

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Особенности прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

УДК 621.644.07:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Илхоми Мухаммадикбол		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех А.И.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2,</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)
 Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2019	<i>Введение</i>	5
13.04.2019	<i>Обзор литературы</i>	20
20.04.2019	<i>Объект и методы исследования</i>	10
28.04.2019	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
03.05.2019	<i>Результаты исследования</i>	15
10.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
17.05.2019	<i>Заключение</i>	5
06.06.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР
_____ Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Илхоми Мухаммадикболу

Тема работы:

«Особенности прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера. Режим работы непрерывный. Объект относится к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации.

<i>среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Провести обзор основных нормативных документов и литературных источников; рассмотреть методы защиты магистральных нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. выбор наиболее актуальных технических решений по обеспечению повышения надежности магистральных нефтепроводов. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Схемы воздействия геокриологических процессов на нефтепровод

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., Старший преподаватель ООД

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Илхоми Мухаммадикбол		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Илхоми Мухаммадикбол

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 16%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ Расчет сметной стоимости строительства участка нефтепровода</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет сметной стоимости строительства участка нефтепровода</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>SWOT - анализ</i>
2. <i>Линейный график выполнения работ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Е.И	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Илхоми Мухаммадикбол		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Илхоми Мухаммадикбол

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Особенности прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика наземного проложенного у условиях залегания многолетнемерзлых грунтов трубопровода и область его применения.	Объектом исследования данной работы является магистральный нефтепровод
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021); – РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть"; – ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности. Основные положения; – ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенный уровень вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывобезопасность; 2. Электрический ток; 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
3. Экологическая безопасность:	– загрязнение атмосферного воздуха;

	<ul style="list-style-type: none"> – загрязнение почвенно-растительного покрова; – загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разгерметизация трубопровода с аварийным разливом нефти; – возникновение пожара. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разгерметизация трубопровода с аварийным разливом нефти

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Илхоми Мухаммадикбол		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 91 стр., 16 рис., 18 табл., 36 источника литературы.

Ключевые слова: многолетнемерзлый грунт, магистральный нефтепровод, эксплуатация, взаимодействия, теплоизоляция, термостабилизация.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод, проложенный в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы – Разработка рекомендаций для прокладки магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

В процессе работы была изучена нормативно-техническая литература по вопросам особенностей эксплуатации магистральных нефтепроводов, в т.ч. влияния геокриологических процессов на магистральный нефтепровод, детально изучены методы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт, определена толщина теплоизоляционного покрытия на магистральном нефтепроводе для двух материалов ПУР и ПИР.

Для проведения расчетов использована методика описанная в СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003».

Областью применения является магистральный нефтепровод. Выпускная квалифицированная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft® Office Word 2016.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Термины и определения:

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

магистральный нефтепровод: инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям.

многолетнемерзлый грунт: грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянного в течение трех и более лет.

мучение, морозное пучение: процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании.

термостабилизация: комплекс тепломелиоративных мероприятий, направленных на обеспечение стабильного устойчивого теплового состояния грунтов.

теплоизоляция: общий термин, применяемый для описания процесса уменьшения теплопереноса через систему или для описания изделия, элементов системы, которые выполняют эту функцию.

пенополиуретан: жесткий или полужесткий теплоизоляционный материал на основе полиуретана с закрытой, в основном ячеистой структурой.

пенополиизоцианурат: жесткий теплоизоляционным материал с закрытой, в основном ячеистой структурой, полученный на основе полимеров изоциануратного типа.

нормативный документ: Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

участок трубопровода: Часть трубопровода, определяемая указанными границами (км, ПК, технологические узлы и т.п.).

Нормативные ссылки:

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ;	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности;
ГОСТ 25100-2011.	Грунты. Классификация.
ГОСТ 12.003-2015	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
ГОСТ 12.1.004-91.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования;
ГОСТ 12.1.005-88.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
ГОСТ 12.1.088-76.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ).. Взрывобезопасность. Общие требования;
ГОСТ 12.4.011-89	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих Общие требования и классификация;
РД 153-39.4-056-00.	Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов;
СП 61.13330.2012. .	«Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2003»
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

Обозначения и сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

СОУ – сезонно-охлаждающие устройства;

ПИР – пенополиуретан

ПУР – пенополиизоцианурат

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

Введение.....	1
Глава 1. Основные особенности и характер местности	19
1.1 Многолетнемерзлые грунты.....	19
1.2 География распространения многолетнемерзлых грунтов	20
1.3 Строение толщи многолетнемерзлого грунта	21
1.1 Физические свойства.....	23
1.2 Процессы, происходящие в многолетнемерзлых грунтах	23
1.1.1 Морозные пучения	23
1.1.2 Морозное пучение	Ошибка! Закладка не определена.
1.1.3 Наледи	26
1.5.4 Солифлюкционные явления	28
1.1.4 Термокарстовые явления.....	28
Глава 2. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	30
2.1 Способы прокладки нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	30
2.2 Влияние геокриологических процессов в грунтах на эксплуатацию нефтепроводов в зависимости от способа прокладки.....	31
2.2.1 Подземный нефтепровод.....	31
2.2.2 Наземный нефтепровод.....	34
2.2.3 Надземный нефтепровод.....	35
2.3. Способы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт	37
2.3.1 Применение термостабилизаторов	38
2.3.2 Теплоизоляция нефтепровода для недопущения оттаивания грунта	41

2.3.2.1 Теплоизоляционные материалы на основе пенополиуретанов.....	43
2.3.2.2 Теплоизоляционные материалы на основе пенополиизоцианурата	45
Глава 3. Расчетная часть.....	47
3.1 Определение толщины стенки трубы	47
3.2 Проверка трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций.....	49
3.3 Расчет толщины теплоизоляционного слоя	55
4.2 Производственная безопасность.....	62
4.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	62
4.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	66
4.3 Экологическая безопасность	67
4.3.1 Защита атмосферы.....	68
4.3.2 Защита гидросферы.....	68
4.3.3 Защита литосферы.....	70
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71
5.1 Введение.....	74
5.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	79
5.3.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	80
5.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	82
5.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы	82
5.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	84
5.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	84
5.4.5 Накладные расходы	84
5.4.6 Прочие прямые расходы	85

5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	85
.....	85
Заключение	86
Список использованной литературы.....	87

Введение

Снижение уровня добычи нефти на Северных территориях Российской Федерации требует изучения новых перспективных нефтегазоносных провинций. Эти земли насыщены не только огромным количеством ресурсов и полезных ископаемых, добываемых из земли, но и большим количеством типов грунтов, представленных на этих территориях. Специфическое строение и свойства некоторых грунтов способствуют возникновению проблем с дальнейшей эксплуатацией сложных производственных комплексов, в том числе магистральных нефтепроводов. Взаимодействие подземного нефтепровода с неустойчивыми грунтами северных регионов с одной стороны может привести к аварии, с другой к изменению физико-механических свойств другого. Одной из классификацией таких грунтов является многолетнемерзлый грунт.

Распространение вдоль трассы нефтепровода участков многолетнемерзлых грунтов доставляет строителям и инженерам массу проблем, как технических, так и экономических. Опыт эксплуатации нефтепроводов на грунтах с низкими температурами показал, что отказы обусловлены именно особенностями этого сложного грунта. Требуется много времени, чтобы поддерживать существующие системы в рабочем состоянии опыт, сила и, помимо всего прочего, конечно, значительное финансирование. Плюс соблюдение экологических и технических стандартов эксплуатирующей организации.

Решение проблемы взаимодействия грунта и нефтепровода заключается в изучении влияния самого нефтепровода на грунт и, соответственно, наоборот.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Особенности прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов			
Разраб.		Илкоми М.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Изучение выше приведенной проблемы, необходимость бесперебойной поставки сырья в отдаленные участки, сложные климатические и геологические условия, все эти факторы, возлагающие на поставщиков огромную ответственность, делают данную проблему актуальной.

Объектом исследования является участок магистрального трубопровода проложенного на участках, где располагаются многолетнемерзлые грунты.

Целью данной работы Разработка рекомендаций для прокладки магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых.

В ходе работы были поставлены *следующие задачи*, которые необходимо было решить:

1. изучение нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных нефтепроводов
2. изучение геокриологических процессов, оказывающих негативное влияние на эксплуатацию магистральных нефтепроводов
3. анализ современных методов борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт

Глава 1. Основные особенности и характер местности

1.1 Многолетнемерзлые грунты

Большая часть территории Российской Федерации, расположенная вблизи северных морей, находится в условиях вечной мерзлоты. Грунт в этих регионах назван многолетнемерзлым. Причиной тому является нулевая температура или ниже нулевой отметки градуса Цельсия. Многолетнемерзлый грунт имеет в своем составе лед и находится в замерзшем состоянии в течении нескольких лет, но при определенных обстоятельствах либо сложившемся температурном режиме окружающей среды, грунт оттаивает, а затем при изменении условий, приведших к оттаиванию, вновь замерзает.

Многолетнемерзлые являются прочными образованиями, потому как их грунты состоят из льдо - цементных связей при сохранении отрицательной температуры грунта. При оттаивании порогового льда во время строительства объекта льдо-цементные связи разрушаются, грунт насыщается талой водой, тем самым затрудняет процесс выполнения строительства нефтепровода. Это результат тепловой просадки мерзлых грунтов.

В глубину многолетнемерзлые грунты достигают от 0,5 до 3 метров. Это зависит от температуры окружающей среды. Ближе к экватору замерзает небольшой поверхностный слой в зимний период, поэтому присутствует такое понятие как сезонная мерзлота. Ближе к северу за зиму земля может замерзнуть до отметки 2,5 метров, а за лето успевает оттаять в глубину на 0,5-2м. Этот оттаявший слой называют деятельным. Температура ниже этого слоя в грунте сохраняется отрицательной. Такие места и называют районами вечной мерзлоты.

					Особенности прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Илхоми М.			Основные особенности и характер местности	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

1.2 География распространения многолетнемерзлых грунтов

От 60% до 65% площади России занимает зона вечной мерзлоты. По всему миру этот показатель достигает до 25%. Наиболее широко она распространена в Восточной Сибири и Забайкалье.

Помимо России, вечномёрзлые почвы широко распространены на других территориях Земли, таких как: высокогорные районы Центральной Азии, Аляска, Гренландия и др.



Рисунок 1 – Карта распространения многолетнемерзлых грунтов

Многолетнемерзлые грунты можно классифицировать по характеру их распространения. Они разделяются на пять групп:

1. Непрерывное распространение (вечномёрзлые грунты занимают более 95% от всей площади, температура грунтов в этих местах ниже -3°C);
2. Преимущественно непрерывного распространения (вечномёрзлые грунты занимают от 90 до 95% от всей площади, температура грунтов в этих районах достигает от $-0,5$ до -3°C);
3. Прерывистого распространения (многолетнемерзлые грунты занимают от 75 до 90% от всей площади, температура грунтов достигает от $-0,2$ до -2°C);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4. Массивно-островного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают от 25 до 75% от всей площади, мерзлые грунты имеют температуру от -0,2 до -2°С) ;

5. Островного и редко-островного распространения (многолетнемерзлые грунты распространены на менее 25% от всей площади, мерзлые грунты имеют температуру выше 0,5 °С) ;

Классификация многолетнемерзлых грунтов зависит также от времени, за которое они оттаивают.

Таким образом к мерзлым грунтам, которые оттаивают раз в несколько лет, прибавляется сезонно-мерзлые грунты. Эти виды грунтов распространены везде, где температура воздуха зимой отрицательная. В это время они замерзают по-разному от 0,3-0,6 м до 2-6 м. В летнее время года растаивают полностью. В летнее время в России некоторые участки сезонно-мерзлых грунтов не успевают оттаять из-за климатических особенностей некоторых областей, в результате чего образуется так называемые «перелетки».

Перелетками называются участки, которые не оттаяли при изменении температуры. Они в основном встречаются в местах сезонного примерзания. В некоторых случаях образование перелетков может привести к формированию вечномерзлых грунтов.

В Северных районах толщина слоя мерзлых грунтов может достигать до 500 м. К примеру, толщина слоя многолетнемерзлого грунта в г. Якутске достигает 200-300 м.

1.3 Строение толщи многолетнемерзлого грунта

Деятельный слой представляет собой поверхностный слой грунта в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, который подвергается сезонному оттаиванию или замерзанию.

Мощность деятельного достигает от 0,2-0,5 м (зона арктических пустынь и тундровые зоны) до 3-4 м. Зависит он от широты местности. Например, в одной и той же местности она различается в разные времена года и зависит от

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

изменений прихода тепла в толще грунтов. Это вызвано интенсивностью солнечной радиации, изменениями температуры воздуха, скорости, направления и повторяемости ветра. Также мощность деятельного слоя зависит от таких факторов как: затенённость местности и наоборот, экспозиция и крутизна склона, присутствие растительности, состав и степень влажности грунтов, толщина снежного покрова. К примеру, в г. Якутске деятельный слой имеет мощности:

- торф – 0,7-1,0 м
- песчаные грунт – 2-2,5 м
- глинистые грунты – 1,5-2 м

Слой расположенный ниже деятельного слоя называется нижней границей. Его состояние так же не постоянно и мощность меняется из-за тех же параметров, что и деятельный слой.

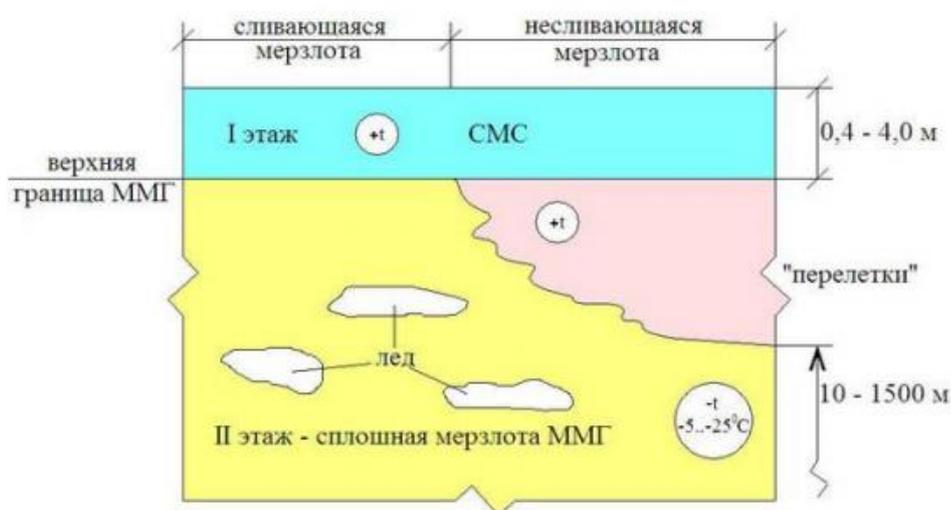


Рисунок 2- Вид в разрезе многолетнемерзлого грунта

Сливающейся мерзлотой называется соединения деятельного слоя с мерзлыми грунтами при промерзании. Если слой полностью не промерз, то между мерзлыми грунтами и деятельным слоем остается слой талого грунта. Это явление называют не сливающейся мерзлотой.

Лед – важная особенность мерзлых пород. Мерзлые грунты включают в себя: лед, вода, минеральная составляющая и воздух. Присутствие льда зависит от горной породы. Например, в лед скальных породах находится

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

в качестве жилок, прослоек, которые заполняют трещины и пустоту. Отсутствие пустот и трещин несут собой и отсутствие в них льда. грунтов, толщина снежного покрова.

1.1 Физические свойства

Физические свойства многолетнемерзлых грунтов, расположенных в зоне влияния нефтепровода, определены для всех типов грунтов, как в мерзлом, так и в талом состоянии. Изучение свойств грунтов в талом состоянии необходимо, так как в результате строительства и эксплуатации нефтепроводов часть вмещающего резерва может частично перейти в талое состояние.

1.2 Процессы, происходящие в многолетнемерзлых грунтах

Чтобы избежать аварий на существующем нефтепроводе, проложенном в многолетней мерзлоте, знаний только о свойствах этого грунта недостаточно. Также важно знать процессы, происходящие в нем, поскольку каждый процесс может негативно повлиять на работу трубопроводной системы, привести к остановке или к аварийной ситуации.

К этим процессам относятся: миграция, образование бугров, пучение, солифлюкация, термокарстовые явления, лед, морозное дезертирство, морозное выветривание

1.1.1 Морозные пучения

Охарактеризовать процесс пучения можно как процесс увеличение объема грунта, за счет мигрирующей воды, которая расширяется и замерзает (около 9%) в лед. Процесс морозного пучения широко распространен в таких грунтах как: глинистые пылеватые, супесчаные грунты. Процесс актуален не только на территории многолетнемерзлых грунтов, но и на сезонно замерзших участках.

Процесс морозного пучения наблюдается только на влажных почвах, в зоне сухих почв это не актуально. Исследования показали, что пучение

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

происходит более интенсивно, если влага поступает из "открытой системы" во время замораживания.

Бугры, вздутия на дороге или поверхности земли являются основными признаками пучения. Размер этих образований колеблется от 2 до 50 см, в зависимости от интенсивности поступления влаги, свойств почвы и температуры.

Для изучения скорости промерзания почвы были проведены соответствующие исследования. За основу был взят супесчано-суглинистый грунт с влажностью примерно 30-40% и созданы условия приравненные к суровым климатическим.

Таблица 1 - Результаты исследования скорости промерзания супесчано-суглинистого грунта

Глубина промерзания, м	Скорость промерзания, см/сутки
0,4	0,65-0,75
1,5	0,16-0,21
2,6	24
3	35
3,7	36-47
4,4	42-58

Исходя из результатов таблицы можно сделать вывод, что интенсивность промерзания зависит от глубины промерзания. И зависимость однозначная: чем больше глубина промерзания тем больше скорость промерзания. Более наглядный результат представлен в диаграмме «Скорости промерзания супесчано-суглинистого грунта» на рисунке 3

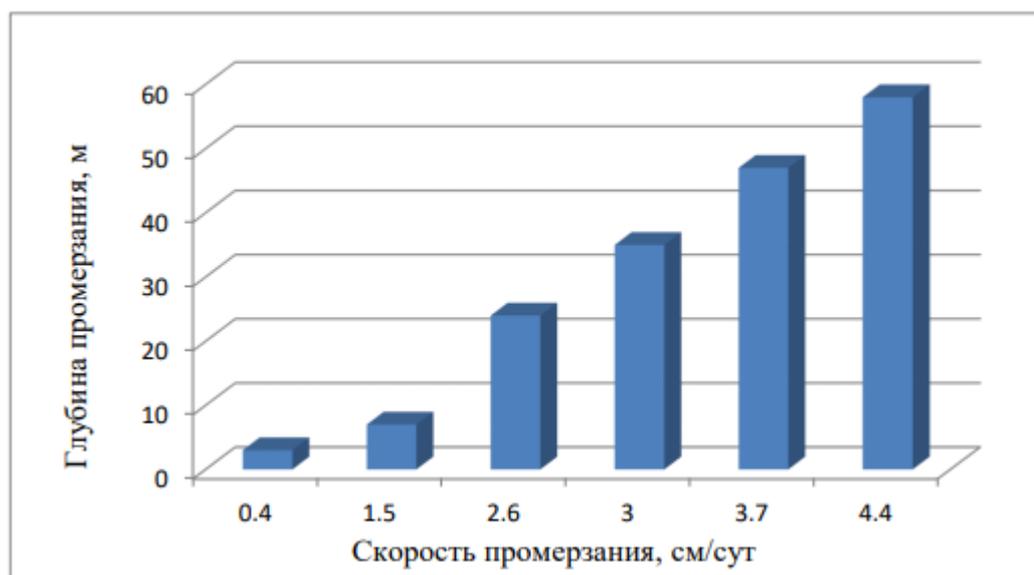


Рисунок 3 – Диаграмма скорости промерзания супесчано-суглинистого грунта

Замораживание и оттаивание оснований оказывает вредное влияние на устойчивость конструкций. Когда влага, содержащаяся в почве и поступающая из нижних слоев, замерзает, почва вздымается, вызывая определенные деформации конструкций.

Пучение почвы относится к неравномерному увеличению их объема в процессе промерзания, которое происходит из-за расширения воды, содержащейся в этой почве, когда она замерзает, и особенно из-за замерзания новых объемов воды, поступающих из нижних слоев почвы на фронт промерзания во время миграции влаги.

Во время миграции и замерзания влаги происходит сложный процесс ее внутри объемного перераспределения, возникают различные формы и типы ледяных слоев, линз и т.д.

В зависимости от характера процессов существует несколько форм пучения: бугры пучения, наледные бугры, пучины на дорогах.



Рисунок 4 – Пучение грунта

Пучение чаще всего происходит в местах распространения мелкозернистых и особенно пыльных грунтов. Углубления на дорогах возникают в результате процессов сезонного пучения переувлажненной почвы. Она выражается в виде поднятия земли на определенную высоту в начале наибольшего развития в середине зимы и исчезновения лето.

1.1.2 Наледи

Большие трудности в процессе строительства и эксплуатации сооружений в районах Севера вызваны гололедом. Они появляются неожиданно чаще всего на мелководных реках с широким руслом или на перекатах крупных рек. Они также образуются в поймах рек, на склонах холмов, на выходе активных источников, в зданиях, на склонах земляных насыпей и т. д.

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



Рисунок 5 – Наледь

Лед образуется из-за уменьшения живого поперечного сечения потока воды из-за замерзания его русловой и подповерхностной частей и возникновения большого гидростатического давления воды на толщину льда, блокирующего поток. Вода, пробив преграду, выходит на поверхность, переливается через нее, устремляется в опущенную воду. При низких температурах он замерзает, образуя ледяной покров-лед.

В зимний период ручьи работают непрерывно или периодически. В результате образуются слои льда, иногда достигающие нескольких метров. На северных реках в середине и конце зимы можно наблюдать вздутие льда и появление бугров, вызванных гидростатическим давлением воды. Внезапность появления льдов, огромная разрушительная сила их, грандиозные размеры образований часто наносят серьезный ущерб предприятиям.

В зависимости от источника питания наледи делятся на три вида:

- наледи, питаемые речными водами;
- наледи, питаемые подземными водами;
- смешанные наледи — речных и подземных вод.

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

1.1.3 Солифлюкционные явления

Солифлюкция относится к процессу перемещения увлажненной рыхлой породы по склонам в период оттаивания. Чаще всего солифлюкции можно наблюдать на склонах, где под слоем грунта находится слой подземного льда или слой сильно увлажненного суглинка поверхностный слой породы и нарушения ее сцепления с подстилающим слоем. Это явление характерно для вечной мерзлоты.



Рисунок 6 – Солифлюкционные террасы

В результате движения рыхлой породы образуется измельченный материал, пропитанный до избытка влаги влагой. Он содержит грубый, фрагментарный материал и органические остатки в виде фрагментов слоев почвы, торфа, различных растений, а также мерзлого грунта с ледяными включениями. Процесс солифлюкции часто оказывает вредное воздействие на строящиеся здания и эксплуатационные объекты. Иногда под влиянием процесса солифлюкции перемещались отдельные участки дорог и временные сооружения.

1.1.4 Термокарстовые явления

Термокарстами называют оседания и провалы на поверхности земли, которые возникают при разрушении подземного льда. Они широко распространены в северных и северо-восточных регионах России. В

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

зависимости от формы термокарстов они появляются в виде кратеров, провалов, впадин, озер добычи и термотеррас.



Рисунок 7 - Кратер

Термокарсты возникают в результате изменения теплового режима в верхних слоях земли, вызывая таяние льда в толще замерзших слоев и оседание. Они широко распространены там, где есть подземные или ископаемые крышки в вечной мерзлоте. Образованию термокарстатов во многих случаях способствует деятельность человека. Наиболее значительную роль термокарста может играть в районах массового распространения подземного льда при строительстве дорог, зданий, трубопроводов и особенно сооружений с выделением тепла, а также в результате разрушения мохового или торфяного покрова, распашки, вырубки лесов, лесных пожаров и др.

					Основные особенности и характер местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Глава 2. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

2.1 Способы прокладки нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

Проектирование трубопровода, предназначенного для прокладки в районах многолетнемерзлых грунтов, должно осуществляться в соответствии с требованиями стандартов, технических регламентов и других нормативных документов в области технического регулирования, применимых к проектированию в условиях многолетнемерзлых грунтов с учетом требований СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы [3].

Наземные, надземные и подземные способы прокладки трубопроводов распространены и применяются в районах многолетнемерзлых грунтов.

При подземной укладке полностью исключается тепловое воздействие трубопроводов на многолетнемерзлые грунты; из-за отрицательных температур интенсивно снижается температура продукта; наличие компенсаторов снижает продольные температурные напряжения, что позволяет не охлаждать газ сразу после КС.

При наземной укладке тепловое воздействие на многолетнемерзлые грунты незначительные; тепловые потери меньше по сравнению с надземной укладкой; схема производства работ более простая. Объем металлоуложений и строительно-монтажных работ меньше.

Подземная укладка конструктивно не отличается от аналогичной укладки в нормальных условиях. Потребность в теплоизоляционном экране и его параметры определяются теплотехническими расчетами.

Наземная кладка по конструкции делится на кладку с теплоизоляционным слоем и без него. Теплоизоляция может быть выполнена в виде грунтовой засыпки под трубопровод или полимерных плит и цилиндрических оболочек. Размеры теплоизоляционных экранов под трубопроводом определяются на основе теплотехнических расчетов.

					Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2.2 Влияние геокриологических процессов в грунтах на эксплуатацию нефтепроводов в зависимости от способа прокладки.

2.2.1 Подземный нефтепровод

Наиболее распространенным методом строительства магистральных нефтепроводов является подземная прокладка в траншее, но в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов существует ряд существенных ограничений.

Подземный нефтепровод оказывает значительное тепловое воздействие на окружающие грунты, что чаще всего вызывает их оттаивание, сопровождающееся оседанием, образованием термокарстовых озер, заболоченных участков, реже (при низких температурах перекачиваемой нефти) – промерзание и морозное пучение. Протекание описанных процессов в грунтах основания нефтепровода в зависимости от текущего сочетания факторов может привести к его осадке, всплытию или пучению, величина которых достигает больших значений и влечет за собой недопустимые изменения напряженно-деформированного состояния трубы [17].

Осадка нефтепровода — это движение трубы вниз под действием вертикальных нагрузок при просадке многолетнемерзлых грунтов основание, которое возникает за счет уменьшения объема льда при таянии, оттока поровой воды и уплотнения каркаса грунта под действием собственного веса и приложенной нагрузки. Схема осадки подземного нефтепровода показана на рисунке 8.

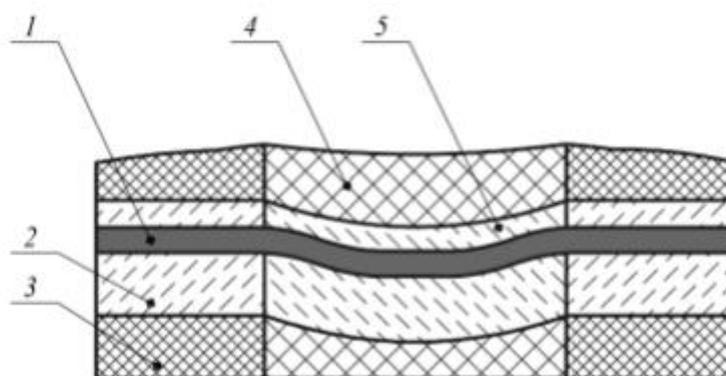


Рисунок 8 – Схема осадки подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непросадочный грунт; 3 – мерзлый непросадочный грунт; 4 – мерзлый просадочный грунт; 5 – оттаявший просадочный грунт

Для проявления этого процесса должны быть сформированы следующие факторы: температура перекачиваемой нефти должна вызывать растепление грунта основания, а общая нагрузка от собственного веса трубы с продуктом и веса грунта обратной засыпки должна быть больше, чем выталкивающая сила воды, действующая на нефтепровод. Именно такое сочетание факторов чаще всего встречается в проектах прокладки магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, поэтому осадки являются наиболее распространенным геокриологическим процессом, осложняющим эксплуатацию подземных нефтепроводов в криолитозоне.

Всплытие нефтепровода - это движение трубы вверх под действием силы плавучести в обводненных грунтах, потерявших свою несущую способность. Развитие этого процесса может привести к выходу трубопровода на дневную поверхность и его оголению. Схема подъема подземного нефтепровода показана на рис. 9.

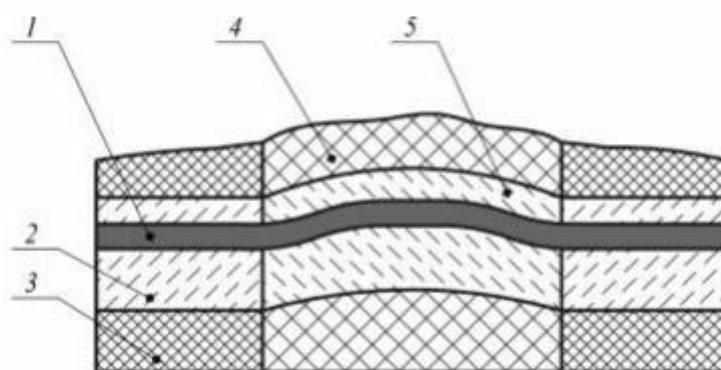


Рисунок 9 – Схема всплытия подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший необводненный грунт; 3 – мерзлый необводненный грунт; 4 – мерзлый обводненный грунт; 5 – оттаявший обводненный грунт

Всплытие нефтепровода происходит, если вокруг трубы образуется зона оттаявшего грунта из-за теплового воздействия перекачиваемой нефти или

сезонных процессов, а выталкивающая сила воды превышает нагрузку от веса трубы, продукта и грунта обратной засыпки. Такое сочетание факторов при эксплуатации магистральных нефтепроводов встречается довольно редко и более характерно для трубопроводного транспорта газа.

Однако всплытие участков трубопровода возможно на этапе строительства, когда труба заполнена воздухом или инертным газом, а также во время эксплуатации при отсутствии оттока талых вод и образования цепочки термокарстовых озер на трассе.

В случае перекачки нефти при низких температурах, когда вокруг не образуется постоянный ореол оттаивания, существует опасность проявления сил морозного пучения. Схема пучения подземного нефтепровода показана на рисунке 10.

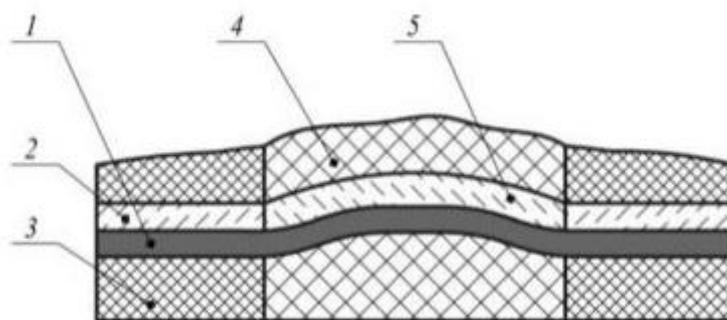


Рисунок 10 – Схема пучения подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непучинистый грунт; 3 – мерзлый непучинистый грунт; 4 – мерзлый пучинистый грунт; 5 – оттаявший пучинистый грунт

Процесс пучения происходит за счет увеличения объема грунта из-за расширения воды при замерзании. Фронт замерзания может перемещаться как сверху от воздействия холодного воздуха, так и снизу от толщи многолетнемерзлых грунтов, кроме того, можно охлаждать грунт, перекачивая нефть при отрицательных температурах. Сложность однозначного определения направления действия сил морозного пучения, их неоднородность и изменчивость делает пучение одним из наиболее опасных

геокриологических процессов, влияющих на подземные трубопроводы.

Однако в настоящее время большинство магистральных нефтепроводов эксплуатируются при значительных положительных температурах перекачиваемой нефти, поэтому воздействие сил морозного пучения значительно менее выражено, чем при транспортировке природного газа.

2.2.2 Наземный нефтепровод

Наземная прокладка магистральных трубопроводов встречается крайне редко и чаще всего используется при трубопроводном транспорте газа. Однако группа ученых из Российского государственного университета нефти и газа имени Губкина [8] предложили инновационное решение для наземной прокладки магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Ими было предложено прокладывать нефтепровод с использованием специальных грунтовых модулей, установленных на поверхности слабонесущего грунта. Почвенные модули представляют собой ячеистую структуру из технической ткани, заполненную локальными уплотненными грунтами. Сверху наносится защитный слой песка толщиной 50 – 100 мм, по которому прокладывается нефтепровод.

Размеры ячеек подбираются с учетом требуемой несущей способности грунтового основания под воздействием статических и динамических нагрузок от веса трубопровода, снежного покрова, оледенения и др. Толщина модуля грунта рассчитывается из условия минимизации теплового воздействия нефтепровода на грунты основания.

Основным геокриологическим процессом, осложняющим эксплуатацию наземного магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, являются осадки при оттаивании грунтового основания. Его значение обычно намного меньше, чем в случае подземной прокладки, но все же может превышать предельно допустимые значения. Схема осадки наземного нефтепровода представлена на рисунке 11.

					Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

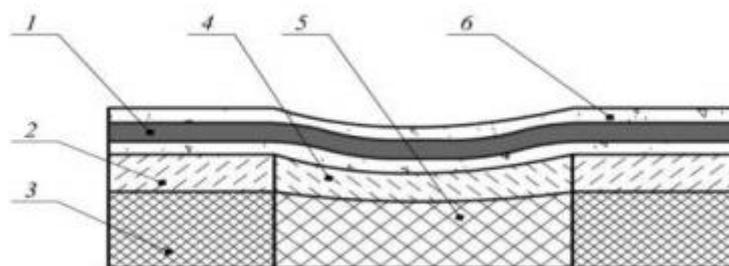


Рисунок 11 – Схема осадки наземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непросадочный грунт; 3 – мерзлый непросадочный грунт; 4 – оттаявший просадочный грунт; 5 – мерзлый просадочный грунт; 6 – песчаная насыпь

2.2.3 Надземный нефтепровод

Надземная прокладка магистральных нефтепроводов применяется довольно редко, но именно в условиях распространения многолетнемерзлого грунта она стала наиболее распространенной, так как минимизирует тепловое воздействие перекачиваемой нефти и удерживает грунты основания в мерзлом состоянии. Авторы научных исследований, проведенных в ОАО "АК Транснефть" [14] и ООО "НИПИнефтегазстройдиагностика" [11] рассматривает надземную прокладку как основной метод строительства магистральных нефтепроводов в криолитозоне.

Надземная прокладка нефтепроводов осуществляется с помощью специальных опор, установленные на свайном основании, состоящем из 2, 4 или 8 свай расчетной длины. Опоры могут быть неподвижными, продольно подвижными и свободно подвижными, их конфигурация должна обеспечивать свободное перемещение нефтепровода в определенных границах с целью компенсации температурных деформаций.

Причиной активизации опасных геокриологических процессов, действующих на сваях основания надземного нефтепровода, является большая по сравнению с грунтом теплопроводность материала свай обсадных труб. Поэтому в период положительных температур воздуха возникает оттаивания грунтов, содержащих сваи на глубину, превышающую мощность деятельного

слоя, который может привести к осадке и пучению сваи основания. При растеплении в летний период льдистых грунтов, вмещающих сваи, происходит потеря ими несущей способности, что может привести к осадке свайного основания или его отклонению от вертикали [17]. Схема осадки свай основания надземного нефтепровода представлена на рисунке 12.

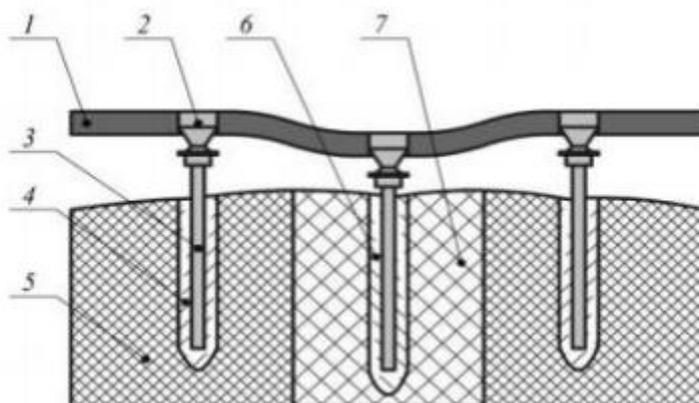


Рисунок 12 – Схема осадки свай основания надземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – опора; 3 – свая; 4 – оттаявший непросадочный грунт; 5 – мерзлый непросадочный грунт; 6 – оттаявший просадочный грунт; 7 – мерзлый просадочный грунт

Однако фактические осадки не самое опасное явление, с наступлением холодного сезона начинается охлаждение оттаявших грунтов вокруг сваи и активизация процессов морозного пучения. Силы, возникающие при увеличении объема грунта, действуют на сваи, выдавливая их из грунта. По данным исследования [34], величина вертикальных перемещений свай может быть поднята до 150 мм в год, а с учетом возможности длительного накопления деформаций свайного основания, морозного пучения можно считать наиболее опасным геокриологическим процессом, действующим на надземный нефтепровод. Схема расположения свай основания надземного нефтепровода показана на рис. 13.

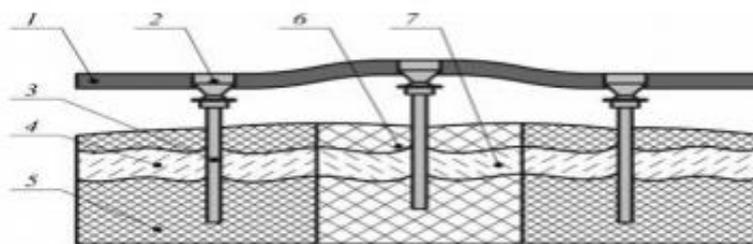


Рисунок 13– Схема пучения свай основания надземного нефтепровода:
 1 – нефтепровод; 2 – опора; 3 – свая; 4 – оттаявший непучинистый грунт; 5 – мерзлый непучинистый грунт; 6 – мерзлый пучинистый грунт; 7 – оттаявший пучинистый грунт

2.3. Способы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт

Для обеспечения безопасности объектов трубопроводного транспорта, а именно линейной части магистрального нефтепровода, который прокладывается в районах с многолетнемерзлыми грунтами, эксплуатирующие компании используют мелиорацию грунта. Мелиорация земель включает в себя комплекс мероприятий по сохранению грунта в стабильном состоянии.

Таблица 2- Воздействие групп средств на землю

Три группы средств воздействия на землю, согласно [15]		
<p>I группа средств непосредственно влияет на теплообмен между землей и окружающим воздухом и включает в себя ряд методов: навесы; посадка растительности; защита пленками и т.д.</p>	<p>II группа влияет на изменение теплообмена в самом грунте. Методы воздействия разнообразны: электроосмос, дренаж, полная замена грунта и др.</p>	<p>III группа влияет на температуру грунта путем передачи тепла или холода от естественного или искусственного источника. Естественные методы: вентиляционные каналы, вентиляция, полив. Более</p>

		распространённые искусственные методы: пар, хладагенты, химические смеси. Ниже рассмотрим чаще применяемые поподробнее.
--	--	---

2.3.1 Применение термостабилизаторов

Основной задачей инженеров при эксплуатации нефтепроводов на объектах ММГ является сохранение состояния грунта. Предотвращение оттаивания исключает возникновение аварий на существующем нефтепроводе. Опыт отечественного строительства в районах, где широко распространена многолетняя мерзлота, безусловно, полезен при строительстве и эксплуатации трубопроводов. Средства, используемые проектировщиками для укрепления грунта, учитывают особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетней мерзлоты. Одним из таких методов является термостабилизация грунта.

Сезонно-действующий охлаждающие устройства (СДО) используются для поддержания грунта в мерзлом состоянии, обеспечения устойчивости зданий, сооружений на сваях, а также сохранения мерзлого грунта вокруг опор линий электропередач и трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных дорог [10].

Для термостабилизации используются различные типы СОУ. Они классифицируются в соответствии со следующим принципом (рис. 14):

- Принцип работы;
- тип хладагента;
- расположение в пространстве;
- металл, из которого изготовлен корпус, по конструкции.

Систематизация сезонно активных устройств охлаждения показана на рис.



Рисунок 14 – систематизация СОУ

Охлаждающие устройства по типу и модели:

- тип хладагента;
- Принцип работы;
- Материал для строительства жилья;
- ориентация в пространстве;
- Конструктивные особенности.

Принципиальная схема термостабилизатора и его работы приведена на рис 15.



Рисунок 15- Принципиальная схема термостабилизатора

Работа термостабилизатора заключается в следующем, важно отметить, что она одинакова для всех термостабилизаторов. Теплоноситель устройства (хладагент, аммиак и т.д.) находится в герметичной трубе. Труба состоит из пары одинаковых секций. Первая секция расположена в земле и называется испарителем. Второй, расположенный на поверхности секции радиатора, радиаторная секция. Когда температура воздуха на поверхности становится ниже, чем в грунте, хладагент начинает конденсироваться. Снижение давления приводит к кипению и испарению хладагента. Этот процесс, другими словами, забирает поступающее тепло в грунт с поверхности и забирает его обратно.

Термостабилизаторы на объектах трубопроводного транспорта используются с целью:

- поддержание состояния грунта в мерзлом состоянии;
- промерзание грунта для дальнейшего строительства трубопроводов;
- уменьшение последствий теплового воздействия нефтепровода на грунт;
- обеспечения устойчивости грунтового массива к осадке;

2.3.2 Теплоизоляция нефтепровода для недопущения оттаивания грунта

Теплоизоляция трубопровода - изоляция, способность предотвращать переход тепла от стенки трубы к грунту, подверженному оттаиванию. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов с теплоизоляционными свойствами.

Показатели, характеризующие свойства теплоизоляционных материалов: теплопроводность, плотность, диапазон рабочих температур, прочность на сжатие при 10% деформации (для жестких и полужестких материалов), вибростойкость, горючесть, влагопоглощение и устойчивость к воздействию химически агрессивных сред, содержание органических веществ и биостойкость.

Важнейшим параметром является коэффициент теплопроводности материала, этот показатель определяет необходимую толщину теплоизоляционного слоя, следовательно, это связано с нагрузкой на трубопровод и конструктивными особенностями объекта. Значения коэффициента теплопроводности зависят от температуры изоляционного материала, его структуры, влагонасыщения, наличия швов и стыков, горючесть теплоизоляционного слоя и защитного покрытия, а также способов монтажа.

Долговечность теплоизоляционных конструкций, наряду с другими факторами, зависит от термостойкости защитного покрытия, его механической прочности в условиях воздействия пожара. Долговечность теплоизоляционных материалов зависит от их конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Наибольшее влияние на долговечность оказывает степень агрессивности окружающей среды, а также степень воздействия механических нагрузок.

СП 61.13330.2012 "Теплоизоляция оборудования и трубопроводов" определяет требования пожарной безопасности, для таких отраслей промышленности, как газовая, нефтяная, химическая, допускает

					Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

использование только негорючих и негорючих материалов в составе теплоизоляционных конструкций. При выборе материалов учитывались не только особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов учитываются трубопроводы в условиях вечной мерзлоты воспламеняемости теплоизоляционного слоя и защитного покрытия, а также поведение теплоизоляционной конструкции в условиях пожара в целом. Пожароопасность теплоизоляционных конструкций, наряду с другими факторами, зависит от термостойкости защитного покрытия, его механической прочности в условиях воздействия пожара.

Санитарно-гигиенические требования особенно важны при проектировании объектов с технологическими процессами, требующими высокой чистоты, например, в микробиологии, радиоэлектронике и фармацевтической промышленности. В этих условиях применяются материалы или конструкции, не допускающие загрязнения воздуха в помещениях.

Изоляционные покрытия должны обладать следующими свойствами:

- водонепроницаемость, возможность насыщения материала почвенной влагой и тем самым допускающая контакт электролита с поверхностью защищаемого металла, а также увеличение коэффициента теплопередачи не допускаются;
- хорошая адгезия (прилипаемостью) покрытия к металлу, поэтому отслаивание изоляционного материала от изолируемой поверхности невозможно при низких механических нагрузках;
- сплошностью, обеспечивающая надежность покрытия, так как любой зазор в изоляции приводит к процессам коррозии и появлению мостиков холода;
- химическая стойкость, обеспечивающая длительную эксплуатацию покрытия в агрессивных средах;
- электрохимическая нейтральность: компоненты покрытия не должны участвовать в катодном процессе, иначе это приведет к разрушению;

					Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- изоляция для электрохимической защиты металлических конструкций;
- механическая прочность должна быть достаточной для выполнения укладочных и изоляционных работ при сооружении объекта и выдерживать эксплуатационные нагрузки;

2.3.2.1 Теплоизоляционные материалы на основе пенополиуретанов

Пенополиуретаны (ППУ) относятся к группе газонаполненных пластмасс на основе полиуретана, ППУ на 85-90% состоит из фазы инертного газа. Использование пенополиуретанов в строительстве основано на низкой проницаемости, хорошей адгезии и гидроизоляционными характеристиками. Они используются в качестве вязких самовспенивающихся композиций для заливки или нанесения на месте, а также в виде готовых форм. Высокие коэффициенты адгезии делают этот материал очень универсальным. Возможность производства и нанесения пенополиуретана непосредственно на строительную площадку значительно снижает связанные с этим затраты [16].

Пенополиуретаны - это пенопластовые материалы, в которых часть твердой фазы заменяется газом, обычно воздухом, который находится в полимере в виде многочисленных пузырьковых - ячеек. В зависимости от характера реакции образования материала клеточной стенки они оказываются неразрывными или разрушенными, что приводит к образованию полимеров с закрытой или открытой ячеистой структурой. Эластичные пенополиуретаны имеют открытую ячеистую и жесткую замкнутую ячеистую структуру. Твердое основание занимает 3% от общего объема теплоизоляционного материала, образующего каркас.

Пенополиуретан защищает свои рабочие свойства в диапазоне температур от -180°С до +180.

Одним из основных применений пенополиуретана является нанесение теплоизоляционного покрытия на строительную площадку методом напыления. Это позволяет изолировать конструкции любой конфигурации и сложности.

					Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 3 – Основные характеристики пенополиуретанов

Теплопроводность, Вт/м*°С	Кол-во закрытых пор, %	Кажущаяся плотность, Кг/м3	Горючесть	Водопоглощение, %	Разрушающее напряжение, МПа	
					При изгибе	При сжатии
0,029	85..95	30	Г2	1,2...2,1	1,9	1,0

Производство работ по напылению пенополиуретана осуществляется с помощью специализированных распылительных установок – пеногенераторов высокого или низкого давления отечественного или зарубежного производства.

Внешне процесс напыления выглядит как процесс покраски с помощью пульверизатора и позволяет наносить пенополиуретановую изоляцию на изделия любого размера и конфигурации. Послойное полиуретановое покрытие позволяет производить монолитный слой теплоизоляции любой необходимой толщины. Монолитность напыляемого покрытия обеспечивает отсутствие мостиков холода, антикоррозийную защиту и невозможность расхищения теплоизоляции.

Также важно отметить снижение транспортных расходов, так как расходные материалы доставляются на объект в жидком виде и расширяются в объеме примерно в 20 раз при распылении.

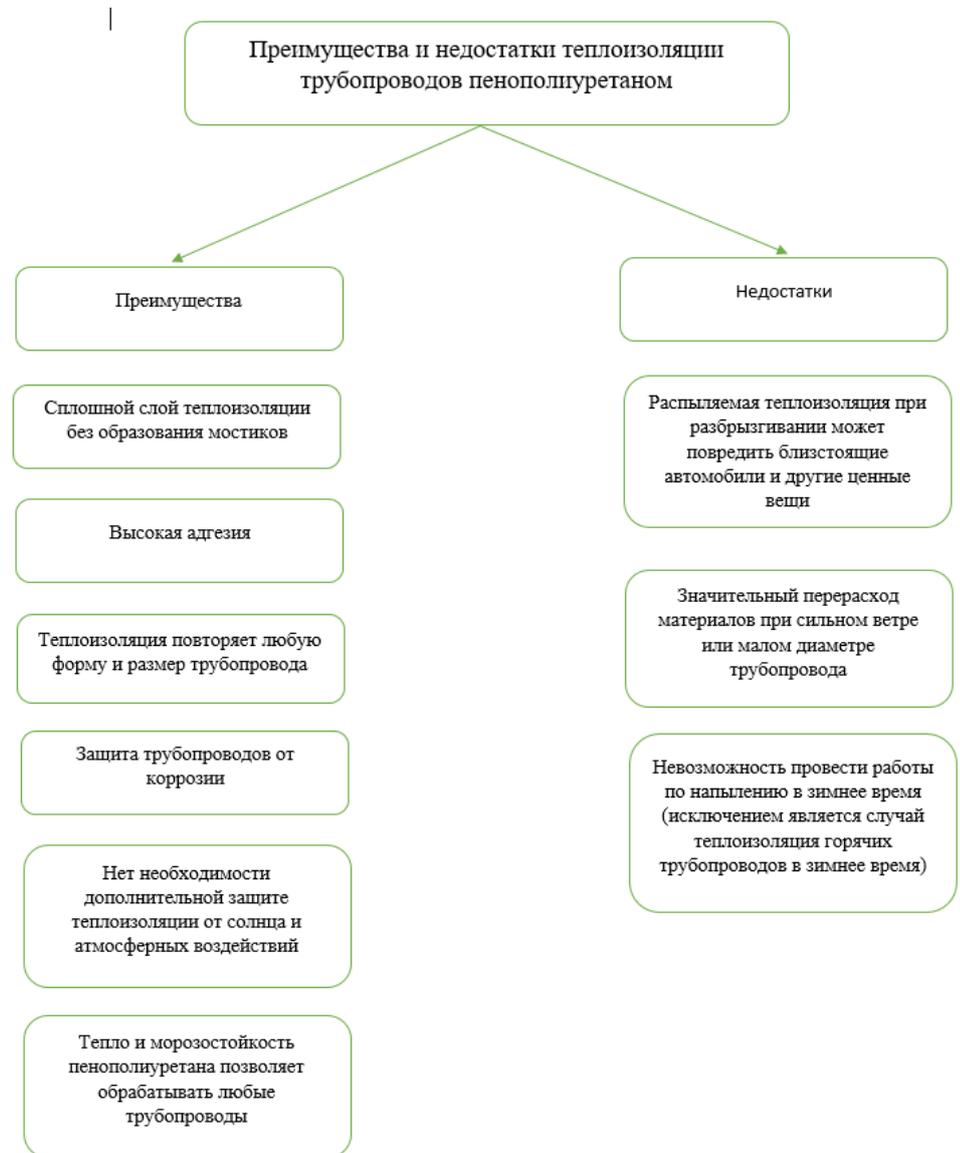


Рисунок 16 – Преимущества и недостатки теплоизоляции трубопроводов пенополиуретаном

2.3.2.2 Теплоизоляционные материалы на основе пенополиизоцианурата

Пенополиизоцианурат (ПИР) - это термореактивный полимерный материал с закрытыми ячейками, который обладает достаточно высокой степенью жесткости и используется в качестве теплоизоляционного материала. ПИР-это термореактивный материал, который позволяет ему выдерживать более высокие температуры и не поддерживает самостоятельное горение.

Теплопроводность стабильна и обеспечивает изоляцию на срок до 15 лет. Срок службы ограничен диффузией газов, которые образуются при

образовании пены. Газы постепенно замещаются воздухом, в результате чего изменяется величина теплопроводности. Стальная оболочка и прокладка трубопровода под землей могут замедлить процесс диффузии газа.

ПИР обладает минимальным влагопоглощением, то есть поглощает воду из воздуха. ПИР подвергается деформации при длительном хранении под дождем и прямыми солнечными лучами.

Пенополиизоцианурат сохраняет свои свойства при температурах от - от 183°C до +149°C

Таблица 4 – Основные характеристики пенополиизоцианурата (ПИР)

Теплопроводность, Вт/м*°C	Кол-во закрытых пор, %	Кажущаяся плотность, Кг/м3	Горючесть	Водопоглощение, %	Разрушающее напряжение, МПа	
					При изгибе	При сжатии
0,024	95..97	33	Г1	0,7	0,2	0,12

Преимущества ПИР:

- Низкая группа горючести. ПИР относится к слабогорючим материалам. При взаимодействии ПИР с огнем на поверхности образуется кокс, который ограничивает доступ кислорода и материал самозатухает
- В процессе эксплуатации свойства и характеристики не изменяются, что обеспечивает длительный срок службы
- ПИР обладает повышенной химической стойкостью, не подвержен биологическим воздействиям.

Глава 3. Расчетная часть

3.1 Определение толщины стенки трубы

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, определяем по формуле:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1 + nP)} \quad (2)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе

P - рабочее давление в трубопроводе, МПа

D_H — наружный диаметр трубы, мм

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, МПа, определяемое по формуле (3):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot t}{k_1 \cdot k_H} \quad (3)$$

где R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления

t - коэффициент условий работы трубопровода

k_1 - коэффициент надежности по материалу

k_H - коэффициент надежности по ответственности трубопровода

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1\Psi_1 + nP)} \quad (10)$$

где Ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

напряжениях ($\sigma_{прN} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}; \quad (6)$$

где $\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot d_H} \quad (7)$$

где $\sigma_{прN}$ - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_H}; \quad (5)$$

где α, E, μ - физические характеристики стали

Δt - абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (8)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (9)$$

К дальнейшему расчету принимается больший перепад температуры.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

3.2 Проверка трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Проверку на прочность в продольном направлении следует производить из условия:

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \quad (11)$$

где ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \quad (11)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, рассчитываются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} \quad (11)$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (11)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (12)$$

где $R_2^{\text{н}}$ - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{0,9 \cdot k_{\text{н}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{0,9 \cdot k_{\text{н}} \cdot R_2^{\text{н}}} \quad (14)$$

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot d_{\text{н}}} \quad (14)$$

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ - максимальные суммарные продольные напряжения, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho} \quad (14)$$

К расчету принимается наибольшее абсолютное значение $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$. Исходные данные для расчета представлены в таблице 5

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Наружный диаметр трубы	$D_{\text{н}}$	мм	273
Рабочее (нормативное) давление в трубопроводе	P	МПа	7,36
Временное сопротивление стали	$[\sigma]_{\text{в}}$	МПа	500
Временное сопротивление текучести	$[\sigma]_{\text{тек}}$	МПа	350
Коэффициент условий работы	m	-	0,990
Коэффициент надежности по материалу	k_1	-	1,4
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	$k_{\text{н}}$	-	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе	n	-	1,10

Переменный параметр упругости (модуль Юнга)	E	Па	$2,06 \cdot 10^5$
Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	μ		0,30
Минимально допустимый радиус упругого изгиба	ρ	м	680
Коэффициент линейного расширения металла	α	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	$1,2 \cdot 10^{-5}$

Расчет

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{500 \cdot 0,990}{1,4 \cdot 1,1} = 321,43 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 273}{2(321,43 + 1,10 \cdot 7,36)} = 3,35 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки $\delta = 4 \text{ мм}$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,30 \cdot 321,43}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,30) \cdot 321,43}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 91,02 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Для расчета примем больший перепад температуры $\Delta t = 91,02^{\circ}\text{C}$

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta_H} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 + 0,3 \cdot \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 273}{4} \\ &= -59,2 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Поскольку $\sigma_{npN} < 0$, то присутствуют продольные осевые сжимающие напряжения. Тогда рассчитаем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 :

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-59,2|}{321,43}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-59,2|}{321,43} \\ &= 0,8951 \end{aligned}$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 273}{2(321,43 \cdot 0,8951 + 1,1 \cdot 7,36)} = 3,74 \text{ мм}$$

Толщина стенки с учетом продольных напряжений будет равна 4 мм

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть					

Проверим условие прочности трубопровода в продольном направлении:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{1,10 \cdot 7,36 \cdot 265}{2 \cdot 4} = 268,18 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{268,18}{321,43}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{268,18}{321,43} = 0,2741$$

$$|\sigma_{\text{прN}}| \leq \psi_2 \cdot R_1 = 0,2741 \cdot 321,43 = 88,1 \text{ МПа}$$

$$59,2 \text{ МПа} < 88,1 \text{ МПа},$$

Следовательно, **условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.**

Проверим условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{7,36 \cdot 265}{2 \cdot 4} = 243,8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho_{\text{н}}} = 0,3 \cdot 243,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -110,51 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho_{\text{н}}} = 0,3 \cdot 243,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,02 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,273}{2 \cdot 680}$$

$$= -193,21 \text{ МПа}$$

Проверку выполняем по наибольшему абсолютному значению продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 193,21 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{243,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{243,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} = 0,449$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = 0,449 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 157,15 \text{ МПа}$$

$$193,21 \text{ МПа} < 157,15 \text{ МПа}$$

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$215,89 \text{ МПа} < 353 \text{ МПа}$$

Следовательно, условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций **выполняются**.

Таким образом принимаем минимальную толщину стенки, обеспечивающую безопасную эксплуатацию газопровода $\delta = 5 \text{ мм}$.

3.3 Расчет толщины теплоизоляционного слоя

Для безотказной перекачки нефти по трубопроводу необходимо учитывать наличие теплоизоляции и ее параметры для поддержания наиболее оптимальной температуры нефти.

Основной задачей в теплоизоляции является выбор наиболее оптимального материала для этих условий. Материал должен сохранять свои теплоизоляционные свойства в течение длительного времени, при больших перепадах температур и иметь низкий коэффициент теплопроводности для сокращения объемов производства.

Ниже представлены расчеты толщины теплоизоляционного слоя из ППУ и ПИР для смоделированного магистрального нефтепровода.

Таблица 6 – Исходные данные

Диаметр трубопровода, d	0,630 м
Толщина стенки, δ	0,009 м
Температура нефти в трубе, t нефти	55°C
Коэффициент теплопроводности ППУ, λ_1	0,029 Вт/м·°C
Коэффициент теплопроводности ПИР, λ_2	0,024 Вт/м·°C

Рассчитаем допустимые значения плотности теплового потока для цилиндрической поверхности диаметром 1400 мм. Согласно

$$q_l^{reg} = q_l K$$

где q_l - нормированная линейная плотность теплового потока (на 1 м длины цилиндрического объекта), Вт/м,

K – коэффициент, учитывающий изменение стоимости теплоты и

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

теплоизоляционной конструкции в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода.

Методом интерполяции данных таблицы 2 из СП 61.13330.2018, для поставленной задачи q_l составляет 71,7 Вт/м; $K=0,9$ (для районов Крайнего Севера)

$$q_l^{reg} = 71.7 * 0.9 = 64.53 \frac{\text{Вт}}{\text{м}};$$

$$q_l^{reg} = q_l K;$$

Согласно [8] при расчете толщины однослойной изоляции трубопроводатолщиной стенки можно пренебречь, так как сопротивление теплопередаче стали пренебрежимо мало по сравнению с сопротивлением теплопередачи изоляционного материала.

Рассчитаем толщину теплоизоляционного слоя из ППУ:

$$\ln B = 2\pi\lambda_1 \left[\frac{K(t_b - t_h)}{q_L^H} - R_H^L \right]$$

Где λ_1 – коэффициент теплопроводности ППУ; K – коэффициент дополнительных теплопотерь (принимается равным 1) [8]; t_b, t_h – температура внутри изолируемого объекта и окружающей среды соответственно; q_L^H нормированная линейная плотность теплового потока; R_H^L – линейное термическое сопротивление теплоотдаче наружной стенки изоляции согласно равным 0,02. Изоляция должна обеспечивать транспортировку нефти в регионе с суровым климатом, где зимой температура опускается до минус 50°C, тогда в задаче t_h принимаем равным минус 50 °C.

$$\ln B = 2\pi * 0.029 \left[\frac{1 * (55 - (-50))}{64.53} - 0.02 \right] = 0.293$$

Определим величину B , где $B = \frac{d_H^{CT} - 2\delta_{из}}{d_H^{из}}$

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$B = e^{0.293} = 1.34$$

Тогда толщина теплоизоляционного слоя $\delta_{из}$ будет равна:

$$\delta_{из} = \frac{d_H^{ст}(B - 1)}{2}$$

Где $d_H^{ст}$ – наружный диаметр трубопровода

$$\delta_{из} = \frac{0,63 * (1,34 - 1)}{2} = 0,107 \text{ м}$$

Аналогично проведем расчеты толщины теплоизоляционного слоя с применением ПИР:

$$\ln B = 2\pi * 0.024 \left[\frac{1 * (55 - (-50))}{64.53} - 0.02 \right] = 0.242$$

$$B = e^{0.242} = 1.274$$

$$\delta_{из} = \frac{0,63 * (1,274 - 1)}{2} = 0,086 \text{ м}$$

Проведем проверку допустимости толщины теплоизоляционного слоя из ПИР, для этого воспользуемся формулой расчета теплового потока через цилиндрическую поверхность диаметром менее 2 метров.

Сопротивление теплоотдаче от внутренней среды к внутренней поверхности стенки изолируемого объекта является пренебрежимо малым в сравнении с термическим сопротивлением теплоизоляционного слоя и может не учитываться в расчетах

Теплопроводность стенки из металла в многократно превышает теплопроводность изоляционного материала, поэтому термическим сопротивлением стенки можно пренебречь.

Учитывая, выше указанные допущения расчет производится по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$q_L = \frac{(t_B - t_H)K}{\sum_{i=1}^n R_i^L + R_H^L}$$

где K – коэффициент дополнительных потерь, учитывающий теплотери через теплопроводные включения в теплоизоляционных конструкциях, обусловленных наличием в них крепежных деталей и опор, принимаем равным 1,1.

Рассчитаем сопротивление теплоотдаче R_H^L

$$R_H^L = \frac{1}{\pi d_H^{из} \alpha_H}$$

Где $d_H^{из}$ – внешний диаметр теплоизоляционного слоя; α_H – коэффициент теплоотдачи от теплоизоляционного слоя в окружающую среду, определяется согласно [8]

$$R_i^L = \frac{1}{\pi * 0.737 * 26} = 0.017$$

Затем рассчитывается термическое сопротивление R_i^L

$$R_i^L = \frac{1}{\pi \lambda_i} * \ln \frac{d_H^i}{d_{вн}^i}$$

Где $d_H^i, d_{вн}^i$ – соответственно наружный и внутренний диаметры теплоизоляционного слоя; λ_i – коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя

$$R_i^L = \frac{1}{\pi * 0,029} * \ln \frac{0.737}{0.63} = 1.723$$

Тогда

$$q_L = \frac{(55 - (-50))1.1}{1.723 + 0.017} = 64.37.$$

Вывод: При решении задачи расчета требуемой толщины теплоизоляционного слоя моделируемого нефтепровода были получены следующие данные:

- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением ППУ составляет 0,107 м, что составит 28% от общего диаметра трубопровода с нанесенным изоляционным слоем.

- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с использованием ПИР составляет 0,082 м, что составляет 24 % от общего диаметра трубопровода с нанесенным слоем изоляции.

При снижении коэффициента теплопроводности на 0,005 Вт / м*°С получаем снижение линейной плотности теплового потока на 12,02 Вт/м, что составляет 21% от нормированного значения для нефтепровода диаметром 530 мм и температурой масла в трубопроводе 55 ° С на Крайнем Севере.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Глава 4. Социальная ответственность

Введение

Методика выбора оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов, реализуемая работе, основывается не только на экономической эффективности внедрения результатов исследования в производство. Обязательным условием применения технологии прокладки и инженерной защиты трубопровода является обеспечения требуемых параметров напряженно- деформированного состояния сооружения в течение всего срока эксплуатации. Это необходимо для обеспечения безаварийной эксплуатации магистрального нефтепровода и, следовательно, сведения к минимуму негативного воздействия объекта исследования на экологическую обстановку района прокладки. [1]

В данном разделе выпускной квалификационной работы проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности. Определена степень влияния магистрального нефтепровода на окружающую среду в штатных условиях эксплуатации. Также рассмотрен вариант чрезвычайной ситуации на объекте, рассчитан возможный ущерб, наносимый окружающей среды и перечислены меры по ликвидации последствий происшествия и профилактике их возникновения в будущем [1].

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Магистральные трубопроводы и нефтеперекачивающие станции в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительна часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути до места

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [1]. Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [2].

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности. [12].

Согласно ГОСТ 12.2.061-81 [16] рабочее место, его оборудование и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

4.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов до приемлемого уровня. Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека. [1] К вредным производственным факторам относят факторы, влияние которых на работников может повлечь их заболевание, снижение уровня работоспособности или отрицательное воздействие на будущее потомство.

4.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Эвенкийский район Красноярского края характеризуется резко континентальным климатом со значительными годовыми и суточными колебаниями температур, суровой зимой.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и стать причиной заболевания. [2]

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются в соответствии с постановлением [2].

Тяжесть и напряженность физического труда

Магистральный нефтепровод, прокладываемый в рассматриваемом районе, характеризуется большой протяженностью и значительной удаленностью его участков от населенных пунктов. В связи с этим, работникам линейной эксплуатационной службы длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным трудом. Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

Для работника линейной эксплуатационной службы согласно [12] допустимые показатели физической нагрузки имеют следующие значения:

- Физическая динамическая нагрузка до 46 кг·м;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную до 30 кг;
- Стереотипные рабочие движения до 40000 за смену;
- Наклоны корпуса до 100 за смену;
- Перемещения в пространстве до 8 км по горизонтали, до 2,5 км по вертикали.

Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть нормированный рабочий день с обеденным перерывом и периодическими

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

Повреждения в результате контакта с насекомыми и клещами

Воздействие насекомых и клещей на человеческий организм является биологическим вредным производственным фактором. Это связано с тем, что укусы насекомых могут повлечь за собой аллергическую реакцию различной степени, а клещи являются разносчиками таких опасных заболеваний, как клещевой энцефалит, боррелиоз и др. Данный вредный производственный фактор проявляется в определенный период года (с мая по сентябрь).

Для снижения воздействия данного вредного фактора необходимо производить определенные профилактические меры, а также обеспечить готовность к устранению последствий укусов насекомых и клещей. [13]

К профилактическим мерам относится вакцинация всех работников линейной эксплуатационной службы от клещевого энцефалита и других вирусных заболеваний, а также применение репеллентов и плотной спецодежды с накомарниками и манжетами, плотно прилегающими к телу.

На случай множественных укусов насекомых у бригады, выехавшей на трассу нефтепровода, с собой должны быть лекарственные препараты снижающие аллергическую реакцию, а также мази для снижения воспаления мест укусов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 7 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации объекта исследования

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Ликвидация неисправностей НА	Проведение очистки НА	Проведение запуска и остановки НА	
Вредные производственные факторы				
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [11]
Тяжесть и напряженность физического труда	-	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 [12]
Повреждение в результате контакта с насекомыми, клещами	-	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 [13]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	+	ГОСТ 12.0.004-2015 [14]
Пожаровзрыво- безопасность	+	-	+	ГОСТ 12.1.010-76 [15]

4.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Перечисленные работы, выполняемые сотрудниками линейной эксплуатационной службы, обычно осуществляется без специальных машин и оборудования. Однако данный опасный производственный фактор имеет большое влияние, поскольку при техническом обслуживании линейной части магистрального нефтепровода бригады работников ежедневно преодолевают значительное расстояние на автомобильном транспорте. [14]

Дорожно-транспортные происшествия являются одним из основных источников производственных травм и смертности в компаниях по транспорту нефти и нефтепродуктов. Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- a. Осуществлять контроль технического состояния транспортных средств;
- b. Производить ежедневную проверку состояния здоровья водителей;
- c. Не допускать нарушения условий труда и отдыха водителей;

Пожаро-опасность и взрывоопасность

Нефть является горючей жидкостью, пары которой воспламеняются при внесении в их среду открытого пламени. Однако на линейной части магистрального нефтепровода воспламенение нефти возможно лишь при ее утечке из трубы. Утечка может быть вызвана разрушением трубопровода из-за развития дефектов трубы, нарушения ее напряженно-деформированного состояния, случайного или преднамеренного повреждения трубопровода. [15].

Утечку нефти можно определить по повышению концентрации паров нефти в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовой смеси. Предельно – допустимая концентрация паров нефти

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³.

Также для устранения возможности воспламенения паров нефти работниками линейной эксплуатационной службы должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- Запрет на использование открытого огня в т. ч. курение;
- Применение искробезопасного ручного инструмента;
- Применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

4.3 Экологическая безопасность

На современном этапе отношение человека к природе в нашей стране регулируются нормативным документом (Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021) "Об охране окружающей среды") [4]. Данный документ определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды, обеспечивающие сбалансированное решение социально-экономических задач, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов в целях удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности. [4].

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются, имеют низкую температуру вспышки, способны накапливать электрические заряды, образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух, углеводородные газы взрывоопасны и токсичны, тяжелее воздуха и способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, колодцах, приямок, оврагах [4].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

4.3.1 Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы при эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода возможно при аварийных разливах нефти. При попадании нефти на воздух происходит испарение ее фракций, многие из которых обладают токсическими и раздражительными свойствами. В случае возгорания разлившейся нефти также образуются токсичные вещества, опасные для живых организмов.

Для предотвращения аварийных разливов нефти необходимо повышать эксплуатационную надежность магистрального нефтепровода. [5].

4.3.2 Защита гидросферы

При попадании в водный объект нефти и нефтепродуктов погибает часть фауны в зоне распространения нефтяного пятна, загрязняются его берега. Тяжесть последствий при разливе нефтепродуктов определяется соотношением между размерами водоема и количеством попавшей в него нефти. Последствия такого воздействия могут ощущаться длительное время [6]. Часть компонентов испаряется с поверхности, другая – растворяется в воде, а оставшаяся оседает на дно, что приводит к отравлению флоры и фауны на больших участках. Известно, что один литр нефти способен испортить миллион литров воды настолько сильно, что она становится непригодной для жизни живых организмов и хозяйственного потребления. Содержание только 0,2 мг/л нефти придает воде специфический запах, который не исчезает даже при ее хлорировании и фильтровании. Один грамм нефти убивает все живое в 1 м³ воды. Одна капля нефти образует на поверхности воды пятно диаметром 150 см, являющееся существенной преградой для газообмена между воздухом и водой. Попадая на пойму, нефтепродукты загрязняют нерестилища, что особенно опасно для рек, славящихся ценными породами рыб. Нефтяные масла могут распространяться на расстояние более 300 км от источника, образуют пленку, изолирующую и затрудняющую газообмен. Уменьшается

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

проникновение света, необходимого для фотосинтеза, а также снижается скорость переноса кислорода и углекислого газа через пленку. Пленка нефти обладает большой подвижностью, стойка к окислению. Средние фракции нефти образуют взвешенную водную эмульсию, а тяжелые оседают на дно водоемов, вызывая токсическое поражение придонной фауны. [4].

Наряду с загрязнением нефтепродуктами рек и морей может происходить загрязнение подземных вод, состав и физические свойства которых ухудшаются по сравнению с подземными водами данного района, не затронутого антропогенным влиянием. Загрязнение подземных вод нефтепродуктами не только ухудшает качество воды, делая ее непригодной для питьевых и других целей, но также может привести к взрывам и пожарам. [5].

При аварийном разливе нефти по водной поверхности решаются три основные задачи: локализация, сбор и удаление нефти с поверхности воды. Причем все они должны решаться быстро, так как с потерей времени решение их усложняется вследствие того, что в попавшей в водоемы нефти происходит химическое и биологическое окисление, испарение легких фракций.

Разработан комплекс методов и средств очистки водных объектов от нефти. Основным способом сбора нефти с поверхности воды является установка боновых заграждений и нефтесборщиков. Боновые заграждения удерживают нефть от растекания и направляют ее к нефтесборщику. Нефтесборщик собирает нефтяную пленку, с помощью насосов собранная нефть откачивается в подготовленные емкости.

Сбор и удаление нефти с поверхности воды осуществляют также скиммерами (сепараторами) различной конструкции, сорбирующими материалами, а также поверхностно-активными веществами. [6].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

4.3.3 Защита литосферы

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами.

Наиболее токсичными являются нафтенные и керосиновые фракции. Углеводороды с меньшей температурой кипения оказываются низкотоксичными, поскольку испаряются с поверхности растений, не успевая проникнуть через растительную ткань. [7].

В отличие от районов с относительно умеренным климатом, загрязнение нефтью и нефтепродуктами на Крайнем Севере характеризуется более серьезными последствиями. Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, во время которого активизируются биологические процессы, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет. [7].

Эксплуатация трубопроводов в северных районах и без аварийных разливов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растопляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растоплении происходит процесс эрозии. [9]. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

частицы в взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы.

Для предотвращения воздействия на литосферу используют технические решения по тепловой изоляции труб и надземной прокладке трубопровода, исследованию которых и посвящена данная выпускная квалификационная работа.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или повреждения магистрального нефтепровода, резервуаров, оборудования, сопровождаемые одним или несколькими событиями:

- Смертельным травматизмом людей;
- Травматизмом людей с потерей трудоспособности;
- Воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- Загрязнением рек и других водоемов сверх установленных нормативов;
- Утечкой нефти объемом 10 м³ и более.
-

Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти

После сбора разлитой нефти часть ее остается сорбированной на почве и остатках растительности. Она частично выветривается, а при более длительных сроках – частично или полностью битуминизируется, покрывая почву плотной коркой.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Для ликвидации нефтяного загрязнения земель рекомендуется полное удаление загрязненного грунта с последующей его очисткой. Для очистки рекомендована экстракция нефти органическими растворителями, а при наличии благоприятных условий – биохимическое разложение углеводородов нефти почвенной микрофлорой. В качестве биохимических методов очистки собранного с

разливов грунта предлагается устройство орошения полей, компостирование либо просто разбрасывание на почве нефтесодержащих отходов с последующим их самоочищением. [9].

В случае проникновения разлитой нефти в толщу грунта следует принимать дополнительные меры для обеспечения аэрирования всей его толщи. Наиболее распространенным способом аэрации загрязненного нефтью грунта является его рыхление фрезерованием или перепашка на всю глубину проникновения нефти. При этом достигается эффект снижения концентрации нефти в грунте за счет смешения нефтезагрязнённого грунта с незагрязненным или менее загрязненным нижележащих его слоев.

После снижения содержания нефтепродуктов в почве на рекультивируемых участках до значений, обеспечивающих возможность роста и размножения наиболее нефтестойких зеленых растений, приступают к фиторекультивации загрязненных земель. В естественных условиях, после предварительного сбора разлитой нефти при низкой степени остаточного загрязнения грунтов, самопроизвольное заселение пионерных видов растений, наиболее устойчивых к нефтяному загрязнению, начинается уже к окончанию первого года рекультивации, даже без предварительного рыхления почв. [10].

После посева на участке должны вестись длительные наблюдения за ростом трав. По достижении устойчивого нормативного общепроективного покрытия участка, его рекультивация считается завершенной, а участок может быть представлен к сдаче. Дальнейшее самоочищение почвы на участке будет происходить самопроизвольно на протяжении многих лет.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

При этом рекультивированный участок должен быть обозначен вешками и аншлагами, запрещающими сбор ягод, грибов, сенокошение, выращивание продуктов питания и корма для животных. Снятие этих ограничений возможно только после проведения специальных исследований, подтверждающих экологическую безопасность почв и растительности на участке.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение

5.1 Введение

Актуальность исследования обусловлена перспективностью освоения месторождений и развития систем трубопроводного транспорта на территориях, где наличие многолетнемерзлых грунтов является распространенным явлением. Однако перспективность исследования обуславливается не только актуальностью рассматриваемой проблемы, но и степенью проработанности всех вопросов, касающихся планирования и проведения исследования, а также внедрения результатов его результатов в производство. Для оценки перспективности исследования был проведен SWOT-анализ проекта, а также анализ степени готовности проекта к коммерциализации.

5.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Эксплуатация нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, еще раз подчеркнуло важность использования теплоизоляции. Теплоизоляция нефтепроводов значительно снижает затраты по их эксплуатации, т.к. сводит к минимуму возможность временного выхода из строя нефтепровода из-за влияния низких температур на нефть

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевыми потребителями исследования являются предприятия нефтяной и газовой промышленности, занимающиеся эксплуатацией магистральных трубопроводов. Особый интерес будет вызывать у компаний, занимающихся транспортом нефти с Северных месторождений с

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

осложненными климатическими условиями.

Поскольку категорией потребителей являются коммерческие организации, то критериями сегментирования являются размер компании и вид теплоизоляционных материалов. На основании выбранных критериев строится карта сегментирования рынка.

Таблица 8 - Карта сегментирования рынка

Размер компании		Пенополиуретан	Минеральная вата
	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

Анализ сегментирования рынка показал, что спрос на теплоизоляцию как пенополиуретан может быть от крупных и средних предприятий компаний, занимающихся транспортом нефти с Северных месторождений в основном таких размеров) Также пенополиуретан считается наиболее герметичными, механически прочными и долговечными.

5.2.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (табл.2).

Объектом анализа является материал тепловой изоляции для магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера.

Для сравнения могут быть взяты два основных вида материала тепловой изоляции, которые используются в России:

- пенополиуретан (ППУ)
- пенополиизоцианурат (ПИР).

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкретных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		БПИ Р	БПП У	КПИР	КПП У
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Удобство в эксплуатации	0,10	4	5	0,4	0,5
1.Надежность	0,11	4	5	0,44	0,55
2.Долговечность	0,11	4	5	0,44	0,55
4.Экологическая безопасность	0,10	4	5	0,4	0,5
5.Теплопроводность	0,12	3	5	0,36	0,6
Экономические критерии оценки эффективности					
1.Конкурентоспособность Продукта	0,11	4	4	0,44	0,44
2.Цена	0,13	4	5	0,52	0,65
3.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	5	0,4	0,5
4.Послепродажное обслуживание	0,12	4	5	0,48	0,6
Итого	1	35	44	3,88	4,89

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей. Анализ технических решений теплоизоляционных материалов показал, что наиболее эффективным

является пенополиуретан(ППУ). Преимущество заключается в гарантированной экологичности и безопасности материала, относительно низкой себестоимости, но высоких прочностных характеристиках и большем сроке эксплуатации, что, безусловно, экономит силы и средства. Уязвимость конкурента обусловлена, в основном, относительно высокой теплопроводностью.

5.2.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 8.

Таблица 10- SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Сокращение объемов строительных материалов С2. Быстрая переподготовка сотрудников С4. Класс горючести Г1</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Высокая цена Сл2. Низкая прочность строительного материала</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 10

<p>Возможности: В1. государственная поддержка производства В2. появление дополнительного спроса В2. использование технологических достижений для улучшения производства В3. Сокращение затрат на подогрев продукта</p>	<p>. Сокращение объемов строительных материалов за счет улучшения их свойств позволит сократить сроки работ. . Уменьшение габаритов и массы строительным материалов снизит физическую нагрузку на персонал</p>	<p>. В долгосрочной перспективе высокая стоимость окупится снижением затрат на подогрев продукта, для его транспортировки. . При использовании технологических достижений исключается такой недостаток как низкая прочность материала</p>
<p>Угрозы: У1. Повышение затрат на изоляционные работы У2. Ужесточение нормативных стандартов У3.</p>	<p>. сокращение объемов строительных материалов за счет улучшения их свойств позволит применять материал без повышения затрат. . Наличие соответствующих сертификатов позволит действовать в рамках законодательства. Быстрая переподготовка</p>	<p>Внедрение контроля качества позволит применять материал в более широких масштабах</p>

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

5.3 Планирование научно-исследовательских работ

5.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Деятельность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Введение	7	01.02.2021	07.02.2021	Руководитель, исполнитель
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	10	08.02.2021	17.02.2021	Руководитель, исполнитель
Литературный обзор	46	18.02.2021	04.04.2021	Исполнитель
Расчетная часть	21	05.04.2021	25.04.2021	Руководитель, исполнитель
Анализ результатов	16	26.04.2021	11.05.2021	Руководитель, исполнитель
Оформление пояснительной записки	17	12.05.2021	28.05.2021	Исполнитель
Итого	117			

5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость носит вероятностный характер и оценивается экспертным путем в человеко-днях по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i},$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в кал.дн.;

T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где: $T_{\text{кал}}$ – продолжительность календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

Таблица 12 – Календарный план проведения диплома

Вид работ	Исполнители	Т _к i, кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
			Февраль			Март			Апрель			Май				
			10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30		
Выдача задания диплома	Руководитель	7														
	Исполнитель															
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	Руководитель	10														
	Исполнитель															
Литературный обзор	Исполнитель	4														
		6														
Расчетная часть	Руководитель	1														
	Исполнитель															
Анализ результатов	Руководитель	6														
	Исполнитель															
Оформление пояснительной записки	Исполнитель	1														
		7														
	Руководитель															
	Исполнитель															

5.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.4.1 Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. В данном случае затраты пришлось на компьютер (табл. 6).

Таблица 13 – Затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Компьютер	1 шт	30 000	30 000
Итого			30 000 руб.

Затраты на доставку оборудования определяются как 5% от цены данного оборудования. Следовательно,

$$Z_{\text{тр}} = 0,05 \cdot 30\,000 = 1\,500 \text{ руб.}$$

Таким образом, затраты на специальное оборудование составят 31 500 рублей.

5.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

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

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

При отпуске в 48 раб. дня $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Показатели рабочего времени представлены в таблице 8

Таблица 14 – Показатели рабочего времени

Показатели рабочего времени	Дни
Календарные дни	365
Нерабочие дни (выходные/праздничные дни)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени ($F_{\text{д}}$)	243

Для расчета основной заработной платы студента берем оклад, равный окладу ассистента без степени, т.е. 21 760 руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{21\,760 \cdot 10,4}{243} = 931,29 \text{ руб.}$$

Для расчета основной заработной платы научного руководителя примем оклад 33 664 руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{33\,664 \cdot 10,4}{243} = 1\,440,76 \text{ руб.}$$

Данные расчетов представлены в таблице 9.

Таблица 15 - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$K_{\text{пр}}$	$K_{\text{д}}$	$K_{\text{р}}$	$T_{\text{р}}$	$Z_{\text{осн}}$, руб.
1	Руководитель	1 440,76	0,05	0,05	1,3	18	37 085,16
2	Исполнитель	931,29	0,05	0,05	1,3	99	131 842,73
Итого							168 927,89

5.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (8)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

$$\text{Для руководителя: } З_{\text{доп}} = 37\,085,16 \cdot 0,12 = 4\,450,22 \text{ руб.}$$

$$\text{Для исполнителя: } З_{\text{доп}} = 131\,842,73 \cdot 0,12 = 15\,821,13 \text{ руб.}$$

Таблица 16 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.
1	Руководитель	4 450,22
2	Исполнитель	15 821,13
Итого		20 271,35

5.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (9)$$

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

$$\text{Для руководителя: } З_{\text{внеб}} = (37\,085,16 + 4\,450,22) \cdot 0,302 = 12\,543,68 \text{ руб.}$$

$$\text{Для исполнителя: } З_{\text{внеб}} = (131\,842,73 + 15\,821,13) \cdot 0,302 = 44\,594,49 \text{ руб.}$$

Итого: 57 138,17 руб.

5.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{об}} + З_{\text{тр}} + З_{\text{внеб}}) \quad (10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$\begin{aligned} З_{\text{накл}} &= 0,16 \cdot (168\,927,89 + 20\,271,35 + 35\,000 + 1\,750 + 57\,138,17) \\ &= 45\,293,99 \text{ руб.} \end{aligned}$$

5.4.6 Прочие прямые расходы

Затраты на специальное программное обеспечение учтены в таблице 10, как прочие прямые расходы.

Таблица 17 – Прочие прямые расходы

Наименование оборудования	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Программное обеспечение	1 шт	6 500	6 500
Итого			6 500 руб.

5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 7.

Таблица 18 – Определение бюджета на НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты на специальное оборудование	36 750
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	168 928
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	20 271
4. Отчисления во внебюджетные фонды	57 138
5. Накладные расходы	45 294
6. Прочие прямые расходы	6 500
Бюджет затрат НТИ	334 881

Таким образом, общий бюджет НТИ составил **334 881** руб

Заключение

В данной бакалаврской работе был исследован вопрос эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Эксплуатации нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах считается эксплуатацией в осложненных условиях.

Анализ приведенной в выпускной квалификационной работе информации позволяет сделать следующие заключения:

- Проанализированы положения нормативных документов по эксплуатации магистральных нефтепроводов;
- Изучены геокриологические процессы, оказывающие негативное влияние на эксплуатацию магистральных нефтепроводов;
- Проанализированы современные методов борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт;
- Разработаны рекомендаций для обеспечения надежности магистральных нефтепроводов в условиях Крайнего Севера.
- Был проведен расчет оптимальной толщины теплоизоляции на магистральном нефтепроводе, проложенном в условии многолетнемерзлых грунтов, и выбран наиболее оптимальный.

Полученные результаты работы позволяют сделать вывод, что различные методы борьбы воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт позволяют повысить надежность магистральных нефтепроводов.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Список использованной литературы

1. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.
2. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.
3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173>
4. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (с Изменением N 1) условия [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050>
5. Анисимов В. В. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В. В. Анисимов, М. И. Криницын. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 147 с.;
6. Баясан Р.М., Голубин С.И., Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промысловых трубопроводов в криолитозоне. Всероссийский научно-аналитический журнал.
7. Баясан Р.М., Голубин С.И., Лобанов А.Д., Баясан Т.В. Парожидкостные термостабилизаторы различных типов и назначения, их конструктивные и теплотехнические особенности. Журнал «Трубопроводный транспорт: теория и практика». М.:ВНИИСТ, №4 (32), 2012г
8. Васильев Г. Г. и др. Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах с использованием грунтовых модулей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 3. – С. 12-17.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

9. Витченко А. С. Контроль деформированного состояния надземных трубопроводов в криолитозоне : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2008. – 115 с.

10. Голубин С. И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов : диссертация канд. тех. наук: 25.00.19.–Москва, 2012.–62 с.

11. Димов Л. А. Строительство нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах в южной части криолитозоны Центральной и Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 104-106.

12. Ершов Э. Д. Общая геокриология. М.: Изд-во МГУ, 2002

13. Идрисова Я. Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов : диссертация кандидата технических наук :рисуны
25.00.19. – Уфа, 2015. – 98 с

14. Лисин Ю. В. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 24-
Технологии термостабилизации грунтов [Электронный ресурс]: – Москва: 2012.Режим доступа свободный: URL.
<http://simmakers.ru/tekhnologiya-termostabilizatsii-gruntov/>.

16. Суриков В. И. и др. Технические решения по теплоизоляции линейной части трубопроводной системы Заполярье – Пурпе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №1. – С. 12-16.

17. Чехлов А.Н. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

многолетнемерзлых грунтов: магистерская диссертация: – Томск, 2015.

18. Polyisocyanurate pipe insulation – Form Polyisocyanurate September 2014 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.spico.com/pdf/Polyisocyanurate-Pipe-Insulation-Datasheet.pdf>

19. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852046.html>

20. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>

21. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index1/4/4656.htm>.

22. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852042.htm>

23. ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index/54/54858.htm>

24. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277>

25. СанПиН 2.2.2776-10 Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим

					Список использованной литературы	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index1/60/60181.htm>

26.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <https://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/>

27.ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200234>

28.ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86>

29.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406>

30.РД 153-39.4-056-00 - Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030378>

31. РД-03.100.30-КТН-340-08 Учебное пособие для обучения по рабочей профессии «трубопроводчик линейный 2-5 разрядов». М.: ОАО «АК Транснефть», 2008. – 698 с.

32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901807664>

33. Постановление администрации Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.01.1992 № 21 «О производственных работах на открытом воздухе в холодное время года на территории Ямало-Ненецкого автономного округа» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:

						Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы	

<http://y nao.regnews.org/doc/ke/g5.htm>

34 Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды» / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294847/4294847255.htm>

35. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 150 с.

36. План ликвидации возможных аварий на объектах магистральных нефтепроводов. ЛЧ МН «Александровское-Самотлор» км 42-км 65 РНУ «Стрежевой», 2012. – 35с.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91