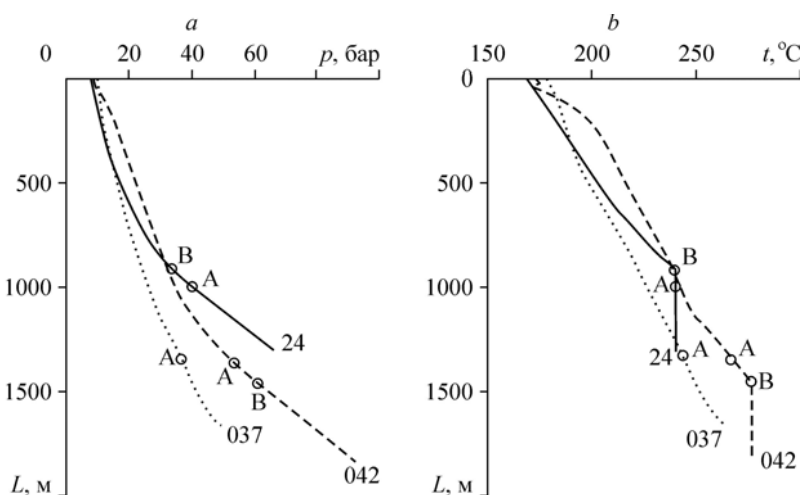


Рис. 1.2 – Распределение давления и температуры по глубине в работающих скважинах 24, 042, 037. Точка А соответствует верхней границе зоны питания (граница участков 1 и 2 на рис. 1.1), точка В соответствует переходу от однофазного течения к двухфазному.

Определение профиля давления в стволе работающей скважины, вскрывающей питающую зону, и сопоставление их с данными исследований в стационарных условиях [16].

Данная работа позволит исследовать фильтрационные потоки в призабойной зоне, оказывающие существенное влияние на производительность скважин. Результаты этих исследований могут быть основой для разработки технологических решений по оптимизации режима эксплуатации скважин и вовлечению в эксплуатацию скважин, использование которых ранее считалось бесперспективным.

В своём исследовании [17] Яковлев П.В. и Сапрыкина Н.Ю. выполнили моделирование температурного поля грунта при многолетней эксплуатации низкопотенциальных геотермальных скважин.

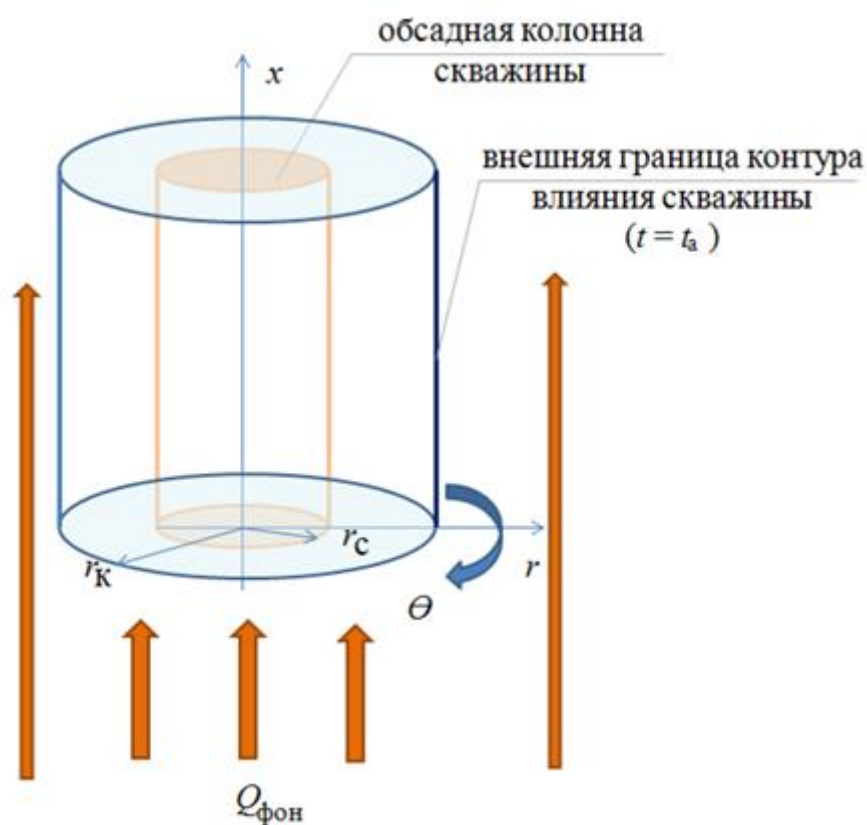


Рис.1.3 – Модель эксплуатируемого грунтового массива: r_k – радиус обсадной колонны, м; r_c – радиус скважины, м; $Q_{фон}$ – фоновый поток земли, Вт/м²

Решение задачи моделирования температурного поля при многократном циклическом включении и выключении системы отопления получено методом конечных разностей с использованием неявной разностной схемы на смещенной сетке.

Численная модель базируется на дискретном представлении уравнения энергии, граничных и начальных условий, при различных плотностях теплового потока ($100\text{--}500 \text{ Вт/м}^2$) и реализована на базе прикладного пакета программ MathLab. Основные полученные закономерности иллюстрируют представленные на рис. 1.4–1.6 изменение температурного поля при циклическом подводе тепла в скважину в 100 Вт/м^2 .

При заданных параметрах тепловой нагрузки, скважины и пласта, температура на забое скважины после сезонной эксплуатации в режиме подвода тепла возросла более, чем на 20° . В режиме «простоя» в течение полгода температура пласта выравнивалась и на забое скважины отклонение температуры от фоновой сохранилось в пределах 2°C . Циклическое повторение режимов подвода тепла с простоями (т.е. когда тепловой насос не совершает никакой работы) приводит к эффекту аккумуляции тепла, компенсируемого фоновыми тепловыми потоками. Квазистационарное состояние, соответствующее циклическому режиму без дальнейшего роста температур, наступает на этапе – 2,5 года, в режиме «простоя» – 3 года (рис. 1.4).

Гипотеза малости тепловых потоков по высоте скважины подтверждается сопоставлением распределения температур по горизонтальным плоскостям на разных глубинах скважины (рис. 1.5).

На рис. 1.6 представлены результаты изменения температурного поля в условиях реверса тепловой нагрузки на пласт. При наличии регенерации квазистационарное состояние наступает через 1,5 года.

На рис. 1.7 представлены результаты влияния на температурное поле на этапе 1 года эксплуатации коэффициента регенерации (κ_p) для величин активных нагрузок в диапазоне $+100 \div -100$ Вт и коэффициента регенерации (κ_p) в диапазоне $0,25 \div 1$.

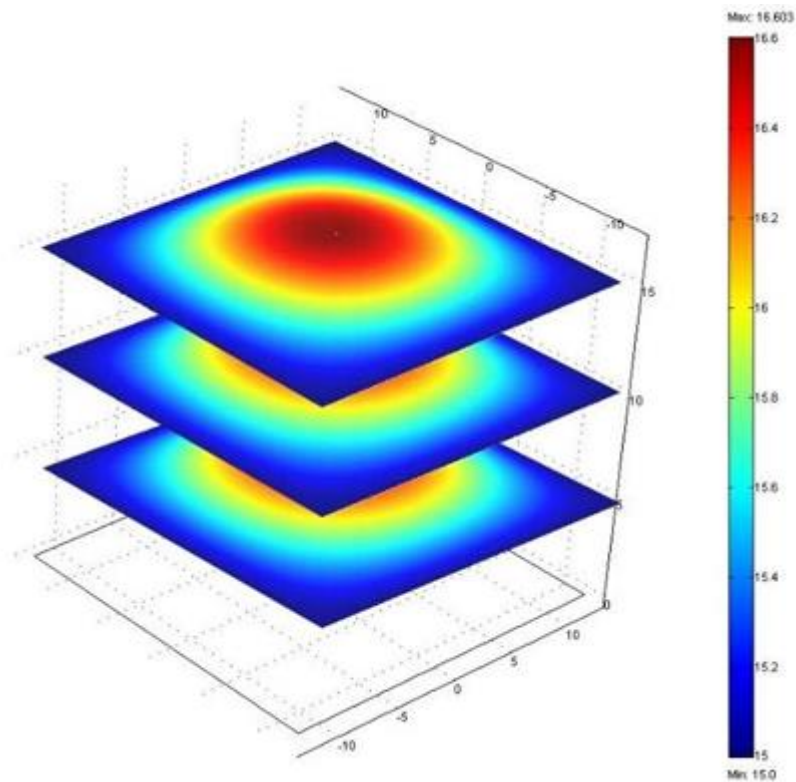


Рис. 1.4 – Температурное поле по глубине скважины

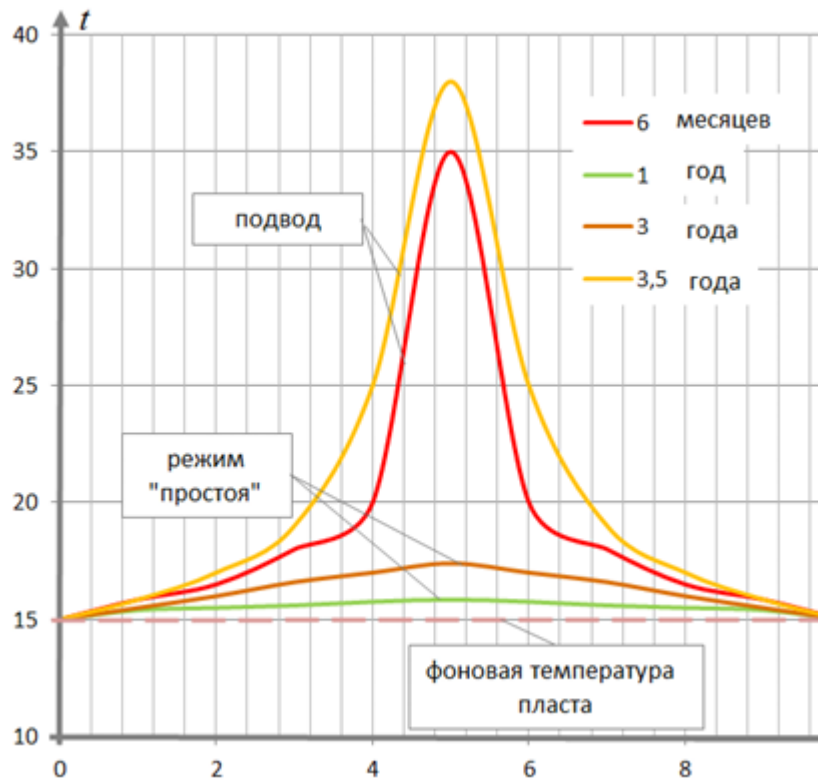


Рис. 1.5 – Изменение температуры пласта при нестационарном подводе тепла с начала первого включения до установления квазистационарного режима

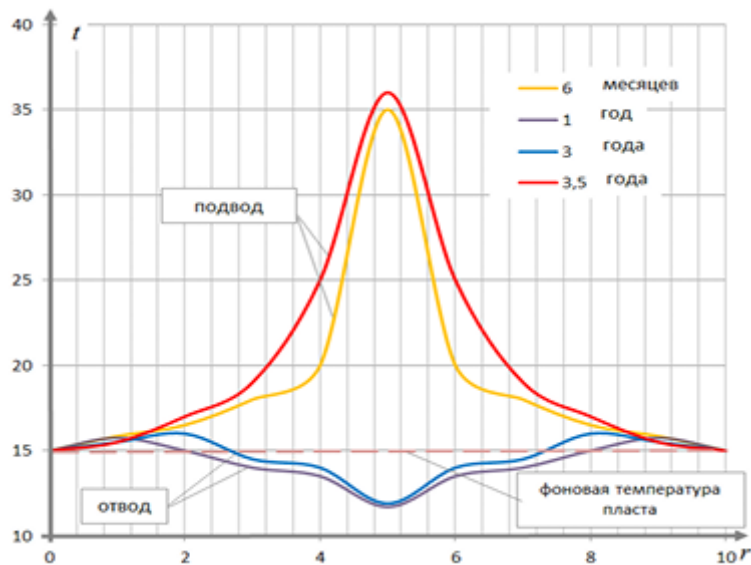


Рис. 1.6 – Изменение температуры пласта при знакопеременном режиме

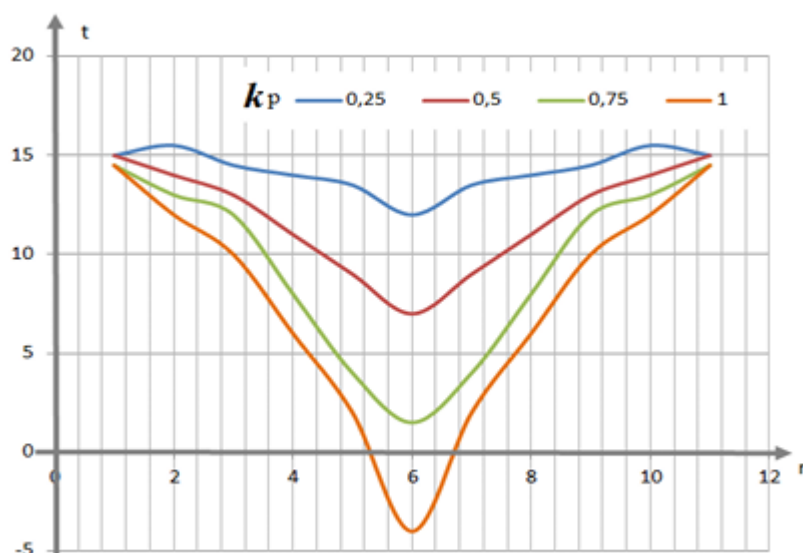


Рис 1.7 – Температурный график пласта при k_p : а) 0,25; б) 0,5; в) 0,75; г) 1

Анализируя влияние коэффициента регенерации, можно сделать вывод о сдвиге поля температур на этапе завершения отвода тепла в сторону снижения температур с ростом коэффициента регенерации. Так, при $k_p = 0,25$ температура на забое скважины составляла $+12$ °С, а при $k_p = 1,0$ температура на забое понизилась до -4 °С, а влияние предыдущего цикла подвода тепла в виде волны практически не наблюдается, что свидетельствует о стабилизации температурного поля относительно фоновой температуры пласта, а при $k_p = 1,0$ повышении эффективности скважины даже относительно однократного включения. Проверка адекватности модели проводилась сопоставлением расчетных значений с результатами замеров рабочих параметров комплексной, полученных в условиях крестьянско-фермерского хозяйства (КФХ) по производству молочнокислой продукции в Астраханской области (рис. 1.8).

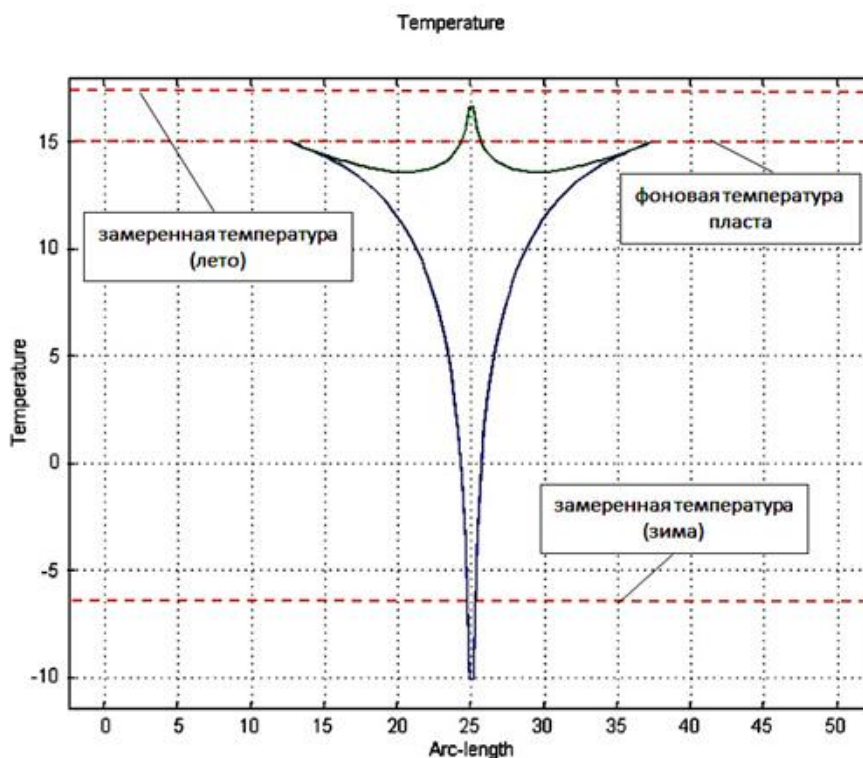


Рис. 1.8 – Сопоставление результатов расчета с действующей установкой

Установленное оборудование работает в двух температурных режимах: на теплоснабжение и охлаждение (поддерживая круглогодично температуру воздуха в цехах $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$ и на складе готовой продукции $+4\text{ }^{\circ}\text{C}$). Источниками энергии для подогрева и охлаждения являются две вертикальные скважины глубиной по 75 метров. Структура грунта – суглинок, осложненный высоким уровнем грунтовых вод, ввиду близкого расположения реки. Аналогичные условия были заложены в расчетные уравнения. Отклонения замеренных и расчетных значений при работе установки в режиме отопления составили $3\div 4\text{ }^{\circ}\text{C}$, в режиме кондиционирования $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, что свидетельствует об удовлетворительной сходимости.

В статье автора Щербуль 3.3. [18] рассматривается задача о возникновении локальных температурных аномалий, связанных с эксплуатацией геотермальных скважин, и их влиянии на теплообмен в приповерхностном слое Земли.

В данной работе была рассмотрена модель разреза приповерхностной части толщи, содержащей грунтовую воду (рис.1.9).

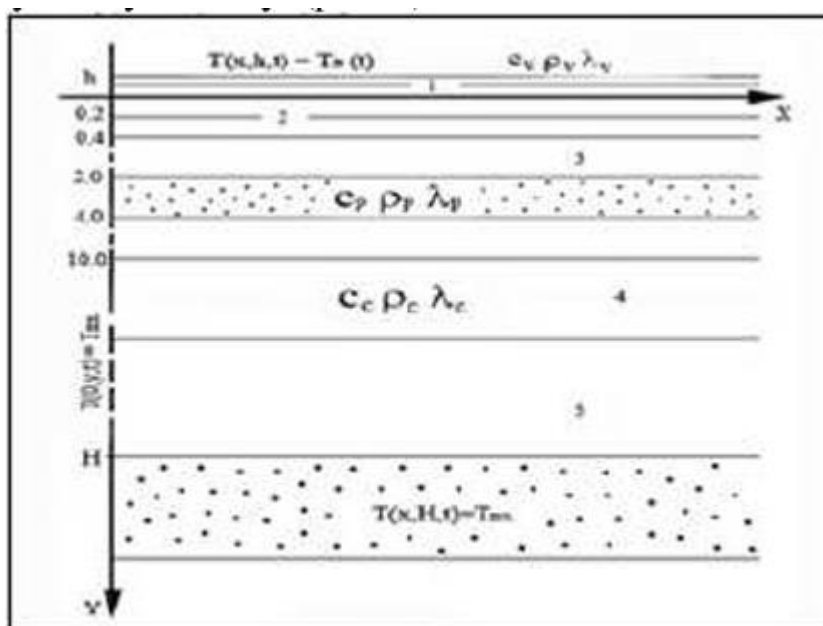


Рис.1.9 – Профильный разрез водонасыщенного пласта и кровли

На левой границе рассматриваемой области - добывающая скважина, на глубине H нижняя граница совпадает с горизонтальным эксплуатируемым водонасыщенным пластом, верхняя граница области проходит по воздуху, на расстоянии h от поверхности почвы, а правая граница удалена на значительное расстояние.

Имея данные годовых среднесуточных температур воздуха, поверхности и почвы на глубинах; 0,05м; 0,2м; 0,4м; 0,8м; 1,2м; 1,6м, в качестве начального температурного поля берется температурное поле, фиксируемое на момент начала расчёта. Годовой ход среднесуточных температур воздуха и почвы на глубинах в естественных условиях приведён в [19].

Результаты наблюдений над годовыми колебаниями температуры позволяют рассчитать коэффициенты теплопроводности для сухой почвы. Численное решение поставленной задачи проводилось по явной схеме.

Получается, что в зимнее время порядка 200 м^2 площади вокруг скважины уже будет незамерзающей, а температура грунтовых вод в радиусе 5 метров будет превышать 40°C .

Результаты расчётов также показали, что, при отсутствии конвективной составляющей, наличие водонасыщенной прослойки незначительной мощности на глубинах, соответствующих уровню грунтовых вод в данном районе, существенно не влияет на изменённое в результате эксплуатации температурное поле приповерхностного слоя.

Таким образом, можно сделать следующие выводы: 1) эксплуатация геотермальной скважины уже через год приводит к снижению амплитуд колебания годовых температур в деятельном слое почвы, что в сочетании с увеличением среднегодовых температур по всему разрезу прискважинной зоны приводит к значительной нивелировке отношения максимальной амплитуды колебания к средней температуре слоя в указанном радиусе теплового влияния; 2) сравнение решений задач теплопереноса для однородной сухой горной породы [19] и для толщи, содержащей водонасыщенный пласт, показывает, что наличие безнапорного горизонта грунтовых вод незначительной мощности, при условии отсутствия конвекции, существенно не повлияет на изменённое в результате эксплуатации температурное поле приповерхностного слоя.

В статье *Fengyan Zhang and Lixin Li* [20] представлен стационарный метод испытаний. Были проверены теплопроводность и прочность цемента на сжатие в различных условиях. Также был объяснен микроскопический механизм изменения теплопроводности и прочности на сжатие.

Выводы:

1) Использование теплоизоляционных материалов позволяет эффективно снизить теплопроводность цемента и сохранить его прочность на сжатие. В частности, увеличение водоцементного отношения, теплоизоляционного материала и температуры отверждения может значительно снизить теплопроводность цемента. Однако первые два фактора и последний фактор оказывают противоположное влияние на прочность на сжатие. Кроме того, повышение температуры нагревательной пластины

увеличивает теплопроводность. Для сравнения, эффект вспученного перлита лучше, чем у плавающих шариков.

2) Увеличение пористости и степени гидратации частиц цемента может эффективно уменьшить площадь теплопередачи и теплопередающую способность скелета. Они являются основными причинами снижения теплопроводности. Расширение пути теплопередачи и гидратация активных веществ на поверхности изоляционного материала могут эффективно снизить эффективность теплопередачи каркаса, что является другими причинами снижения теплопроводности. Кроме того, гидратация частиц цемента является основой сохранения цементом необходимой прочности на сжатие. Прочность изоляционного материала, гидратация поверхностно-активного вещества и внутренняя сотовая структура являются важными факторами для поддержания прочности на сжатие на высоком уровне.

3) В сочетании с фактическими условиями пласта и техники более низкая температура пласта в верхней части скважины приведет к относительно низкой температуре затвердевания и относительно большой разнице температур (между горячей водой и пластом) во время процесса закачки. Это приведет к относительно высокой теплопередающей способности цемента в верхней части скважины, и, таким образом, эта область является основной зоной тепловых потерь.

ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕССУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации. В экономической части освещены затраты на исследования и оценку хозяйственной деятельности.

Данная работа посвящена определению радиуса растепления ММП от тепловыделяющей вертикальной геотермальной скважины в реальных условиях эксплуатации в Восточной Сибири.

Для достижения поставленной цели сформулировали задачи:

1. Определение этапов работы;
2. Определение продолжительности этапов работы;
3. Расчет затрат необходимых для НИР;
4. Расчет рентабельности проекта;
5. Оценка научно-технической результативности НИР.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом исследования является геотермальная скважина в Восточной Сибири. Математическое моделирование процессов теплообмена приобретает значительную роль. На современном этапе развития нефтегазодобывающей отрасли давно возникла необходимость ввода в разработку месторождений для геотермальных скважин в зонах распространения вечной мерзлоты в Восточной Сибири. Изучению процессов оттаивания многолетнемерзлых пород под воздействием подземного источника тепла посвящено достаточно много работ. Для институтов и организации, специализирующиеся на исследовательских работах в области энергетики проявляют большой интерес получения наиболее эффективной разработки в области геотермальной энергетики.

Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика. Карта сегментирования приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сегментирование рынка

		Сферы использования		
		Научно-исследовательские институты	Организации, специализирующиеся на исследовательских работах в области энергетики	Организации, специализирующиеся на модернизации оборудования
Размер организации	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

В приведённой таблице сегментирования показано, что для реализации разработки подходят крупные научно-исследовательские институты; средние организации, специализирующиеся на исследовательских работах в области энергетики; крупные и мелкие организации, специализирующиеся на модернизации оборудования.

4.2 Оценка конкурентоспособности разработки

Исследование посвящено определению радиуса растепления ММП от тепловыделяющей вертикальной геотермальной скважины в реальных условиях эксплуатации в Восточной Сибири. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Конкурентами являются теоретики и экспериментаторы в области исследования теплопереноса в геотермальной скважине.

Выделим двух конкурентов в области исследований энергоэффективности геотермальных скважин.

В работе [14] Шулюпина А. Н., Чермошенцевой А.А. представлена математическая модель для расчета пароводяного течения в геотермальной

скважине на участке питания. Модель предполагает изменение массового расхода смеси по длине канала. Модель реализована в виде компьютерной программы, предназначенной для расчета параметров вверх по потоку (вниз от верхней границы зоны питания). Применение модели для скважин Мутновского месторождения парогидротерм позволило выдвинуть предположение о гейзерном механизме возникновения недавно обнаруженных колебаний давления с периодом более десятка минут. Обозначим их, как К1.

В своём исследовании [17] Яковлев П.В. и Сапрыкина Н.Ю. выполнили моделирование температурного поля грунта при многолетней эксплуатации низкопотенциальных геотермальных скважин. На основании полученных данных вывели критериальные уравнения, которые позволяют уточнить расчет технико-экономических показателей, что позволит в будущем производить расчет эффективности работы скважины. Обозначим их К2.

В данном исследовании проведено математическое моделирование нестационарного теплового поведения системы геотермальная скважина – многолетнемерзлые породы с учетом изменения теплофизических свойств пород/грунтов по глубине. Установлено, что радиус растепления многолетнемерзлых пород за период эксплуатации скважины для типичного месторождения Восточной Сибири составляет 12–17 метров при неизменной температуре энергоносителя. Обозначим Кф.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. В данном случае для сравнения были взяты такие критерии как энергоэффективность, надежность, долговечность, простота обслуживания, безопасность, уровень материалоемкости, так как это наиболее типичные характеристики для оценки, в основном именно на них нацелено исследование и дальнейшие пути модернизации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому

показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Результаты оценки приведем в виде таблицы 4.2.

Таблица 4.2 – Оценка конкурентоспособности разработки

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Энергоэффективность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Надежность	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Долговечность	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
Простота обслуживания	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Безопасность	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Уровень материалоемкости разработки	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
Экономические критерии оценки эффективности							
Финансирование научной разработки	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8
Конкурентоспособность	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
Перспективность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Итого	1	45	45	41	4,5	4,45	4,5

По результатам расчета таблицы 4.2 видно, что предлагаемый способ повышения эффективности работы геотермальной скважины конкурентоспособен. Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере энергоэффективности, надежности, безопасности уровне материалоемкости разработки. Так же видно, что особую конкуренцию составляет К1, за счет того, что у К1 разработка более приближена к практике.

4.3 SWOT-анализ разработки

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

При создании интерактивных матриц рекомендуется использовать следующие обозначения:

- С – сильные стороны проекта;
- Сл – слабые стороны проекта;
- В – возможности;
- У – угрозы;
- « + » – сильное соответствие;
- « – » – слабое соответствие.

Приведенный в таблицах 4.3 и 4.5 анализ интерактивных матриц показывает, что слабых сторон у проекта значительно меньше, чем сильных. Кроме того, можно говорить о высокой надежности проекта, так как угрозы имеют низкие вероятности.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	
	В1	+	+	+	
	В2	+	+	+	
	В3	–	+	+	
	В4	+	+	+	
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	–	+	+
	В2	–	–	+	+
В3	–	–	–	–	
В4	–	–	+	–	

Матрица SWOT-анализа представлена в данном разделе в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – SWOT- анализ

<p>Сильные стороны проекта: С1. Возможность получения новых, никем ранее не полученных, результатов С2. Применение полученных результатов в различных направлениях модернизации теплотехнических технологий в геотермальной энергетике С3. Новое высокотехнологическое оборудование</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Присутствие конкурентов Сл2. Сложность создания необходимых условий Сл3. Большое количество дополнительных экспериментов Сл4. Требуется немало времени на исследование</p>
<p>Возможности: В1. Новые теоретические знания, научные термины В2. Опыт проведения научных и экспериментальных исследований В3 Актуальность в реализации проекта В4. Освоение нового оборудования и программного обеспечения</p>	<p>Угрозы: У1. Появление новых, активных и целеустремленных конкурентов У2. Погрешность измерений. У3. Увеличение цен на материалы У4. Отсутствие инвесторов</p>

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	
	У1	+	–	–	
	У2	–	–	–	
	У3	–	–	–	
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	–	–	–
	У2	–	+	+	+
	У3	–	–	–	–

Выполнив SWOT-анализ, можно сделать вывод о том, что у данного

проекта существует масса преимуществ, основным из которых является дальнейшая перспектива модернизации теплотехнических технологий в геотермальной энергетике, задавать более эффективный режим работы скважин, сложностью данного проекта в том, что происходит появление конкурентов в области исследования и отсутствие инвесторов. Необходимо сделать упор на такие сильные стороны как применение полученных результатов в геотермальной энергетике, так как это связано с наибольшим количеством возможностей проекта. Что касается слабых сторон, нужно обратить внимание на попытку создания необходимых условий, чтобы избежать большинства угроз проекта.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

В данном пункте составляется календарь продолжительности работы инженера(студента) и НР (научного руководителя). Научным руководителем является доцент. В таблице 4.7. предоставлены данные по основным пунктам, таким как: наименование работы, количество исполнителей и продолжительность дней.

Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей представлено в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение теоретического материала	Инженер
	3	Выбор направления исследования	Научный руководитель, инженер
	4	Составление календарного плана работ	Научный руководитель, инженер
Проведение исследования	5	Создание расчетной модели	Инженер
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Проведение экспериментального исследования	Инженер
	8	Анализ результатов и сопоставление теоретических и экспериментальных исследований	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
Контроль и координирование проекта	10	Контроль качества выполнения проекта и консультирование инженера	Научный руководитель
Оформление отчета по НИР	11	Составление пояснительной записки	Инженер

По результатам составления данной таблицы можно сделать вывод о том, что проект содержит 11 этапов, большую часть из которых выполняет инженер.

Определение трудоемкости выполнения работ

Так как основной частью стоимости разработки проекта состоит из трудовых затрат, то очень важно определить трудоемкость работ каждого из участников проекта. Определить ожидаемое (среднее) значение трудоемкости возможно по следующей формуле:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}$$

где t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.–дн.;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.–дн.;

Основываясь на ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Проведение данного расчета необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

Для удобства построения графика продолжительности работ, длительность каждого из этапов работ следует перевести в календарные дни. Для осуществления данного перевода существует следующая формула:

$$T_{кд} = K_{рд} \cdot K_{кд}$$

где $K_{кд}$ – коэффициент календарности, расчет которого осуществляется по следующей формуле:

$$K_{кд} = \frac{T_{кд}}{T_{кд} - T_{вд} - T_{пд}}$$

где $T_{кд}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вд}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пд}$ – количество праздничных дней в году.

В качестве примера приведем расчет для работы №1 «Составление и

утверждение технического задания», выполнение которой осуществляет руководитель проекта.

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 7}{5} = 4, \text{ чел} - \text{ дн.}$$

Коэффициент календарности для 2022 года:

$$K_{\text{кд}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,47$$

Расчет количества календарных дней:

$$T_{\text{кд}} = 4 \cdot 1,47 = 5,88 \approx 6 \text{ к. дн}$$

Для наглядности и простоты построения диаграммы Ганта занесем рассчитанные значения для каждого вида работ каждым исполнителем (руководитель проекта (НР) и инженер (И)) в таблицу 4.7. На основании данной таблицы построим календарный план-график (диаграмму Ганта), представленную на рисунке 4.1.

Таблица 4.7 – Временные показатели проведения работ

Наименование работы	Исполнители работы	Длительность работ, дн.			Трудоёмкость работ по исполнителям, чел.дн			
		t_{\min}	t_{\max}	$t_{ож}$	T_{pi}		T_{ki}	
					НР	И	НР	И
1	2	3	4	5	6	8	9	11
Составление и утверждение технического задания	НР	2	7	4	4	0	3	0
Подбор и изучение теоретического материала	И	11	21	15	0	15	0	20
Выбор направления исследования	НР, И	2	7	4	2	2	3	3
Составление календарного плана работ	НР, И	2	7	4	2	2	3	3
Создание расчетной модели	И	3	8	5	0	5	0	7
Проведение теоретических расчетов и обоснований	И	4	9	6	0	6	0	9
Проведение экспериментального исследования	И	1	6	3	0	3	0	4
Анализ результатов и сопоставление теоретических и экспериментальных исследований	И	8	18	12	0	12	0	15
Оценка эффективности полученных результатов	И	5	10	7	0	7	0	8
Контроль качества выполнения проекта и консультирование инженера	НР	2	7	4	4	0	3	4
Составление пояснительной записки	И	6	11	8	0	8	0	12
Итого:		46	111	72	12	60	12	81

Рисунок 4.1 – Календарный план-график проведения исследования

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Фев./Март		Март			Апрель			Май			Июнь		
				14	6	8	18	31	1	16	30	1	4	12	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	0														
2	Подбор и изучение теоретического материала	Инженер	22	■	■	■	■	■									
3	Выбор направления исследования	Инженер, Научный руководитель	7			■	▨										
4	Составление календарного плана работ	Инженер, Научный руководитель	6				▨										
5	Создание расчетной модели	Инженер	7				■										
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	9					■	■								
7	Проведение экспериментального исследования	Инженер	4					■	■								
8	Анализ результатов и сопоставление теоретических и экспериментальных исследований	Инженер	18						■	■	■	■	■	■	■	■	■
9	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	10									■	■				
10	Контроль качества выполнения проекта и консультирование инженера	Научный руководитель	5										▨	▨	▨		
11	Составление пояснительной записки	Инженер	8											■	■	■	■

▨ – Научный руководитель, ■ – инженер

На основании построенного графика продолжительности реализации проекта можно заключить, что продолжительность работ по выполнению задания составит около 14 недель. Начало разработки проекта намечено на вторую неделю февраля, а окончание на вторую неделю мая. Значение реальной продолжительности работ может быть как меньше (при благоприятных обстоятельствах) посчитанного значения, так и больше (при неблагоприятных обстоятельствах), так как трудоемкость носит вероятностный характер. Общая длительность выполнения проекта в календарных днях составит 93 дней, из них инженер проработает 81 дней, а руководитель проекта 12 дней.

Бюджет затрат на проектирование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат [28]:

- 1) материальные затраты проекта;
- 2) затраты на оборудование;
- 3) основная заработная плата исполнителей проекта;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы.

Расчет материальных затрат проекта

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют ряд программных продуктов: Microsoft Office, COMSOL 3.5a и др.

Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ, другие находятся в свободном доступе в сети «Интернет».

Таким образом, затраты на материалы включают в себя расходы на канцелярские принадлежности, картридж для принтера.

В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах от 5% до 20% от общей цены материалов. Список материальных затрат приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Материальные затраты

Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Офисная бумага, упак. 500 листов	310	1	310
Тетрадь общая, 48 л.	50	1	50
Шариковая ручка	30	3	90
Картридж для принтера	550	1	550
Итого			1000
Итого с учётом ТЗР (10%)			1100

В сумме материальные затраты составили 1100 рублей.

Расчет затрат на амортизацию специального оборудования для научных (экспериментальных) работ

Для исследований используется персональный компьютер DEXP Atlas H389 стоимостью 30000 рублей с бесплатным доступом к лицензии COMSOL 3.5a.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении данного научного исследования и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений.

Амортизация – процесс переноса стоимости оборудования на созданную при его участии продукцию и создание источника для простого производства [1].

Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет [29].

Норма амортизации рассчитывается по формуле [3]:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%$$

Где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 года, тогда норма амортизации, H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{\text{год}} = 30000 \cdot 0,33 = 9900 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{\text{мес}} = \frac{9900}{12} = 825 \text{ руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 825 \cdot 5 = 4125 \text{ руб.}$$

Расчёт заработной платы исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Полная заработная плата работника:

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата работника, руб.; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата работников, участвующих в работе над проектом.

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 39300 рублей, оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 16300 рублей.

Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата; $T_{\text{раб}}$ – суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником, выраженная в рабочих днях.

Размер среднедневной заработной платы:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года ($M = 11,2$ для 5-ти дневной рабочей недели; $M = 10,4$ для 6-ти дневной рабочей недели); F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб. дн.

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	24	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	247

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot k_p,$$

где Z_b – базовый оклад, руб.; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Заработная плата научного руководителя:

$$Z_m = 39300 \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51090 \cdot 11,2}{365 - 104 - 14} = 2316 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}} = 2316 \cdot 12 = 27792 \text{ руб.}$$

Заработная плата инженера:

$$Z_m = 16300 \cdot 1,3 = 21190 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{21190 \cdot 11,2}{365 - 104 - 14} = 960 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 960 \cdot 81 = 77760 \text{ руб.}$$

Суммарная заработная плата руководителя и инженера:

$$Z_{\text{зп}} = 27792 + 77760 = 105552 \text{ руб.}$$

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_6 , руб	k_p	$Z_{дн}$, руб	$T_{раб}$, раб.дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	39300	1,3	2316	12	27792
Инженер	16300	1,3	960	81	77760

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаем равным 0,15.

Дополнительная заработная плата руководителя:

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 27792 = 4169 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата инженера:

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 77760 = 11664 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата руководителя и инженера:

$$Z_{доп} = 4169 + 11664 = 15833 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы исполнителей представлен в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Расчет заработной платы исполнителей

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	27792	77760
Дополнительная зарплата	4169	11664
Зарплата исполнителя	31961	89424
Итого о статье $C_{зп}$	121385	

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величину отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \text{руб.},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2023 г. в соответствии с Федеральным законом №361 - ФЗ вводятся пониженные тарифы страховых взносов для отдельных категорий плательщиков (для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность) равный 30,2%.

Таким образом, отчисления во внебюджетные фонды для руководителя проекта составят:

$$З_{внеб} = 0,302 \cdot 31961 = 9652 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды для инженера проекта составят:

$$З_{внеб} = 0,302 \cdot 89424 = 27006 \text{ руб.}$$

Итого отчисления во внебюджетные фонды составляют 36658 рублей.

4.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$С_{накл} = (З_{осн} + З_{доп}) \cdot k_{накл};$$

где $k_{накл}$ – коэффициент накладных расходов, примем равным 20%,

$$С_{накл} = (105552 + 15833) \cdot 0,2 = 24277 \text{ руб.}$$

Формирование затрат на проектирование

Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 4.13.

Таблица 4.12 – Бюджет затрат на проект

№	Наименование статьи	Сумма, руб	В % к итогу
1	Материальные затраты проекта	1100	0,58
2	Затраты на оборудование	4125	2,2
3	Затраты по основной заработной плате	105552	56,2
4	Затраты по дополнительной заработной плате	15833	8,4
5	Отчисления во внебюджетные фонды	36658	19,5
6	Накладные расходы	24277	12,9
Бюджет затрат на проектирование		187543	100

Суммарный бюджет проекта равен 187543 рублей, где наибольший процент бюджета составляют затраты на покрытие основной заработной платы исполнителей в размере 105552 рублей или 56,2 % к общей сумме бюджета.

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение финансовой эффективности и ресурсоэффективности

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Оценка ресурсоэффективности проводится для двух различных вариантов выполнения поставленной задачи. Первым вариантом исполнения является вариант с использованием лицензированного продукта «MatLab», вторым – продукт «COMSOL 3.5a».

Отличие максимальной стоимости исполнения от стоимости i -го варианта обусловлено тем, что могут возникнуть дополнительные материальные затраты на приобретение ПО, если площадка, на которой проводится данное исследование, не обладает соответствующей лицензией.

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{187543}{240000} = 0,78;$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{240000}{240000} = 1.$$

В ходе оценки проекта с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения определяется его интегральный показатель ресурсоэффективности, позволяющий установить направление его дальнейшего улучшения и осуществления. Для этого были выбраны несколько критериев эффективности:

- 1) Технологичность;
- 2) Надежность;
- 3) Удобство в эксплуатации;
- 4) Экономичность;
- 5) Гибкость;

Определение ресурсоэффективности происходит на основе интегрального показателя ресурсоэффективности

$$I_{pi} = \sum (a_i \cdot b_i),$$

где a_i – весовой коэффициент проекта; b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

В таблице 4.13 наглядно показана значимость каждого критерия для данного проекта.

Таблица 4.13 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Объект исследования		
	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
Технологичность	0,21	5	5
Надежность	0,12	4	3
Удобство в эксплуатации	0,23	5	4
Экономичность	0,14	4	4
Гибкость	0,30	5	4

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{\text{исп.1}}^p = 5 \cdot 0,21 + 4 \cdot 0,12 + 5 \cdot 0,23 + 4 \cdot 0,14 + 5 \cdot 0,30 = 4,74;$$

$$I_{\text{исп.2}}^p = 5 \cdot 0,21 + 3 \cdot 0,12 + 4 \cdot 0,23 + 4 \cdot 0,14 + 4 \cdot 0,30 = 4,09.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{p.i}}{I_{\text{фин}}}$$

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{4,74}{0,714} = 6,64,$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{4,09}{1} = 4,09,$$

С целью определения наиболее целесообразного варианта из предложенных сравним интегральные показатели эффективности вариантов исполнения разработки и определим сравнительную эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$)

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}},$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{6,64}{4,09} = 1,62.$$

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило понять, что более эффективным вариантом решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной

эффективности является выполнение работы по первому исполнению.

Выводы по разделу

В ходе выполнения была проведена оценка коммерческой ценности проекта.

В первой части были определены потенциальные потребители результатов исследования, а также цель проекта. С помощью SWOT-анализа были обозначены сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы для разрабатываемой системы.

Во второй части был представлен план работ в рамках научного исследования, трудоёмкость их выполнения и построена диаграмма Ганта, а также определен бюджет научно-технического исследования, проведён расчёт материальных затрат, затрат на оборудование, основной заработной платы исполнителей, отчислений во внебюджетные фонды, прочие и накладные расходы.

Проведён анализ конкурентных технических решений.

Анализ конкурентных технических решений в сравнении с аналогичными исследованиями в сфере геотермальной энергетики, показал, что рассматриваемая разработка конкурентоспособна. Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере энергоэффективности, надёжности, безопасности, уровне материалоемкости разработки.

Так же довольно ясно видно, что особую конкуренцию составляет К1, за счет того, что у К1 разработка более приближена к практике и будет более понятна инвесторам и потенциальным покупателям.

Составлена смета затрат на выполнение проекта. Стоит отметить, что основной статьей расходов на разработку проекта является полная заработная плата научно-технических работников и составляет 121385 рублей. Меньшая доля всех затрат уходит на материальные затраты – 1100 рубля. Затраты на оборудование составили 4125 руб. Общий бюджет разработки составил

187543 рублей. При этом запланированная продолжительность работы составляет 93 календарных дня.

В целом по работе можно сделать вывод, что проектируемый объект конкурентоспособен и перспективен, но на данный момент требует финансовых и временных вложений на изучение.

ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование математического моделирования влияния лесного пожара на инфраструктурные объекты железной дороги с учетом структурной неоднородности. Работа выполнялась в лабораторной аудитории учебного заведения. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

Производственная безопасность

5.1 Вредные факторы

5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 5.1 и 5.2:

Таблица 5.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.2

Таблица 5.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Компьютерный класс № 110 4 корпуса НИ ТПУ площадью 48 м² можно отнести к помещениям первого класса (помещения с незначительными избытками явного тепла (до 23 Дж/м³·с и менее)) исходя из производственных условий.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2.542-96 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м³[30]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 70°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [31]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [32].

5.1.2 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается вентиляционным и рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2.542-96, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [33].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов, например любой пористый материал – шамотный кирпич, микропористая резина, поролон и др.);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2.542-96 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [30]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [30]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа

ASUS TUF Gaming со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [34].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт/см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. заземление экрана вокруг источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

5.1.4 Недостаточная освещенность

Для обеспечения требуемой освещенности необходимо использовать совмещенное освещение, создаваемое сочетанием естественного и искусственного освещения. При данном этапе развития осветительной техники целесообразно использовать люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеют большую светоотдачу на ватт потребляемой мощности и более естественный спектр.

Минимальный уровень средней освещенности на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должен быть не менее 200 лк.

В расчётном задании должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

В данном расчётном задании для всех помещений рассчитывается общее равномерное освещение.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{рас}} = E_{\text{н}} * S * K_3 * Z / N * \eta \quad (1.4.1)$$

Где $E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05- 95, лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли; Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = S / h(A + B) \quad (1.4.2)$$

Проведем расчет индекса помещения:

Площадь помещения :

$$S = A * B = 6 * 8 = 48 \text{ м}^2$$

Индекс:

$$i = S / (h * (A + B)) = 48 / (2,3 * (6 + 8)) = 1,49$$

Согласно этим данным коэффициент использования светового потока будет равен 50 % или в долях = 0,5.

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно (табл. 4.10) [БЖД Практикум 2009-2020].

Согласно указанной методике выбираем тип источника света.

Наиболее подходящим вариантом является 40 ваттная лампа ЛБ, у которой $\Phi=2800$ лм. Для выбранного типа лампы подходит светильник ОД-2-40 с размерами: длина = 1230 мм, ширина = 266 мм.

Из уравнения 1.4.1 находим количество ламп для помещения

$$N = E_H * S * K_3 * Z / \Phi * \eta = 400 * 48 * 1,3 * 1,1 / 2800 * 0,5 = 19,61;$$

Принимаем $N=20$ ламп или 10 светильников..

Размещаем светильники в 4 ряда по 5 светильников в ряду с соблюдением условий: L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B), l – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B), l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

Сначала определим световой поток расчетный.

$$\Phi = E_H * S * K_3 * Z / \eta = 400 * 48 * 1,3 * 1,1 / 20 * 0,5 = 2745,6 \text{ лм};$$

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$- 10\% \leq ((\Phi_{\text{расч}} - \Phi_{\text{станд}}) / \Phi_{\text{расч}}) * 100\% \leq + 20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$- 10\% \leq (2800 - 2745,6) / 2745,6 * 100\% \leq + 20\%$$

$$- 10\% \leq +1,98\% \leq + 20\%$$

Результат расчета укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N * P_i = 20 * 40 \text{ Вт} = 800 \text{ Вт}.$$

5.2 Опасные факторы:

5.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [35].

Лабораторная аудитория учебного заведения относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. — защитное заземление, зануление;
2. — малое напряжение;
3. — электрическое разделение сетей;
4. — защитное отключение;
5. — изоляция токоведущих частей;
6. — оградительные устройства.

7. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лабораторная аудитория относится к категории В – горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 21-01-97 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислотные огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений предвзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лабораторная аудитория учебного заведения полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 5.1, порошковых

огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

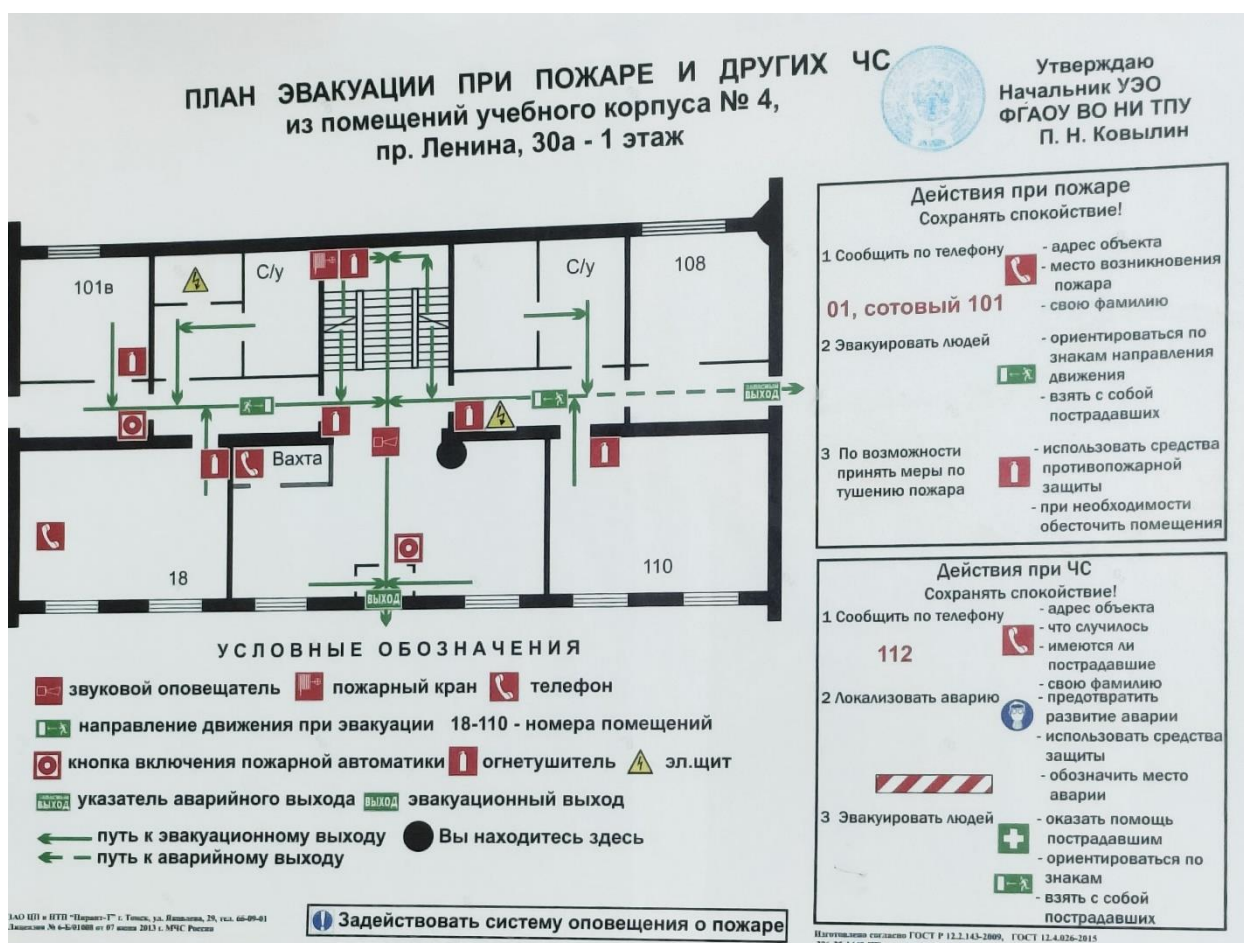


Рисунок 5.1 – План эвакуации

5.3 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации.

Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

- отделить металлические детали от неметаллов;
- разделить углеродистые металлы от цветмета;
- пластмассовые изделия (крупногабаритные) измельчить, спрессовать и упаковать для уменьшения объема;

- кофир-порошок упаковать в отдельную упаковку, точно также, как и все проклассифицированные и измельченные компоненты оргтехники, и после накопления на складе транспортных количеств отправить предприятиям и фирмам, специализирующимся по переработке отдельных видов материалов.

Люминесцентные лампы утилизируют следующим образом. Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в картонную коробку, бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения. После накопления ламп объемом в 1 транспортную единицу их сдают на переработку на соответствующее предприятие. Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Учебное заведение находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приводит к авариям систем тепло- и водоснабжения, сантехнических коммуникаций и электроснабжения, приостановке работы. В этом случае при подготовке к зиме следует предусмотреть а) газобаллонные калориферы (запасные обогреватели), б) дизель или бензоэлектрогенераторы; в) запасы питьевой и технической воды на складе (не менее 30 л на 1 человека); г) теплый транспорт для доставки работников на работу и с работы домой в случае отказа муниципального транспорта. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа не прекратилась.

В лабораторной аудитории учебного заведения наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии учебное заведение необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено математическое моделирование нестационарного теплового поведения системы геотермальная скважина – многолетнемерзлые породы с учетом изменения теплофизических свойств пород/грунтов по глубине.

Установлено, что радиус растепления многолетнемерзлых пород за период эксплуатации скважины для типичного месторождения Восточной Сибири составляет 12–17 метров при неизменной температуре энергоносителя.

Показана необходимость учета неоднородности теплофизических характеристик многолетнемерзлых пород в зависимости от глубины их залегания при проектировании геотермальных площадок.

Список использованных источников

1. Теплоизоляция колонны НКТ в зоне ММП / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – № 9. – С. 35–37.
2. Полозков А.В., Близнюков В.Ю., Полозков К.А. Теплоизоляция конструкций скважин в зонах многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 6. – С. 2–5.
3. Горелик Я.Б., Шабров А.Б., Сысоев Ю.С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин // Криосфера Земли. – 2008. – Т. XII. – № 1. – С. 59–65.
4. Полозков А.В., Близнюков В.Ю., Полозков К.А. Исследование тепловых режимов при испытании, отработке разведочных, добывающих скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 7. – С. 15–21.
5. Гасумов Р.А., Кондренко О.С., Толпаев В.А. Расчет изотермического фронта протаивания многолетнемерзлой породы по данным, полученным при проводке скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 2. – С. 20–22.
6. Гасумов Р.А., Толпаев В.А., Кондренко О.С. Вывод уравнений для приближенного расчета температуры бурового раствора при бурении скважины в многолетнемерзлой породе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 4. – С. 19–22.
7. Полозков А.В., Полозков К.А., Гафтуняк П.И. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет их теплообмена с многолетнемерзлыми породами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 10. – С. 15–22.

8. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет теплопередачи через диафрагмы, соединяющие двустенные теплоизолированные трубы в многолетнемерзлых породах / К.А. Полозков, В.П. Филиппов, А.В. Полозков, П.И. Гафтуняк, А.В. Сутырин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 8. – С. 9–16.
9. Полозков К.А. Выбор расстояний между кустовыми эксплуатационными скважинами в зонах ММП // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 21–29.
10. Полозков А.В., Полозков К.А. Термометрические исследования при освоении Северных месторождений в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 11. – С. 22–24.
11. Леонов Е.Г., Петренко А.В. Методика оценки прочности крепи добывающих скважин в многолетнемерзлых породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 7. – С. 42–48.
12. Полозков К.А., Басниев К.С., Гафтуняк П.И. Осложнения, возникающие при строительстве и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород, и мероприятия по их предотвращению // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 1. – С. 6–10.
13. ВСН 84-89. Изыскания, проектирование и строительство автомобильных дорог в районах распространения вечной мерзлоты. – М.: Минтрансстрой, 1990. – 80 с
14. Шулюпин, А. Н. Пароводяное течение в геотермальной скважине / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошнцева // Теплофизика и аэромеханика. – 2015. – Т. 22. – № 4. – С. 493-499. – EDN UCESJH.

15. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент / Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1988. 560 с.
16. Мальцева К.И. Формирование профиля давления в геотермальном резервуаре на примере Мутновского месторождения парогидротерм // Вулканология и сейсмология. 2012. № 1. С. 56–64.
17. Сапрыкина, Н. Ю. Моделирование температурного поля грунта при многолетней эксплуатации низкопотенциальных геотермальных скважин / Н. Ю. Сапрыкина, П. В. Яковлев // Потенциал интеллектуально одаренной молодежи - развитию науки и образования : Материалы VI Международного научного форума молодых ученых, студентов и школьников, Астрахань, 25–28 апреля 2017 года / Под общей редакцией Д. П. Ануфриева. – Астрахань: Астраханский государственный архитектурно-строительный университет, 2017. – С. 29-33. – EDN YNJNIQJ.
18. Щербуль, З. З. Влияние эксплуатации геотермальной скважины на теплообмен в деятельном слое почвы / З. З. Щербуль // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. – 2016. – № 66. – С. 337-342. – EDN WDNVAP.
19. Щербуль З.З. Влияние эксплуатации геотермальной скважины на активизацию теплообмена в приповерхностном слое Земли.// Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы. Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов // Выпуск 5. Махачкала, АЛЕФ, 2015. Том 2. С.20-25. Материалы IV Международной конференции 21-24 сентября 2015 г. С.20-25.
20. Fengyan Z., Lixin L. Study on Thermal Conductivity of Thermal Insulation Cement in Geothermal Well [Electronic resource]. – URL: https://www.researchgate.net/publication/358783709_Study_on_Thermal_Conductivity_of_Thermal_Insulation_Cement_in_Geothermal_Well (date of treatment: 29.11.2022)

21. Самарский А. А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1977. – 656 с.
22. Пасконов В. М., Полежаев В. И., Чудов Л. А. Численное моделирование процессов тепло – и массообмена. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1984. – 288 с.
23. СНиП 23–01–99. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 70 с.
24. Половников В.Ю., Цыганкова Ю.С. Радиус растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации нефтяных скважин в Восточной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.– 2014. – № 1.– С. 38 – 43.
25. Полозков А.В., Полозков К.А., Гафтуняк П.И. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет их теплообмена с многолетнемерзлыми породами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 10. – С. 15–22.
26. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет теплопередачи через диафрагмы, соединяющие двустенные теплоизолированные трубы в многолетнемерзлых породах / К.А. Полозков, В.П. Филиппов, А.В. Полозков, П.И. Гафтуняк, А.В. Сутырин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 8.– С. 9–16.
27. Полозков К.А. Выбор расстояний между кустовыми эксплуатационными скважинами в зонах ММП // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 3. – С. 21–29.
28. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
29. Синюрин, А. А. Перспективы и актуальные проблемы развития альтернативной энергетики в России и мире / А. А. Синюрин, Д. Е.

- Сытник. – Текст : электронный // Инноватика и экспертиза: научные труды. – 2011. – №2 (7) – С. 85-108 (дата обращения: 15.04.2023).
30. СанПиН 2.2.2.542-96 Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
 31. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”.
 32. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
 33. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
 34. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
 35. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
 36. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
 37. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
 38. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
 39. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха.
 40. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
 41. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
 42. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.
 43. ОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности.

Приложение I
(справочное)

**Radius of permafrost thawing during operation of geothermal wells
in Eastern Siberia**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ14	Любивый Егор Вадимович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Половников В.Ю.	д.т.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воробьева В.В.	к.ф.н		

The object of the study is a geothermal well, the prototype of which is the most common type of oil well in the Russian Federation, with a cemented column, conductor and direction. The goal of the work is to determine the radius of thawing of permafrost from a heat-generating vertical geothermal well under real operating conditions in Eastern Siberia.

The relevance of this work is determined by the need to develop scientifically based approaches to the study of thermal modes of geothermal systems, taking into account the real operating conditions of the systems under consideration.

INTRODUCTION

At the current stage of the oil and gas industry development, there has long been a need to exploit reservoirs in the Eastern Siberian permafrost zones. Oil and gas facilities are difficult to be constructed and operated in permafrost conditions; which is aggravated by the grounds slowly thawing near these facilities acting like heat sources. Production wells are the example of these facilities [1, 2].

A fairly large number of works have been devoted to permafrost rock thawing under the exposure of an underground source of heat [3-9]. Studies [3-9] are based on traditional approaches to thermal condition analysis for the facilities under consideration and do not take into account a number of specific factors affecting heat transfer processes in the well areas. Some works [3, 4] do not consider the changes in ground thermal and physical characteristics with regards to its occurrence depth, neither these pay respect to the features of the sporadic and partially continuous permafrost distribution peculiar to Eastern Siberia. Some works [5, 6] describe the permafrost zone behavior while drilling wells, with no regards to the ground thawing trend. When modeling the heat transfer processes in the near-wellbore area, the authors of the works [7-9] leave out the additional thermal resistance of the natural gas layer accumulated in the annular space. The gas layer is essentially a natural heat insulator. An alternative way to obtain reliable data on the thermal state of the systems under consideration is to measure temperatures and heat flows in the well placement areas. Noteworthy is the potential and special importance of the

geothermal surveying methods used to measure temperatures while producing a well. However, these studies require highly sensitive downhole thermometers and specialized expensive equipment [10].

Permafrost thawing in the near-wellbore area often causes pipe deformations, damages and failures [11, 12]. This leads to time-consuming repairs, production well downtime and significant losses in oil production.

The available tools for mathematically modeled potential ground thawing areas and their spatial distribution over the entire period of field operation can contribute to minimizing the costs associated with accident management. Such tools will enable rationalized well designs and their optimal placement planning [9]. Grids with deliberately large spacing between the wellheads lead to an increase in capital costs for cluster site filling, since bulk material delivery to the fields located in hard-to-reach Eastern Siberia regions is known to be rather challenging and costly.

Thus, in order to reduce cluster site construction costs and reduce accident risks while developing fields, permafrost ground behavior is to be predicted under the influence of a vertical heat source (production well) and the maximum range of ground thawing is to be estimated over the entire period of field operation.

The aim of the work is to determine the permafrost thawing radius from a vertical geothermal borehole under real operating conditions in Eastern Siberia.

In their work, *Shulyupin A.N.* and *Chermoshentseva A.A.* [14] presented a mathematical model for calculating the steam-water flow in a geothermal well at the feed site. The model assumes a change in the mass flow rate of the mixture through the channel. The model is implemented as software designed to calculate upstream parameters (down from the upper boundary of the feed zone). Application of the model to the Mutnovsky steam hydrotherms made it possible to suggest that recently detected pressure oscillation with a period of more than a dozen minutes occurred as a result of a geyser mechanism.

The suggested model is based on the WELL-4 model [15] used to calculate currents in area 1 (Fig. 1.1).

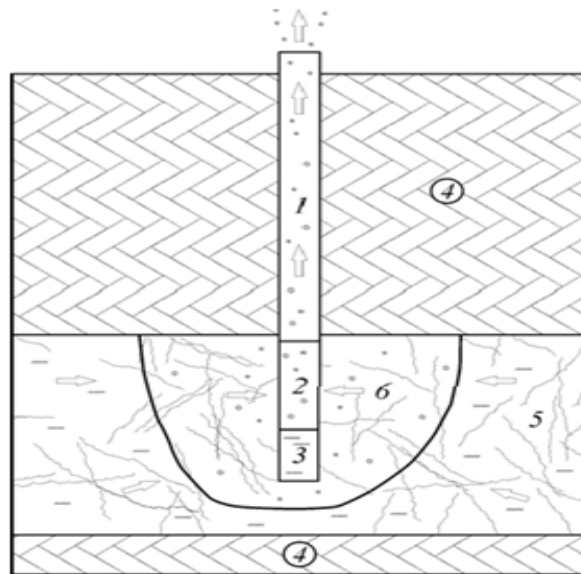


Fig. 1.1 – Sections with different conditions for flowing in a steam-water well and a thermal-water carrying complex.

1 – upper section of the well with impermeable walls, 2 – feed zone section, 3 – lower section of the well with impermeable walls, 4 – impermeable rocks, 5 – thermal-water carrying complex, 6 – two-phase flow area in thermal water-carrying complex.

It appears logical to use the designed model jointly with the predecessor model: from the wellhead to the upper boundary of the feed areas (in Section 1, Figure 1.1), parameters are calculated according to Model WELL-4, below these boundaries (in Section 2) – parameters are calculated according to Model WELL-4G. Figure 1.2 exemplifies the design pressure and temperature profiles in the 24, 042 and 037 operating wells in the the Mutnovsky steam hydrotherms. The profiles are characterized by a difference in the feed zone thermodynamic conditions.

Well 24 operates at a wellhead pressure of 7.9 bar, has a flow rate of 15.5 kg/s, steam-water mixture enthalpy of 1020 kJ/kg, 1300 m in depth, 1000-1300 m feeding depth interval. Well 042 operates at a wellhead pressure of 8.4 bar, has a flow rate of 69.9 kg/s, a mixture enthalpy of 1200 kJ/kg, 1860 m in depth, 1355-1837 m feeding depth interval. Well 037 operates at a wellhead pressure of 9.6 bar, has a

flow rate of 21.5 kg/s, a mixture enthalpy of 1200 kJ/kg, 1771 m in depth, 1339-1669 m feeding depth interval. In the feeding zone of the listed wells, the heat transfer is in a single-phase (24) and two-phase (037) states, the well 042 has both single-phase and two-phase flow sections.

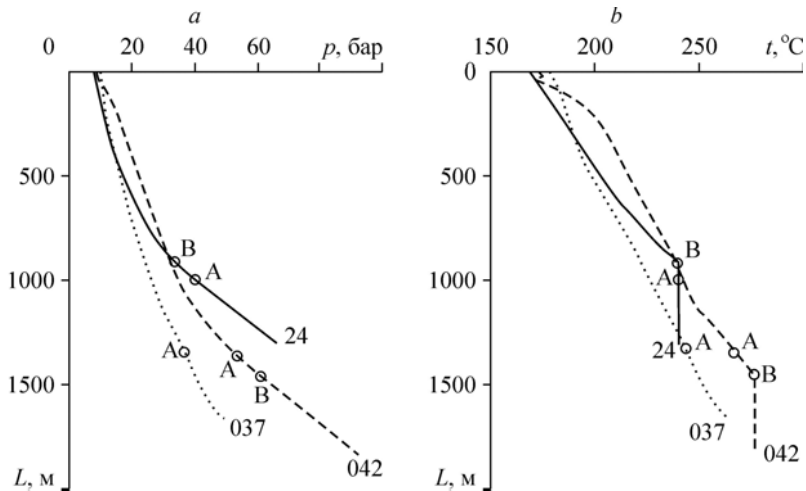


Fig. 1.2 - Pressure and temperature distribution within the operating wells 24, 042, 037. Point A corresponds to the upper boundary of the feeding zone (section 1 and 2 boundary in Figure 1.1), point B corresponds to the transition from a single-phase to two-phase flow.

Determining the pressure profile in the operating wellbore penetrating the feed zone and comparing the data with the data obtained in studies held in stationary conditions [16].

The given work will explore filtration flows in the bottomhole area, which have a significant impact on well production rates. The findings of these studies can become the framework for technological solutions aimed to optimize the well operating mode and promote operation of wells the use of which was previously considered unattractive.

In their study, *P.V. Yakovlev* and *N.Yu. Saprykina* [17] presented a model of the ground temperature profile for low-energy geothermal wells with many years of exploitation.

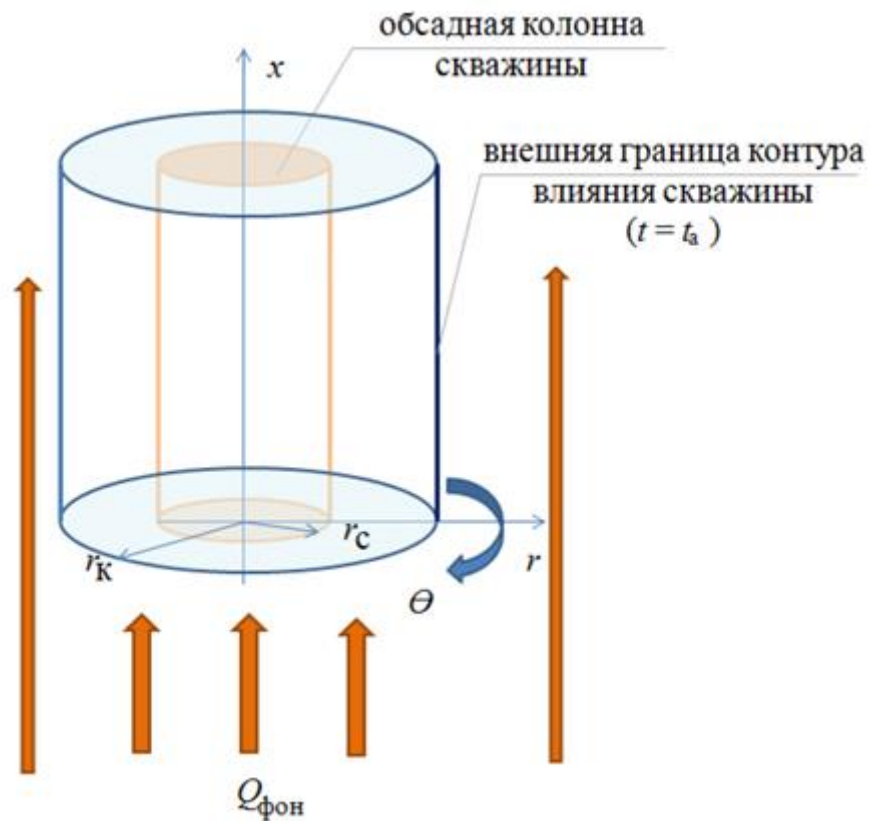


Fig.1.3 – Model of the ground mass in operation: r_k – casing column radius, m; r_c – well radius, m; $Q_{фон}$ - background soil flow, W/m²

The solution to the problem of temperature profile modeling with multiple cycling on and off the heating system is derived by using the finite-difference technique with an implicit difference scheme on a staggered grid.

The numerical model is based on a discrete representation of the energy equation, boundary and initial conditions, at different heat flux densities (100-500 W/m²) and is implemented on the basis of the MathLab application package. The key trends obtained are illustrated in Fig. 1.4-1.6 representing the temperature profile change at cyclic 100 W/m² heat supply to the well.

At the given heat load, well and formation parameters, bottom-hole temperature after seasonal operation in a heat supply mode increased by more than 20°C. In an idle mode, the formation temperature equalizes within six months, and the bottom-hole temperature is deviated from the background temperature within 2°C. Cyclic heat modes with downtime (i.e., when the heat

pump does no work) leads to accumulating heat compensated by the background heat flows. The quasi-stationary state corresponding to the cyclic mode with no temperature rises occurs at 2.5 years of operation, or at 3 years of the idle mode (Fig. 1.4).

The hypothesis of low heat flows along the wellbore is confirmed by comparing temperature distributions along horizontal planes at different well depths (Fig. 1.5).

Figure 1.6 shows the results of the temperature profile changes under the formation reverse thermal load. If regeneration occurs, a quasi-stationary state is reached after 1.5 years.

Figure 1.7 shows the temperature profile at the stage of 1 year of operation impacted by the regeneration factor (k_p) for the active load values in the range of $+100 \div -100$ W and by the regeneration factor (k_p) in the range of $0,25 \div 1$.

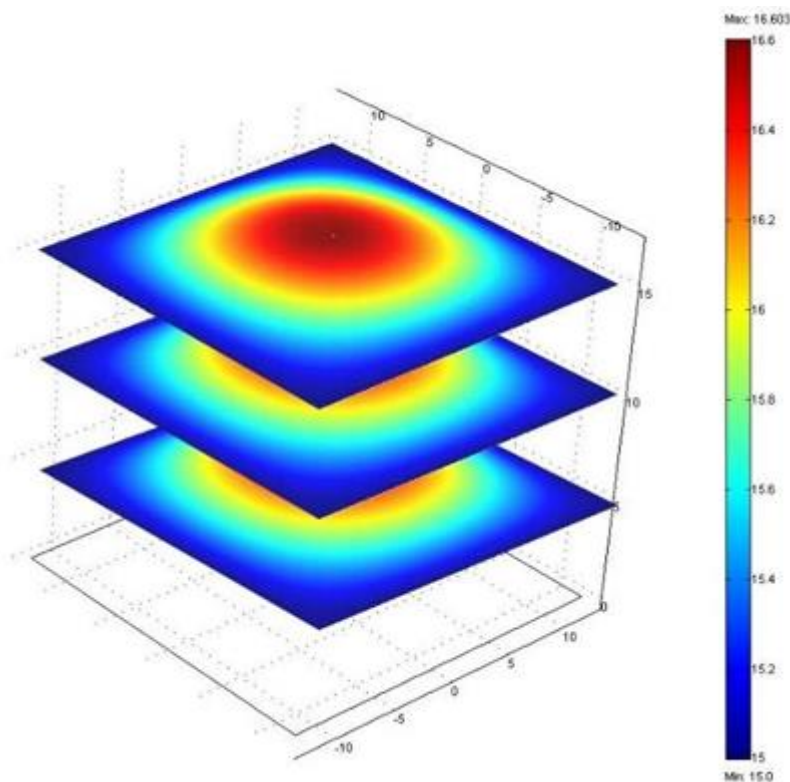


Fig. 1.4 - Temperature profile within the well

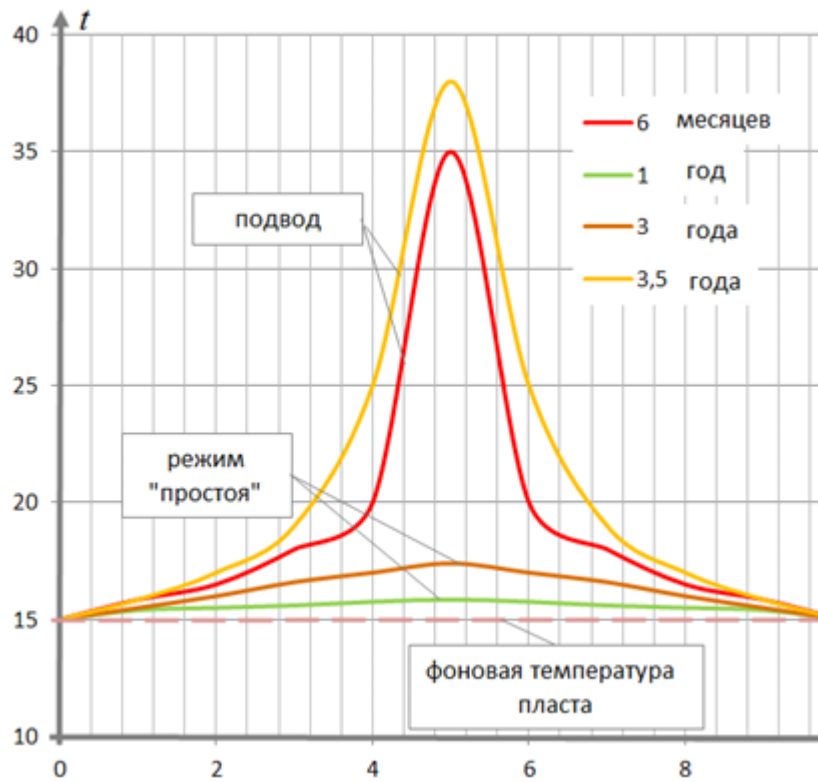


Fig. 1.5 - Change in formation temperature at non-stationary heat supply from the supply onset to the quasi-steady mode establishment

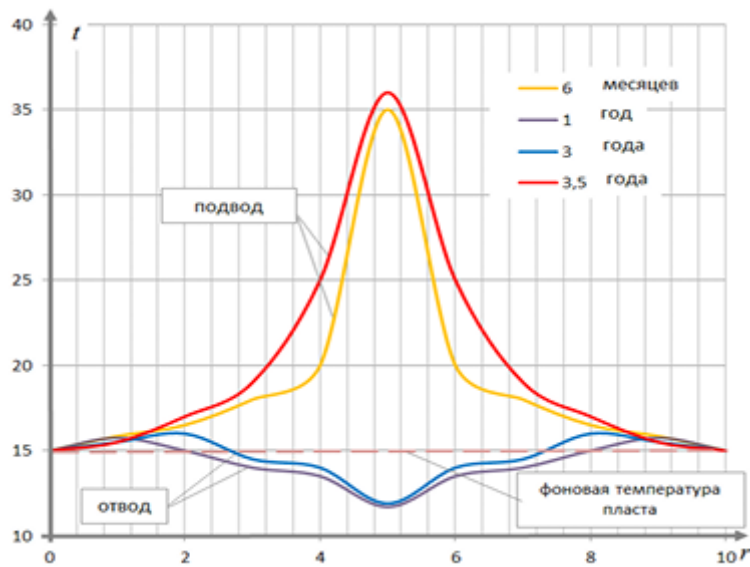


Fig. 1.6 - Change in formation temperature at alternating mode

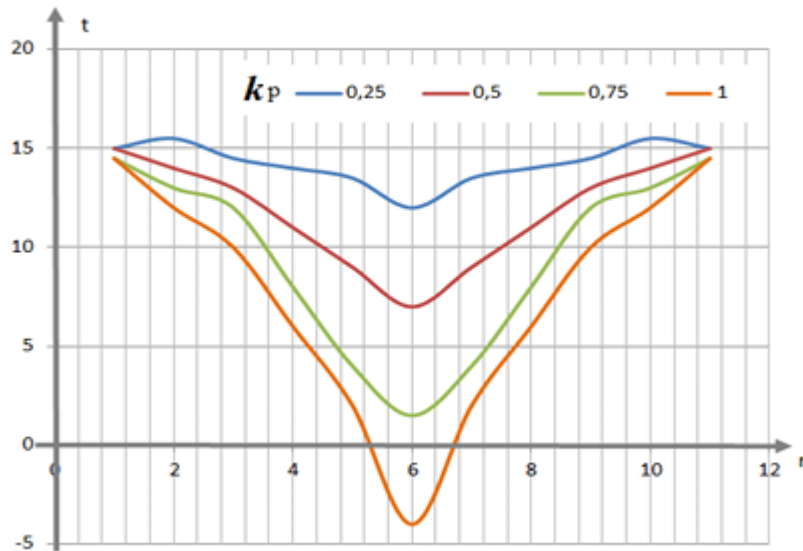


Fig 1.7 – Formation temperature chart at k_p : a) 0,25; b) 0,5; c) 0,75; d) 1

Analyzing the impact produced by the regeneration coefficient, it can be concluded that the temperature profile is changed at the stage of heat transfer completion towards temperature decreasing with the increasing regeneration coefficient. Thus, the bottom hole temperature was $+12^{\circ}\text{C}$ at $k_p = 0,25$, while at $k_p = 1,0$, the bottom hole temperature dropped to -4°C and the impact of the previous wave-like heat supply cycle was practically not observed, which indicates temperature profile stabilization with regards to the formation background temperature. The model was verified by comparing the estimated values with the measured operational complex parameters obtained through studying a dairy farm household in the Astrakhan region (Fig. 1.8).

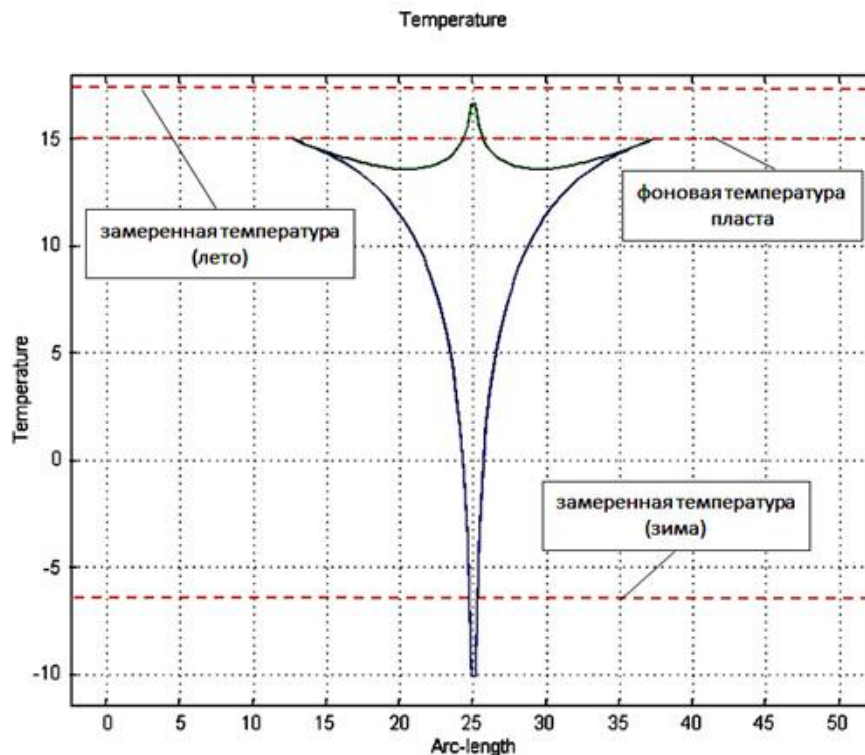


Fig. 1.8 - Comparing the calculation data with the operating plant

The installed equipment operates in two temperature modes: heat supply and cooling (maintaining year-round workshop air temperature at +12°C, +4°C in the finished product warehouse). Energy sources for heating and cooling are two 75 meters deep vertical wells. Soil is textured from clay loam complicated with a high groundwater level due to the river proximity. Similar conditions were put in the design equations. Measured and calculated values obtained from the plant operating in the heating mode were deviated within 3÷4°C, within 2°C for the plant operating in the conditioning mode, which indicates satisfactory convergence.

The article written by *Shcherbul Z.Z.* [18] discusses the problem of local temperature anomalies associated with geothermal well operation and their influence on heat exchange in the near-surface earth layer.

The given work considers the model of the near-surface section of the formation with groundwater (Fig. 1.9).

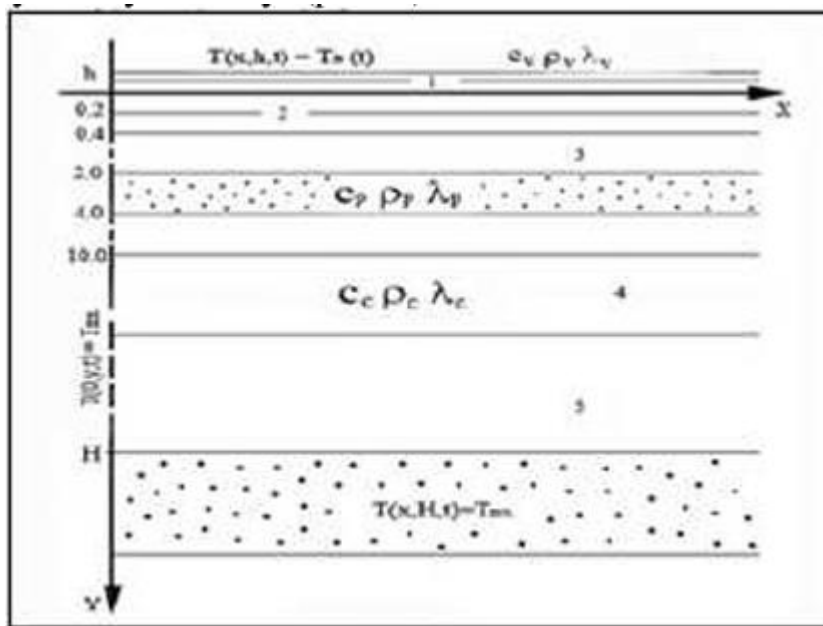


Fig.1.9 - Longitudinal section of water-saturated formation and top

The left boundary of the area considered presents a producing well, the lower boundary coincides with the operated horizontal water-saturated formation at the depth H , the upper boundary of the area passes through the air, at a distance h from the soil surface, while the right boundary is removed at a considerable distance.

Having data on annual average daily temperatures of air, soil surface and soil at the depths of 0.05m; 0.2 m; 0.4 m; 0.8 m; 1.2 m; 1.6 m, it can be assumed that the initial temperature profile is the one that is fixed at the time when calculation is at its start. The natural annual pattern of the average daily air and soil temperatures at depths is given in [19].

The observation findings on annual temperature fluctuations make it possible to estimate temperature conductivity coefficients for dry soil. The task was numerically solved by applying to an explicit scheme.

It turns out that roughly 200 m² of the area around the well will be ice-free in winter, while the groundwater temperature will exceed 40°C within a radius of 5 meters.

The calculation findings also indicated that in case there is no convective component, a water-saturated layer of insignificant thickness at the depths corresponding to the groundwater level in this area does not significantly affect the near-surface layer temperature profile changing as a result of operation.

Thus, the following conclusions can be drawn:

1) Geothermal well operation leads to a decrease in fluctuations of annual temperatures in the active soil layer in a year, which along with an increase in average annual temperatures throughout the well zone section leads to a significant leveling of the ratio of the peak fluctuation amplitude to the average layer temperature within the specified thermal influence radius;

2) Comparing solutions to heat transfer issues for homogeneous dry rock [19] and for the water-saturated formation shows that in case there is no convection, non-pressurized groundwater formation of insignificant thickness does not significantly affect the near-surface layer temperature profile changing as a result of operation.

The article written by *Fengyan Zhang* and *Lixin Li* [20] presents a stationary test method. The cement thermal conductivity and compressive strength was tested under various conditions. A microscopic mechanism for changing thermal conductivity and compressive strength was also explained.

The conclusions are as follows:

1) The use of thermal insulation materials enables to effectively reduce the cement thermal conductivity and maintain its compressive strength. In particular, by increasing the water-cement ratio, the heat-insulating material, and the curing temperature, the cement thermal conductivity can be significantly reduced. However, the first two factors and the last factor have the opposite effect on compression strength. In addition, increasing the heating plate temperature increases the thermal conductivity. For reference, expanded perlite has a greater effect than that of floating balls.

2) Increasing the cement porosity and particle hydration can effectively reduce the heat transfer area and heat transfer capacity of the framework. These are the key reasons for the decrease in thermal conductivity. Heat transfer expansion and active substances hydrated on the insulating material surface can effectively reduce the framework heat transfer efficiency, which refers to other reasons for the decrease in thermal conductivity. In addition, cement particle hydration is the basis for the cement to maintain the required compressive strength. The insulating material

strength, the surface acting agent hydration and the internal cellular structure are the crucial factors for maintaining high compression strength.

3) Combined with actual formation and technical conditions, a lower formation temperature at the top of the well will result in a relatively low curing temperature and a relatively great temperature difference (between hot water and the formation) while injecting. This will result in a relatively high cement heat transfer capacity at the top of the well. In this regard, the area is the main heat loss zone.

CONCLUSION:

Based on the literature review, it can be concluded that the topic of geothermal wells, and in particular, thawing of permafrost, is quite popular among researchers in this field. In general, when developing a mathematical model, such parameters as steam-water flow in a geothermal well, the depth of well placement, thermal modes, materials required for well placement, and soil characteristics during drilling and subsequent geothermal energy production are taken into account.

List of References:

1. Tubing string heat insulation in the permafrost region/R.A. Gasumov [et al.]// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIIOENG", 2007. – No. 9. - pp. 35-37.
2. Polozkov A.V., Bliznyukov V.Yu., Polozkov K.A. Insulation of well structures in permafrost zones// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIIOENG", 2008. - No.6. - pp. 2-5.
3. Gorelik Y.B., Shabrov A.B, Sysoev Yu.S. Frozen rock thawing trend in the area of influence of two wells// Earth Cryosphere. - 2008.- Vol. XII.- No.1.- pp. 59-65.
4. Polozkov A.V., Bliznyukov V.Yu., Polozkov K.A. Testing thermal conditions while exploring and producing wells in permafrost conditions// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIIOENG", 2008. - No. 7.- pp. 15-21.
5. Gasumov R.A., Kondrenko O.S., Tolpaev V.A. Calculating isothermal permafrost thawing area using data obtained during well drilling// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIIOENG", 2011. – No. 2. - pp. 20–22.
6. Gasumov R.A., Tolpaev V.A., Kondrenko O.S. Derivation of equations to estimate drilling mud temperature when drilling a well in permafrost rock// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIIOENG", 2011. – No. 4. - pp. 19-22.
7. Polozkov A.V., Polozkov K.A., Gaftunyak P.I. Heat insulation of well structures and calculation of their heat exchange with permafrost rocks// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIIOENG", 2011. – No. 10. - pp. 15-22.
8. Heat insulation of well structures and heat transfer calculation through diaphragms connecting double-wall heat-insulated pipes in permafrost rocks/K.A. Polozkov, V.P. Filippov, A.V. Polozkov, P.I. Gaftunyak, A.V.

- Sutyryn// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIOENG", 2011. - No. 8.- pp. 9-16.
9. Polozkov K.A. Spacing cluster production wells in permafrost areas// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIOENG", 2008. – No. 3. - pp. 21-29.
 10. Polozkov A.V., Polozkov K.A. Thermometric studies held during the Northern reservoir development in permafrost conditions// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIOENG", 2011. – No. 11. - pp. 22-24.
 11. Leonov E.G., Petrenko A.V. Methodology to estimate the strength of producing well cases in permafrost// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIOENG", 2010. – No. 7. - pp. 42-48.
 12. Polozkov K.A., Basniev K.S., Gaftunyak P.I. Complications in well construction and operation in permafrost zones and measures to prevent them// Oil and gas well construction ashore and afloat. - M.: JSC "VNIOENG", 2010. – No. 1. - pp. 6-10.
 13. 84-89 industrial construction standards. Survey, road design and construction in permafrost distribution areas. - M.: Ministry of Transport, 1990. - 80 p
 14. Shulyupin, A. N. Water-steam flow in a geothermal well/A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva//Thermophysics and aeromechanics. – 2015. - Vol. 22. – No. 4. - pp. 493-499. – EDN UCECJH.
 15. Theoretical heat engineering foundations. Heat engineering experiment/Under the ed. of V.A. Grigorieva and V.M. Zorina. M.: Energoatomizdat, 1988. 560 p.
 16. Maltseva K.I. Pressure profile formation in a geothermal reservoir exemplified by the Mutnovsky steam hydroterms//Volcanology and seismology. 2012. No. 1. pp. 56-64.
 17. Saprykina N.Y. Modeling of the temperature field of the ground during long-term operation of low-potential geothermal wells / N.Y. Saprykina, P.V. Yakovlev // Proceedings of the Sixth International Scientific Forum of young

- scientists, students and schoolchildren "Potential of intellectually gifted youth to develop science and education" (April 25-28, 2017, Astrakhan) // Astrakhan: AGASU. - 2017. - C. 29-33.
18. Shcherbul, Z. Z. Effect of operation of a geothermal well on heat exchange in the active soil layer / Z. Z. Shcherbul // Proceedings of the Institute of Geology, Dagestan Scientific Center, RAS. - 2016. - № 66. - C. 337-342.
 19. Shcherbul Z.Z. Influence of operation of a geothermal well on activation of heat exchange in the near-surface layer of the Earth // Renewable Energy: Problems and Prospects. Actual problems of renewable energy resources development // - 2015. - №5. - C. 20-25.
 20. Fengyan Z., Lixin L. Study on Thermal Conductivity of Thermal Insulation Cement in Geothermal Well [Electronic resource]. – URL: https://www.researchgate.net/publication/358783709_Study_on_Thermal_Conductivity_of_Thermal_Insulation_Cement_in_Geothermal_Well (date of treatment: 29.11.2022)
 21. Samarsky A. A. Difference scheme theory. - M.: Science, 1977. - 656 p.
 22. Paskonov V.M., Polezhaev V.I., Chudov L.A. Numerical modeling of heat and mass exchange. - M.: Science, Chief editorial board of physical and mathematical literature, 1984. - 288 p.
 23. 23-01-99 Construction Norms & Regulations. Construction climatology. - M.: Publishing House of Standards, 2004. - 70 p.
 24. Polovnikov V.Y., Tsygankova Y.S. Permafrost thawing area during oil well operation in Eastern Siberia// Oil and gas well construction ashore and afloat. - 2014. - No. 1.- pp. 38 - 43.
 25. Polozkov A.V., Polozkov K.A., Gaftunyak P.I. Heat insulation of well structures and calculation of their heat exchange with permafrost rocks// Oil and gas well construction ashore and afloat. – 2011. – No. 10. - pp. 15-22.
 26. Heat insulation of well structures and heat transfer calculation through diaphragms connecting double-wall heat-insulated pipes in permafrost rocks/K.A. Polozkov, V.P. Filippov, A.V. Polozkov, P.I. Gaftunyak, A.V.

Sutyryn// Oil and gas well construction ashore and afloat. – 2011. - No. 8.- pp. 9-16.

27. K.A. Polozkov. Spacing cluster production wells in permafrost area//Oil and gas well construction ashore and afloat. – 2008. – No. 3. - pp. 21-29.