

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработки мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями»

УДК 622.692.4.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сырлыбаев Олег Ринатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

<b>ПК(У)-6</b>	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Шадрина А.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Сырлыбаеву Олегу Ринатовичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

08.02.2022 г. №39-42/с

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 среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Объект исследования – межпромысловый нефтепровод, пролегающий на территории Красноярского края

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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></p>	<p>Аномальные геолого-климатические условия; подземная, наземная и надземная прокладка нефтепровода; особенности строения термокомпенсационных блоков; рассмотрение технологий по повышению надёжности и долговечности надземного нефтепровода; анализ напряжённо – деформированного состояния компенсаторов; аналитический расчёт напряжений; интерпретация результатов и вывод.</p>
--	---

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки и таблицы</p>
---	--------------------------

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Reliability of linear main pipelines after longer operation in cryolithozone conditions</p>	<p>Доцент, к.ф.н., Айкина Татьяна Юрьевна</p>

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

Введение
Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях
Описание объекта исследования
Расчётная часть
Мероприятия по установке компенсатора
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Reliability of linear main pipelines after longer operation in cryolithozone conditions

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сырлыбаев Олег Ринатович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Сырлыбаев Олег Ринатович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение, рассматриваемых полезных моделей компенсаторов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ РД 50-492-84
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ	Обоснование перспективности внедрения компенсационного элемента с целью увеличения надежности и безопасности нефтепровода.
2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет сметы на проведение исследования и затрат для оценки экономического эффекта
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономического эффекта от внедрения компенсационного элемента с целью увеличения надежности и безопасности нефтепровода.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Временные показатели исследования.
2. Календарный план-график исследовательских работ

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сырлыбаев Олег Ринатович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ01		<b>ФИО</b> Сырлыбаеву Олегу Ринатовичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01. «Нефтегазовое дело», «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: участок межпромыслового нефтепровода «<span style="background-color: black; color: black;">XXXXXXXXXX</span>».</p> <p>Область применения: прокладка и ремонт трубопровода линейной части межпромыслового нефтепровода «<span style="background-color: black; color: black;">XXXXXXXXXX</span>»</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне с аномальными геолого-климатическими условиями (вечная мерзлота)</p>
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция);</li> <li>- Закон РФ от 19 февраля 1993 г. N 4520-I "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях";</li> <li>- Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены правилами противопожарного режима в российской федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме»);</li> <li>- ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Охрана труда. Техника безопасности.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (метеоусловия);</li> <li>- Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> <li>- Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Опасность падения с высоты;</li> <li>- Возможность поражения электрическим током;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Сварочные работы;</li> <li>- Грузоподъемные работы</li> </ul> <p>Средства индивидуальной и коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Комбинезон, наушники, сапоги, перчатки, каска, очки защитные, сигнальная лента, источники света, оградительные устройства, знаки безопасности</li> </ul> <p>Расчет электробезопасности</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Воздействие на литосферу: земляные работы в зоне укладки, разработка котлованов, объезды на технике.</p> <p>Воздействие на гидросферу: воздействие при строительстве и обслуживании подводных переходов линейной части нефтепроводов.</p> <p>Воздействие на атмосферу: продувка оборудования, выпуск газа при технологических операциях.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p>Возможные ЧС: разгерметизация, взрыв или пожар, сопровождающиеся разливом нефти, разрушение механическим воздействием, опрокидывание строительной техники, стихийные бедствия (пожары, паводки), несанкционированные врезки.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: аварийный разлив нефти</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сырлыбаев Олег Ринатович		



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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надёжность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
--------------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2022	Обзор литературы	10
28.03.2022	Сбор данных	15
15.04.2022	Анализ способов повышения надёжности нефтепроводов	20
29.04.2022	Анализ напряжённо-деформированного состояния термокомпенсационных блоков	15
06.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2022	Социальная ответственность	10
19.05.2022	Заключение	10
25.05.2022	Презентация	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с., 16 рисунков, 25 таблиц, 46 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, нефть, надземная прокладка, компенсатор, напряженно-деформированное состояние, криолитозона, коэффициент запаса прочности.

Объектом исследования является межпромысловый нефтепровод «[REDACTED]», пролегающий на территории Красноярского края.

Целью работы является разработка мероприятий по применению ресурсосберегающих технологий, позволяющих повысить надёжность при сооружении нефтепроводов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.

В процессе исследования изучены характеристики территорий с аномальными геолого-климатическими условиями. Рассмотрены способы прокладки нефтепроводов в таких условиях и все необходимые методы по защите нефтепроводов от опасных факторов, возникающих в результате воздействия природных процессов.

В результате исследования рассмотрены термокомпенсационные блоки, из которых состоит нефтепровод «[REDACTED]». Предложено применение нового типа компенсаторов при надземной прокладке нефтепровода, конструктивно отличающегося от используемых в настоящее время. Проведён анализ напряжённо-деформированного состояния как используемых, так и предлагаемого термокомпенсационных блоков. Рассчитана металлоёмкость их конструкций.

Область применения: магистральные и межпромысловые трубопроводы нефтедобывающих предприятий, пролегающие на территории распространения вечномёрзлых грунтов.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					10	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Шадрина А.В.						

Значимость работы: результаты проведенных исследований будут полезны нефтедобывающим компаниям, заинтересованным во внедрении на своих объектах термокомпенсационных блоков нового типа с целью повышения надёжности трубопровода, а также сокращение металлоёмкости.

					Реферат	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Определения и сокращения

В настоящей работе используются следующие сокращения:

ВКР – выпускная квалификационная работа;

НП – нефтепровод;

АСПВ – асфальтосмолопарафинистые вещества;

НТД – нормативно-техническая документация;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения;

МТ – магистральный трубопровод;

ММГ – многолетнемерзлые грунты;

СОД – средства очистки и диагностики;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

МТР – материально-технические ресурсы;

СМР – строительно-монтажные работы.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сылыбаев О.Р.			Определения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

## Оглавление

Введение.....	15
1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях .....	17
1.1 Определение аномальных геолого-климатических условий на примере месторождения Красноярского края .....	18
1.2 Способы прокладки трубопроводов.....	23
1.3 Отечественный и зарубежный опыт .....	35
2. Описание объекта исследования .....	37
2.1 Общие сведения о линейной части исследуемого объекта .....	37
2.2 Типы используемых компенсаторов .....	40
2.3 Анализ решений по повышению надёжности и долговечности термокомпенсационных блоков.....	41
3. Расчётная часть.....	43
3.1 САД – модели используемых компенсаторов .....	44
3.2 Анализ напряжённо-деформированного состояния термокомпенсационных участков .....	46
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...58	
4.1 Организация и планирование работ .....	58
4.1.1 Структура работ в рамках исследования .....	58
4.1.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика исследования.....	59
4.2 Бюджет научно-технического исследования .....	60
4.2.1 Расчет материальных затрат НТИ .....	61

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Щадрина А.В.					13	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Щадрина А.В.						

4.2.2 Расчет заработной платы.....	61
4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) и накладные расходы.....	64
4.3 Определение целесообразности и эффективности научного исследования	65
4.4 Обоснование экономической эффективности внедрения компенсирующего элемента.....	67
4.5 Расчёт стоимости установки компенсатора .....	68
5. Социальная ответственность .....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.....	72
Правовые нормы трудового законодательства .....	72
5.2 Компоновка рабочей зоны .....	74
5.3 Производственная безопасность .....	75
5.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	78
5.5 Расчет электробезопасности .....	79
5.6 Экологическая безопасность.....	80
5.7 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	83
Список использованной литературы.....	89
Приложение А .....	95
Приложение Б.....	107

## Введение

В настоящее время, проблема истощения существующих месторождений имеет большое значение для дальнейшей стратегии развития топливно- энергетического комплекса. Это способствует интенсивному освоению новых территорий, где содержатся необходимые запасы полезных ископаемых, в частности, нефти и газа. Огромная часть территории России расположена в районах вечной мерзлоты. Эти районы имеют большое значение для экономики нашего государства. Примером служат нефтяные месторождения Западной Сибири и Крайнего Севера, на территории которых добывается 70% российской нефти.

Для транспортировки углеводородов используется трубопровод, который считается наиболее экономически выгодным видом транспорта нефти. Прежде всего, этот способ характеризуется низкими операционными издержками и постоянностью поставок, независимо от климатических и геологических факторов.

Строительство линейной части трубопровода требует большого процента затрат от общего объема капиталовложений. В связи с этим, актуальным вопросом в настоящее время является обеспечение высокой надежности и безопасности трубопроводов в районах вечной мерзлоты. Качество выполнения работ, связанных с данным вопросом, обратно пропорционально риску возникновения аварий, которые влекут за собой огромный экономический и экологический ущерб.

Целью работы является разработка мероприятий по применению ресурсосберегающих технологий, позволяющих повысить надёжность при сооружении нефтепроводов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					15	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Шадрина А.В.						

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Анализ напряжённо-деформированного состояния компенсаторов, используемых на межпромысловом нефтепроводе «XXXXXXXXXX»;
2. Проведение патентного обзора для выявления новых ресурсосберегающих технологий;
3. Оценка эффективности применения технологии;
4. Оценка функциональной надёжности межпромыслового нефтепровода.

Результаты проведенных в работе исследований будут полезны компаниям, занимающимся транспортировкой нефти в условиях криолитозоны, а также заинтересованным во внедрении в свое производство перспективных технологий.

					Введение	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## **1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях**

Рассмотрение данного раздела следует начать с определения сущности аномалий. Необходимо подойти к вопросу территориально. Определяющим фактором будет выступать многолетняя мерзлота. В России наибольшее распространение имеет в Забайкалье и Восточной Сибири. Однако, в последние годы наблюдается изменение соотношения летней и зимней температур и как следствие постепенное растепление многолетнемерзлых грунтов. В данный момент это является актуальным вопросом при строительстве и эксплуатации трубопроводной системы.

При эксплуатации нефтепроводов на территориях с распространением вечномёрзлых грунтов, помимо таких осложняющих процессов как парафинообразование, внутренняя и внешняя коррозия, основным фактором негативного влияния могут выступать геокриологические условия, связанные с фазовым состоянием грунтовых вод, находящихся в почве.

Главной особенностью таких грунтов являются процессы, связанные с оттаиванием и промерзанием воды в почве. При оттаивании происходит отток воды и как следствие, уплотнение пород и сокращение объёма. Обратной реакцией является промерзание, при котором объём почвы становится больше, а так как происходит кристаллизация воды, то их несущая способность становится сравнимой со скальными породами.

Протекание этих физических явлений в многолетнемерзлых грунтах проявляется в виде таких геокриологических процессов, как солифлюкция, термоэрозия, термокарст, осадка, морозное пучение, морозобойное растрескивание, заболачивание местности.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.					17	109
Руковод.		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Консульт.								
Рук-ль		Шадрина А.В.						

Интенсивность геокриологических процессов зависит от множества факторов, характеризующих геотехническую систему «трубопровод – грунт», но зачастую приводит к возникновению аварийной ситуации значительно раньше, чем остальные процессы, осложняющие трубопроводный транспорт нефти. Поэтому при реализации проектов по прокладке магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов большое внимание должно быть уделено обеспечению их инженерной защиты за счет внедрения специфических технических решений при строительстве и постоянного мониторинга состояния нефтепровода и грунтов основания с соответствующей реакцией на его изменение в процессе эксплуатации.

В связи с этим, изучение особенностей инженерной защиты нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов является актуальным исследовательским направлением, которым занимается большое количество российских и зарубежных научных коллективов.

## **1.1 Определение аномальных геолого-климатических условий на примере месторождения Красноярского края**

### **Топографическая характеристика трассы**

В административном отношении Сузунское месторождение расположено в Таймырском (Долгано-Ненецком) муниципальном районе Красноярского края на землях с/х назначения (пастбища) в аренде ОСПК «Сузун» и землях лесного фонда Дудинского участкового лесничества.

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

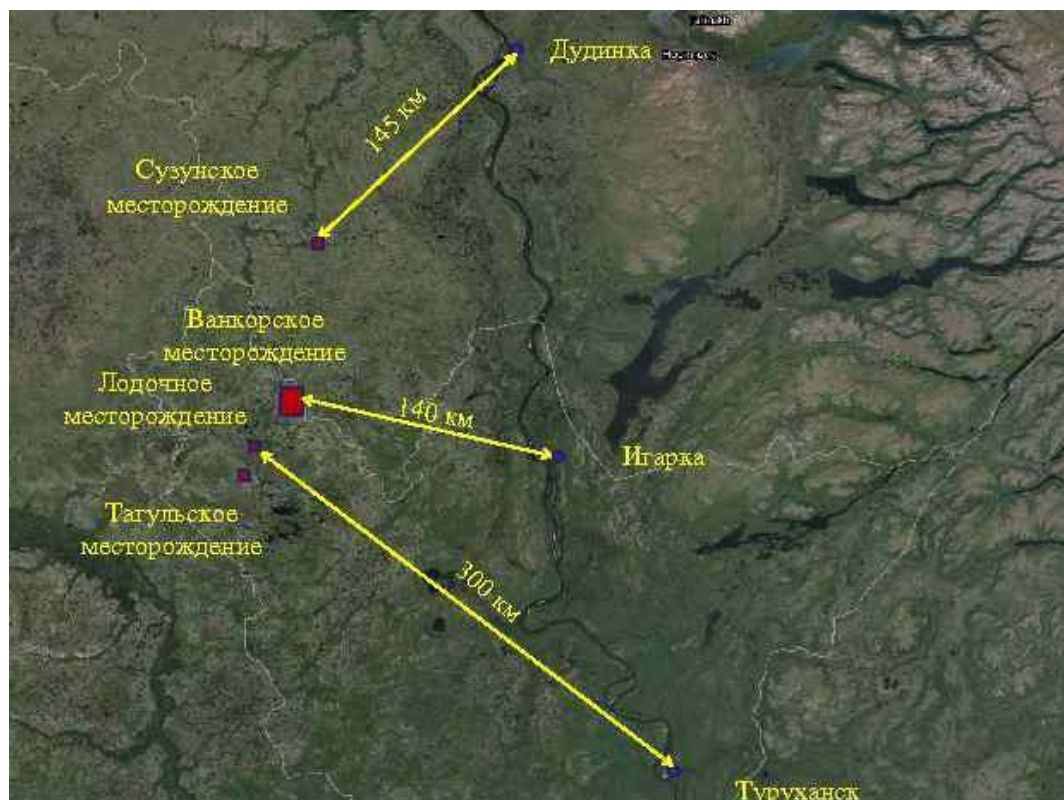


Рисунок 1 – Сузунское месторождение на карте.

Ближайшие к месторождению населённые пункты – города Дудинка и Игарка – находятся в ста пятидесяти километрах северо-восточнее и в ста шестидесяти километрах юго-восточнее района работ соответственно.

Естественный рельеф территории равнинный и представляет собой плоскую заболоченную равнину. Территория месторождения находится в зоне распространения вечной мерзлоты мощностью до 250 м с отдельными таликами в долинах под руслами рек и больших озер.

По климатическому районированию Сузунское месторождение расположено на условной границе между Атлантической областью Арктического климатического пояса и Атлантической областью Субарктического климатического пояса.

Основная черта климата – резкая континентальность, которая проявляется в больших различиях между температурами зимы и лета, а также между дневными и ночными температурами. Зима продолжительная суровая с сильными морозами и ветрами. Летний сезон короткий холодный и дождливый.

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Характерны частая и резкая смена погоды, неопределенность общеустановленных сезонов, очень короткий безморозный период.

Участок в административном отношении расположен в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе и Туруханском районе Красноярского края. Ближайшие населённые пункты от района изысканий: на севере — пос. Тухарт (105 км), пос. Усть-Порт (171 км), на северо-востоке — г. Дудинка (150 км), на юго-востоке — г. Игарка (175 км), на юго-западе - с. Газсале (226 км). В районе изысканий отсутствуют железные и внешние автомобильные дороги, дорожная сеть представлена автозимниками и внутримысловой дорогой. Доставка грузов в зимний период возможна по автозимникам, в летний период — речным транспортом. Круглогодичное сообщение возможно воздушным транспортом, в районе работ имеется обустроенная вертолётная площадка. Ближайшая железнодорожная станция, имеющая погрузочно-разгрузочные площадки — Коротчаево. Железнодорожная станция Коротчаево находится в 350 км к юго-западу от участка. От ст. Коротчаево до Заполярного месторождения, расположенного северо-восточнее, имеется автодорога с твёрдым покрытием протяжённостью двести километров. От Заполярного месторождения до Сузунского месторождения проезд возможен по зимнику, проходящему через Русско-Реченское месторождение до Ванкорского месторождения. Расстояние по автозимнику, от автодороги с твёрдым покрытием до поворота на Сузунское месторождение, составляет 220 км, далее до месторождения - 160 км. Территория Сузунского и Ванкорского месторождений, между которыми определена трасса проектируемого нефтепровода, расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины на границе со Среднесибирским плоскогорьем. В орографическом отношении изучаемая территория расположена соответственно к востоку и к западу от центральной части Нижнеенисейской возвышенности, прослеживающейся с севера на юг вдоль западной границы левобережного бассейна нижнего Енисея. По природному районированию территория расположена на условной границе двух характерных подрайонов северо-

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

восточной окраины Западно-Сибирской равнины: Гыданьско-Енисейской холмисто-грядовой тундровой равнины и Туруханской озёрно-холмистой лесотундровой равнины. Преобладающая растительность — мохово-ягельная с участками леса и редколесья. Естественный рельеф изучаемой территории представляет собой плоскую заболоченную равнину. Положение территории в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и в зоне вечной мерзлоты определяет ее основные физико-географические особенности. Изучаемая территория трассы проектируемого нефтепровода проходит по Таймырскому (Долгано-Ненецкому) муниципальному району от Сузунского месторождения в южном направлении, где на 30 км пересекает р. Большая Хета, и далее идёт по территории Туруханского района в юго-восточном направлении, по землям запаса.

### **Инженерно-геологическая характеристика трассы**

В геоморфологическом отношении площадка расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины, граничащей со Средне-Сибирским плоскогорьем, на левобережье р. Енисей. Геологическое строение Категория сложности инженерно-геологических условий — III (сложная). В геологическом строении территории проведения изысканий, до исследуемой глубины 10,0-30,0 м участвуют следующие комплексы: — средне- и верхнеплейстоценовых морских и ледниково-морских отложений ермаковской свиты; — верхнеплейстоценовых и голоценовых аллювиальных и озёрно-аллювиальных отложений; — голоценовых биогенных отложений. Морские и ледниково-морские отложения ермаковской свиты, развиты повсеместно. Состав пород сложен суглинистыми грунтами, с прослоями супеси и песками от пылеватых до средней крупности с включениями гравия, гальки, реже валунов. На территории проведения изысканий ледниково-морские отложения встречены с глубины 1,3-10,7 м до 25,0 м, под толщей аллювия, и представлены мёрзлыми слабобльдистыми, реже льдистыми суглинками, глинами, супесью, а также песками от пылеватых до средней крупности. Мощность отложений составляет 4,3-13,7 м. Для отложений данного комплекса характерно включение гравия и

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гальки 5-15 %. Верхнеплейстоценовые и голоценовые аллювиальные и озёрно-аллювиальные отложения представлены песками пылеватыми и мелкими, супесями и суглинками. Криогенное строение отложений в разрезах с однородным песчаным составом характеризуется массивной криогенной текстурой, в супесях и суглинках наряду с массивной криотекстурой отмечается и слоисто-сетчатая криотекстура. На территории проведенных изысканий грунты данного комплекса находятся в твердомерзлом состоянии, и представлены пылеватыми и мелкими песками, супесями, реже суглинками. Залегают с поверхности и под современными органическими грунтами с глубины 0,7-1,2 м, мощность отложений данного комплекса составляет 1,7-14,1 м. Биогенные отложения имеют ограниченное распространение. Представлены торфом мерзлым сильнольдистым и залегают с поверхности до 0,7-1,2 м. На основании полевых и лабораторных исследований по типам, видам и разновидностям, встреченные в пределах изучаемой территории, до изученной глубины, отложения объединены в инженерно-геологические элементы (ИГЭ). На различных участках трассы были приняты три системы нумерации ИГЭУ. На участке трассы нефтепровода, примыкающем к Ванкорскому месторождению и проходящему по нему (км 73,5 — конец трассы) нумерация ИГЭ выполнена на основе единой нумерации принятой по Ванкорскому месторождению.

### **Метеорологическая и климатологическая характеристики**

По климатическому районированию территория проектирования расположена на условной границе между Атлантической областью Арктического климатического пояса и Атлантической областью Субарктического климатического пояса. Климат территории в значительной степени сформирован следующими факторами: географическому положению в высоких широтах, близостью Арктического бассейна, влиянием арктических и атлантических воздушных масс, характером рельефа. Основная черта климата — резкая континентальность, которая проявляется в больших различиях между температурами зимы и лета, а также между дневными и ночными температурами. Зима продолжительная суровая с сильными морозами и ветрами.

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Летний сезон короткий холодный и дождливый. Рассматриваемый район расположен в северной строительно-климатической зоне, в климатическом подрайоне ТЪ (СНиП 23-01-99\*). Район территории по воздействию климата на технические изделия и материалы по ГОСТ 16350-80 — 11, (очень холодный).

По данным метеостанций среднегодовая температура воздуха составляет минус 9,5 °С. Наиболее холодный месяц — январь со среднемесячной температурой минус 27,9 °С и с абсолютной минимальной температурой минус 55,5 °С. Наиболее теплый месяц — июль со среднемесячной температурой плюс 14,2 °С и с максимальной температурой плюс 32,3 °С. Расчётная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 — минус 50 °С, обеспеченностью 0,98 — минус 53 °С.

Абсолютная минимальная температура воздуха - минус 56 °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период — минус 15,1 °С.

Продолжительность отопительного периода - 292 суток.

Среднегодовое количество осадков — 458 мм, большая часть их приходится на летнее время. Максимум месячных осадков приходится на апрель-октябрь — 352 мм, а минимум осадков выпадает в феврале-марте — 38 мм. Устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября и держится до конца мая. Мощность снежного покрова изменяется от 0,87 до 1,53 м. Расчетная высота снежного покрова — 0,51 м. По весу снегового покрова — УГ район, расчётное значение веса снегового покрова - 4,0 кПа (СНиП 2.01.07-85\* «Нагрузки и воздействия»). В районе изысканий господствующее направление ветра — южное, средняя скорость ветра — 3,4 м/с. В январе скорость ветра достигает максимальных величин — 3,8 м/с, в марте скорость ветра уменьшается и составляет 2,9 м/с. По давлению ветра — Ш район, нормативное значение ветрового давления — 0,38 кПа (СНиП 2.01.07-85\* «Нагрузки и воздействия»).

## **1.2 Способы прокладки трубопроводов**

### **Подземный нефтепровод**

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наиболее распространенным способом сооружения магистральных нефтепроводов является подземная прокладка в траншее, однако в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов имеется ряд существенных ограничений. Вопросам подземной прокладки нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах посвящено значительное число диссертаций, над которыми работали ученые ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» [2, 3], Тюменского государственного нефтегазового университета [4], Архангельского государственного технического университета [5], Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина [6].

В научных работах часто встречается исследование подземной прокладки нефтепроводов в вечномёрзлых грунтах. Согласно исследованиям, при транспортировке горячей нефти происходит растепление вмещающего грунта и, как следствие, образование провалов, термокарстовых озёр, а также возможно заболачивание территории. При транспортировке нефти, при температуре, не допускающей такого процесса, как растепление, может произойти обратный процесс, связанный с морозным пучением. При таких изменениях в трубопроводе возникают напряжения, которые недопустимы для его безаварийной эксплуатации

Осадка нефтепровода при подземной прокладке происходит под воздействием вертикальных нагрузок. При этом происходит уменьшение объёма льда, отход паровой воды и, как следствие, уплотнение грунта за счёт собственного веса, а также веса трубы. Схема такого процесса представлена на рисунке 1 [7].

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



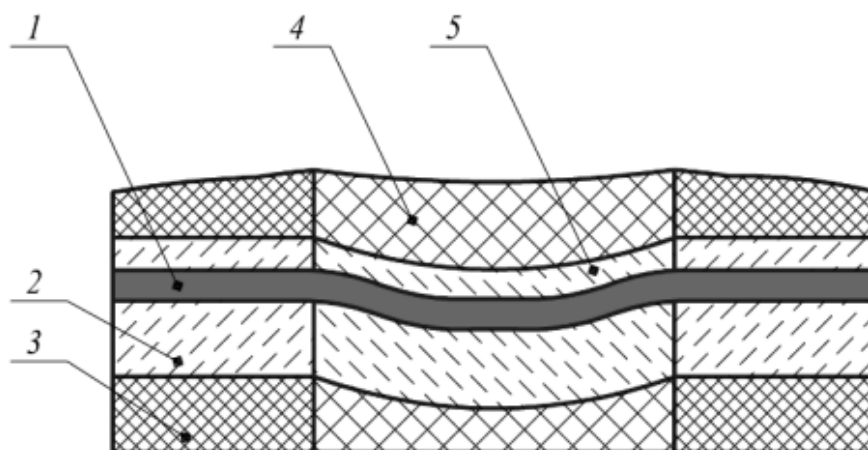


Рисунок 2 – Схема осадки подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непросадочный грунт; 3 – мёрзлый непросадочный грунт; 4 – мёрзлый просадочный грунт; 5 – оттаявший просадочный грунт

Согласно научным источникам, просадка грунта при эксплуатации нефтепровода в криолитозоне встречается довольно редко. Это связано с необходимостью наличия ряда факторов. Итак, вес тела трубы, перекачиваемого продукта и грунта засыпки должны превышать выталкивающую силу воды, а также транспортировка продукта должна осуществляться при температуре, вызывающей растепление грунта.

Всплытие нефтепровода – это перемещение трубы вверх под действием выталкивающей силы в обводненных грунтах, потерявших несущую способность. Развитие данного процесса может привести к выходу трубопровода на дневную поверхность и его оголению. Схема всплытия подземного нефтепровода представлена на рисунке 2 [7].

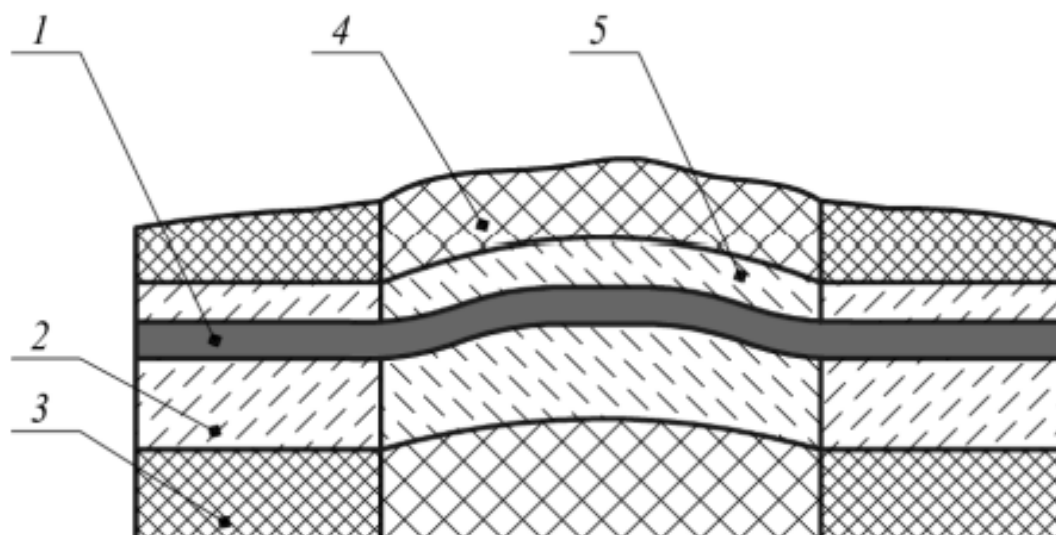


Рисунок 3 – Схема всплытия подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший необводненный грунт; 3 – мёрзлый необводненный грунт; 4 – мёрзлый обводненный грунт; 5 – оттаявший обводненный грунт

Что касается всплытия нефтепровода, тут же, наоборот, масса трубы, продукта и грунта засыпки не должны превышать выталкивающую силу воды, а температура перекачки также должна быть довольно высокой для наступления процесса растепления. Обычно этот процесс происходит при наличии цепочки термокарстовых озёр, однако является достаточно редким явлением и больше относится к газопроводам, ввиду массы перекачиваемого продукта, а также к сооружённым нефтепроводам, на которых проводятся испытания.

Поэтому опыт исследования изменения проектного положения подземных газопроводов при всплытии, полученный в Тюменском государственном нефтегазовом университете [8] и ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» [9-11], может быть полезен и применительно к транспорту нефти.

В случае перекачки нефти при пониженных температурах, когда вокруг трубы не формируется постоянный ореол оттаивания, возникает опасность проявления сил морозного пучения. Схема пучения подземного нефтепровода представлена на рисунке 3 [7].

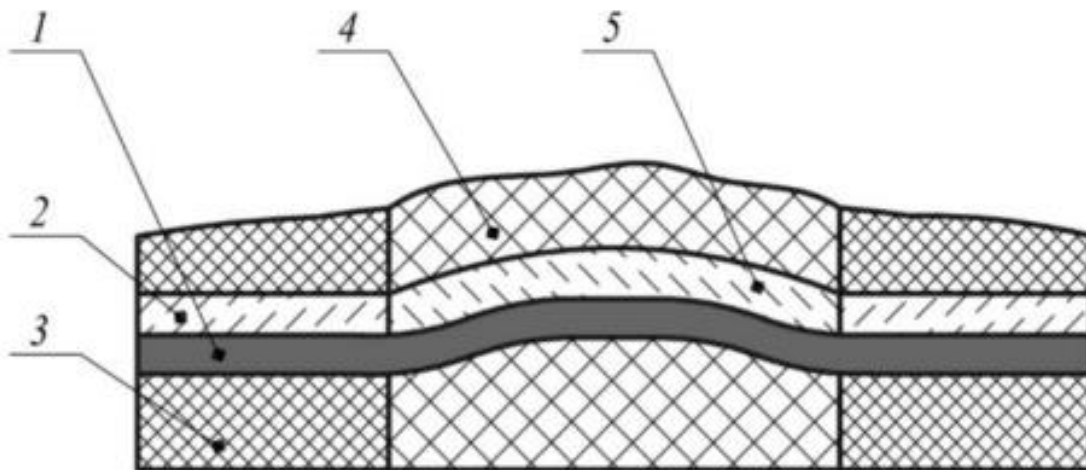


Рисунок 4 – Схема пучения подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непучинистый грунт; 3 – мёрзлый непучинистый грунт; 4 – мёрзлый пучинистый грунт; 5 – оттаявший пучинистый грунт

Морозное пучение представляет собой наиболее опасное явление, чем растепление. Направление промерзания грунтов может быть как из толщи земли, от уже промёрзшего грунта, так и от поверхности земли из-за отрицательных температур. Определить это направление довольно сложно, так как перекачки продукта при низкой температуре также может влиять на промерзание грунта. Опасность этого процесса связано с расширением грунта при кристаллизации воды и соответственно сильнейшем механическом воздействии на трубопровод. Однако данный процесс по своей природе встречается не часто, так как перекачка нефти в основном производится при высокой температуре.

Исследованию процессов пучения грунтов оснований подземных газопроводов посвящено множество научных работ, выполненных коллективами Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН [12], Института проблем нефти и газа СО РАН [13], ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» [2], ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» [10], опыт которых может быть полезен в случае проектирования подземных трубопроводов, транспортирующих нефть при пониженных температурах.

В настоящее время существует ряд защитных мер, применяемых при прокладке нефтепровода подземным способом в таких геолого-климатических условиях.

- кольцевая тепловая изоляция трубопровода;
- тепловая изоляция из плит, укладываемых на дно траншеи;
- замена льдистого грунта в основании траншеи;
- активная термостабилизация грунтов с помощью сезонно-действующих охлаждающих устройств;
- устройство вертикальных компенсаторов за счет упругого изгиба трубопровода;
- балластировка трубопровода;
- установка подземных опор под трубопровод;
- установка подземных опор с подвеской трубопровода.

Тепловая изоляция труб является наиболее распространённым способом защиты трубопровода при подземной прокладке от воздействия нагрузок в результате таяния и замерзания грунтовых вод. Это связано с низкой теплопроводностью материалов изоляции. Особенности применения тепловой изоляции посвящены научные работы, выполненные в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина [6] и ООО «НИИ ТНН» [14], в них отмечается относительная простота и эффективность использования данного способа инженерной защиты подземных нефтепроводов, прокладываемых в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Ещё одним способом защиты выступает насыпь песчаных пород в основании траншеи на расчётную глубину. Такой способ позволяет сократить возможные деформации за счёт постоянства песчаной насыпи. Таким образом, прекращается взаимодействие трубопровода с вечномерзлыми грунтами.

Опыт применения данного способа инженерной защиты описан в исследовательских работах, выполненных совместно научными коллективами ООО «НИИ ТНН», ОАО «Гипротрубопровод» и ОАО «АК «Транснефть» [15-17], а также специалистами ООО «Транснефть – Восток» [18].

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Также, очень эффективным способом защиты трубопроводом при подземной прокладке являются термостабилизаторы, конструктивно состоящие из гильзы, в которой находится незамерзающая жидкость. В неё помещается трубка с испарителем, в котором находится хладагент. Принцип работы основан на выпаривании тепла на открытый воздух при его конвективном замещении холодным. Данный способ также является довольно дорогостоящим.

Наиболее технологичным способом защиты из всех предложенных выступают сезонно-действующие охлаждающие устройства. Их применение целесообразно при отсутствии возможности прокладки нефтепровода надземным способом, а также при наличии термокарстовых озёр с большим количеством ледяных включений. Такой способ является очень дорогостоящим, поэтому не имеет широкого применения.

Установка вертикальных компенсаторов применима на участках с вечной мерзлотой островного типа. Их устанавливают для сокращения критических напряжений, действующих в нефтепроводе за счёт упругого изгиба.

Говоря о балластировке, данный метод применим при большом количестве на территории прокладки нефтепровода термокарстовых озёр, а также на заболоченной местности. Его функциональной особенностью является противодействие силам выталкивания воды. При этом на трубопровод устанавливаются различного рода пригрузы, или же возможно применение анкеров для предотвращения всплытия нефтепровода.

Касательно сооружений подземных опор, следует отметить, что это процесс является очень трудоёмким и дорогостоящим. При таком методе прокладка производится как подземным, так и наземным способом. Однако, его применение полностью исключает возможность перемещения нефтепровода при пучениях и растеплениях, даже при перекачке горячей нефти. Его применение актуально только в случае недостаточной эффективности остальных методов.

Для оценки воздействия подземного нефтепровода на вмещающие многолетнемерзлые грунты производят прогнозные расчеты ореолов оттаивания, перемещения и напряженно-деформированного состояния

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода. Исследованию и совершенствованию методик расчетов посвящены работы научных коллективов ООО «НИИ Транснефть» [24], ОАО «Гипротрубопровод» [25], ООО «Симмэйкерс» [26], ОАО «Гипротюменнефтегаз» [19, 27-29]. Результаты указывают на целесообразность применения современных программных комплексов, осуществляющих расчеты численными методами.

Во всех перечисленных исследованиях делается акцент на особой важности достоверности используемых исходных данных, что говорит о необходимости повышения требований к качеству инженерных изысканий, а также обеспечения непрерывного мониторинга состояния нефтепровода и грунтов основания. Примером может служить система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, разработанная научным коллективом ООО «НИИ Транснефть» [30] совместно со специалистами ОАО ЦТД «Диаскан» [31] и успешно внедренная на объектах трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».

### **Наземный нефтепровод**

Наземная прокладка магистральных трубопроводов встречается крайне редко и чаще всего применяется при трубопроводном транспорте газа. Однако группой ученых Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина [32] было предложено инновационное решение по наземной прокладке магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Прокладку нефтепровода предлагается осуществлять с использованием специальных грунтовых модулей, устанавливаемых на поверхность слабонесущего грунта. Грунтовые модули представляют собой ячеистую конструкцию из технической ткани, заполненную местными уплотненными грунтами. Сверху наносится защитный песчаный слой толщиной 50 – 100 мм, на который укладывается нефтепровод.

Размеры ячеек подбираются с учетом требуемой несущей способности грунтового основания под действием статических и динамических нагрузок

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отвеса трубопровода, снежного покрова, оледенения и т.д. Толщина грунтового модуля рассчитывается из условия минимизации теплового воздействия нефтепровода на грунты основания.

Основным геокриологическим процессом, осложняющим эксплуатацию наземного магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, является осадка при растеплении грунтового основания. Ее величина обычно значительно меньше, чем при подземной прокладке, однако все равно может превышать предельно допустимые значения. Схема осадки наземного нефтепровода представлена на рисунке 4 [7].

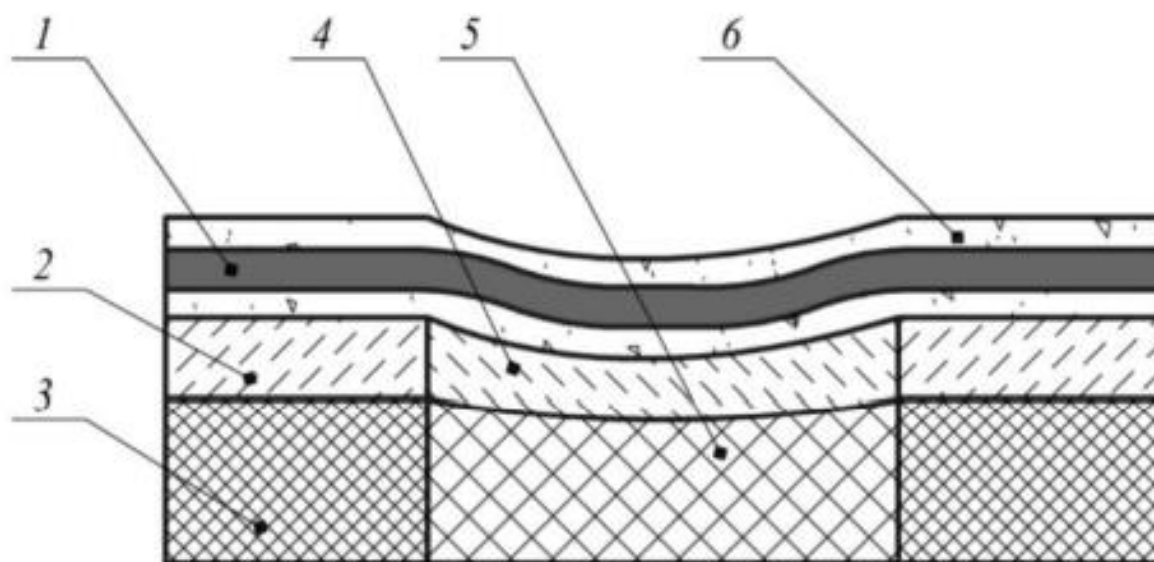


Рисунок 5 – Схема осадки наземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непросадочный грунт; 3 – мерзлый непросадочный грунт; 4 – оттаявший просадочный грунт; 5 – мерзлый просадочный грунт; 6 – песчаная насыпь

Для решения данной проблемы предлагается использовать кольцевую тепловую изоляцию нефтепровода в качестве основного теплоизолирующего экрана, а грунтовый модуль – в качестве дополнительного экрана, рассчитывая его толщину с учетом ограничения по максимальной осадке.

Для компенсации температурных деформаций наземного нефтепровода прокладку следует осуществлять зигзагообразно или прямолинейно со слабоизогнутыми участками. Ширину грунтовых модулей определяют из

условия максимально возможных поперечных перемещений нефтепровода при деформации.

Описанная технология прошла успешное испытание на объектах линейной части трубопроводной системы «Пурпе – Самотлор». Грунтовые модули служили основанием для технологических дорог на участках с болотами I и II категории и зарекомендовали себя с самой лучшей стороны.

Авторы заявляют о том, что положительный опыт применения грунтовых модулей в качестве вдольтрассовых проездов указывает на возможность их использования при наземной прокладке магистральных нефтепроводов в криолитозоне.

### **Надземный нефтепровод**

Итак, надземный способ прокладки, по определению, является наименее применяемым, однако в районах распространения вечномерзлых грунтов такой способ позволяет исключить взаимодействие трубопровода с грунтом, и соответственно все вытекающие из этого последствия.

Авторы научных исследований, проведенных в ОАО «АК Транснефть» [15] и ООО «НИПИнефтегазстройдиагностика» [33], считают надземную прокладку основным способом сооружения магистральных нефтепроводов в криолитозоне.

При надземной прокладке предполагается расположение трубопровода на свайных опорах. Они могут состоять из двух, четырёх и восьми стоек. Существует 3 вида конфигурации, в зависимости от ограничений, которые необходимо задать трубопроводу. Итак они бывают свободно-подвижные, продольно подвижные и неподвижные для жёсткого крепления. Подвижность опор необходима для компенсации температурных деформаций, для чего также выступает сооружение компенсаторов, и прокладка нефтепровода производится зигзагообразно.

Опасность воздействия криологических процессов на опоры заключается в тепловом взаимодействии обсадных труб свай с грунтов в следствие их высокой теплопроводности. Из-за этого, происходит таяние грунта на глубину,

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



превышающую мощность деятельного слоя. Как следствие, такие процессы приходят к растеплению грунтов и просадке и пучению свайных опор.

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. Схема осадки свай основания надземного нефтепровода представлена на рисунке 5.

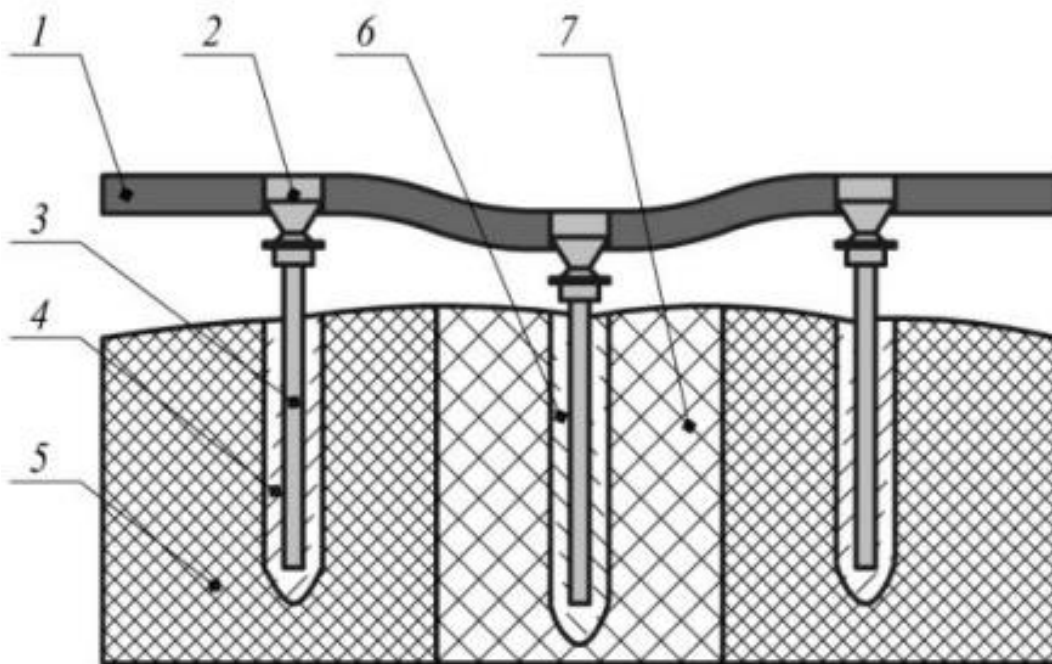


Рисунок 6 – Схема осадки свай основания надземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – опора; 3 – свая; 4 – оттаявший непросадочный грунт; 5 – мерзлый непросадочный грунт; 6 – оттаявший просадочный грунт; 7 – мерзлый просадочный грунт

Однако, процессы, связанные с осадкой свайных опор, являются наименее опасными, чем морозное пучение. При наступлении холодного времени года, грунтовые воды начинают замерзать, увеличивается общий объём грунта и происходит выдавливание опор. Согласно исследованиям [34], при морозном пучении величина вертикальных перемещений может превышать 150 мм в год. Таким образом, при многолетнем накоплении деформаций, могут возникнуть последствия, связанным с наличием напряжений в трубопроводе, превышающих пределы для безаварийной работоспособности. Схема пучения свай основания надземного нефтепровода представлена на рисунке 6.

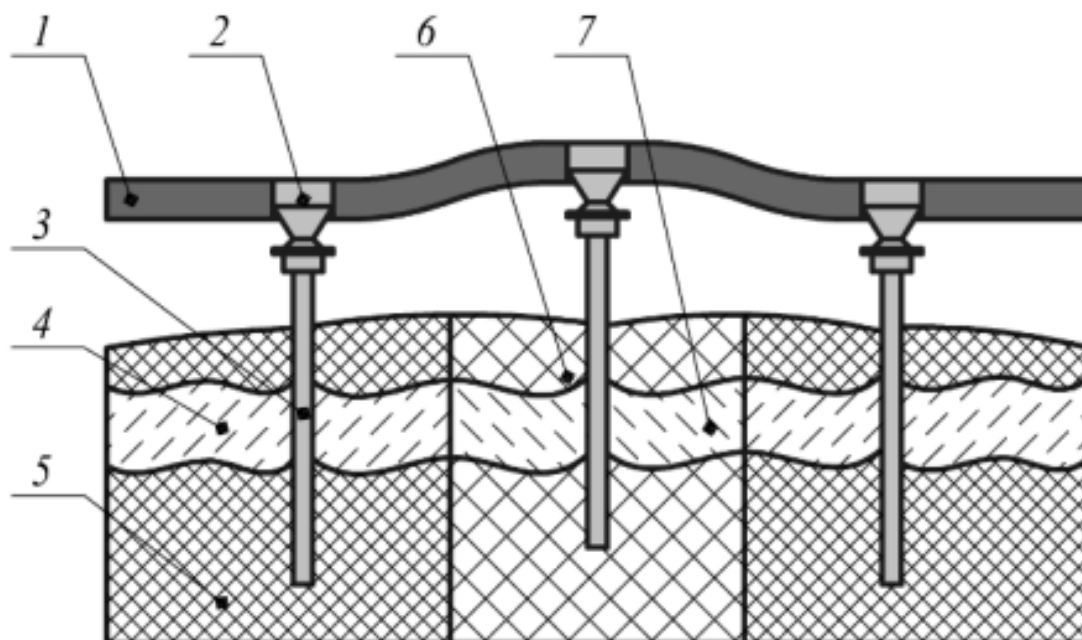


Рисунок 7 – Схема осадки свай основания надземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – опора; 3 – свая; 4 – оттаявший непучинистый грунт; 5 – мёрзлый непучинистый грунт; 6 – мёрзлый пучинистый грунт; 7 – оттаявший пучинистый грунт

Для защиты надземных нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в настоящее время применяются следующие технические решения:

- активная термостабилизация грунтов с помощью сезонно-действующих охлаждающих устройств;
- увеличение длины свай основания трубопровода.

По конструкции, сезонно-действующие охлаждающие устройства для термической стабилизации, применяемые при надземной прокладке не имеют резкого отличия от тех, что применяются при подземной прокладке. Разница заключается только в том, что сам термостабилизатор расположен не в грунте, а внутри свайных опор. Исследованию данного вопроса посвящена работа [35]. В ней отмечается, что такие устройства позволяет удерживать несущую способность грунта по всей глубине на всём протяжении теплого периода года, за счёт отвода тепла на открытый воздух. Принцип работы данных устройств аналогичен тем, что используются при подземной прокладке трубопровода.

Таким образом, применение сезонно-действующих охлаждающих устройств сводится к тому, что зона их действия ограничивается исключительно деятельным слоем, в котором прекращаются процессы фазового перехода. Для получения исключительно положительного результата, то есть сокращения перемещения свай в результате пучения и просадки необходимо производить закладку свай на глубину, при которой силы трения сваи о грунт будут превышать силы давления при морозном пучении и позволят сохранить проектное положение свайных опор.

С целью контроля напряженно-деформированного состояния надземных нефтепроводов учеными из Тюменского государственного нефтегазового университета [36], Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Надым» [34] и ОАО «Гипротюменнефтегаз» [37] были разработаны методики, позволяющие по величине деформаций основания нефтепровода сделать вывод о том, перешел ли он в предельное состояние или нет. Благодаря этому имеется возможность с помощью относительно несложной процедуры нивелирования получить данные о потенциальной аварийной опасности участков надземных нефтепроводов и принять меры по их защите.

### **1.3 Отечественный и зарубежный опыт**

Более 60% площади Российской Федерации относится к районам распространения многолетнемерзлых грунтов. Освоение нефтегазовых месторождений и строительство трубопроводов на таких территориях требует сложных технических решений и больших материальных затрат, чем в традиционных районах добычи: Татарстане, Башкирии, Западной Сибири. По этой причине первый отечественный опыт строительства магистрального нефтепровода в районах, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов, появился лишь в середине 2000-х годов с началом сооружения нефтепровода для поставки нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Немного позже на фоне падения уровня добычи нефти в традиционных районах началось освоение новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края и параллельное развитие сети северных магистральных нефтепроводов. Примером такого проекта является магистральный нефтепровод «Заполярье – Пурпе – Сомотлор».

Наиболее известным и масштабным зарубежным проектом по строительству трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов является построенный в 1970-х годах магистральный нефтепровод «Аляска». Это был первый мировой опыт по сооружению такого объекта в столь сложных природных условиях. Для его реализации потребовалось создание новых технических решений, которые стали примером и основой для всех последующих проектов, реализуемых в подобных условиях.

Китайские трубопроводы «Мохэ – Дацин» и «Голмуд – Лхаса» являются проектами по обеспечению нефтью и нефтепродуктами внутренних районов страны. Их трассы проходят по районам распространения континентальной и высокогорной многолетней мерзлоты соответственно, что требует применения определенных защитных мер.

					1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в аномальных геолого-климатических условиях	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Описание объекта исследования

### 2.1 Общие сведения о линейной части исследуемого объекта

В качестве объекта исследования выбран межпромысловый нефтепровод «[REDACTED]», пролегающий в районах распространения многолетней мерзлоты. Межпромысловый нефтепровод пролегает от площадки УПН «[REDACTED]» на площадку СИКН «[REDACTED]» по территориям Туруханского района и Таймырского (Долгано-Ненецкого) муниципального района Красноярского края.

Основные технические характеристики нефтепровода представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики нефтепровода

Наименование	Значение
Длина нефтепровода с учётом компенсаторов, км	[REDACTED]
Диаметр нефтепровода, мм	[REDACTED]
Толщина стенки, мм	[REDACTED]
Давление на выходе из УПН «Сузун», РН, МПа	[REDACTED]
Температура на выходе из УПН «Сузун», °С	[REDACTED]
Расчётный срок эксплуатации нефтепровода, год	[REDACTED]

Рассматриваемый межпромысловый нефтепровод предназначен для транспортировки средневязкой, высокопарафинистой, малосмолистой нефти Сузунского месторождения, подготавливаемой на УПН «[REDACTED]» до товарной кондиции, по нефтепроводу DN 500 на площадку СИКН «[REDACTED]», далее — по нефтепроводу [REDACTED] до точки врезки в резервуарный парк [REDACTED]

Пропускная способность нефтепровода соответствует максимальному уровню добычи нефти [REDACTED]

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			2. Описание объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					37	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

Нефтепровод классифицирован как промышленный — II класса и III категории, но в связи с прокладкой по территории распространения многолетнемёрзлых грунтов, теряющих при оттаивании несущую способность, нефтепровод отнесён ко II категории.

Качество нефти, подготавливаемой до товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТР 51858-2002, соответствует классу 1, Тип 0(1), группа 1, вид 1, со параметрами, представленными в таблице 2:

Таблица 2 – Характеристика перекачиваемой нефти

Наименование	Значение
Массовая доля воды, %	██████████
Давление насыщенных паров, кПа	██████████
Массовая доля сероводорода, ppm	██████████
Массовая доля парафина, %	██████████
Массовая доля серы, %	██████████
Плотность нефти, кгс/см <sup>3</sup>	██████
Обводнённость нефти, %	██████████
Вязкость при температуре 20 °С, сСт	██████████

Температура кристаллизации парафина — 48 °С. Температура застывания перекачиваемой нефти минус 5 °С принята на основании анализа проб из пласта Нх-1 нижнехетской свиты.

Способ прокладки трубопровода – надземный на отдельно стоящих опорах с Z и П – образными компенсаторами.

Таблица 3 – Характеристика стали

Класс прочности	Марка стали	Эквивалент по углероду, не более	Временное сопротивление разрыву, Н/мм <sup>2</sup>	Предел текучести, Н/мм <sup>2</sup>	Ударная вязкость, KCU <sub>-60°C</sub> , Дж/см <sup>2</sup>	
					основной металл	сварной шов и зона термического влияния
					минимальное	минимальное
K56	09Г2ФБ	0,43	550	410	39,2	39,2

Исходя из условий защиты трубопровода от температурных деформаций при тепловом удлинении по трассе предусмотрено применение [REDACTED]. Для естественной компенсации также используются местные повороты трассы. [REDACTED] применены на участках подсоединения нефтепровода узла приёма СОД км [REDACTED]. На участке от УПН «[REDACTED]» до км [REDACTED] применены Z-образные компенсаторы с отводами радиусом 5DN. Для уменьшения сопротивления прохождения СОД угол боковой грани компенсатора с осью трубопровода принят [REDACTED]. В соответствии с расчётами в программе «Старт» длина температурного блока с [REDACTED] компенсатором в среднем составляет [REDACTED], вылет компенсатора составляет [REDACTED] по оси нефтепровода.

Расчётный пролёт для трубы [REDACTED] мм составляет [REDACTED] м. Минимальная температура замыкания надземного трубопровода принята [REDACTED]. Все опоры применены заводского изготовления. В конце и в начале температурного блока предусмотрена установка неподвижных опор.

Неподвижные опоры изготавливаются с катушкой под приварку. Наружный диаметр и класс прочности стали катушки должны соответствовать характеристикам нефтепровода. После сварки неподвижные опоры подвергаются термической обработке и теплоизолируются в заводских условиях.

Неподвижная опора за счёт подкладок для регулировки проектного положения может изменять угол наклона от [REDACTED]. Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры предусмотрены установкой на подставку — ложемент с шарниром и могут изменять уклон наклона от [REDACTED]

В свайных фундаментах использованы:

— стальные трубы [REDACTED] с закрытым коническим концом для буроопускных свай. Длина свай назначена с учётом конкретных геологических условий. Опоры под трубопроводы — двухстоечные с траверсами из прокатных профилей. В качестве стоек предусмотрены свай-

					2. Описание объекта исследования	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубы диаметром [REDACTED] для опор высотой [REDACTED] и свай-трубы диаметром [REDACTED] для опор высотой [REDACTED]. Опоры четырёхстоечные [REDACTED] — с траверсами из прокатных профилей. В качестве свай-трубы диаметром 325x10 мм. Неподвижные опоры — четырёхстоечные на свайных фундаментах диаметром [REDACTED] для опор [REDACTED] для опор высотой [REDACTED], воспринимающими горизонтальные. Опоры под компенсаторы — двухстоечные с траверсами из прокатных профилей, шаг и количество опор предусмотрено в зависимости от диаметров трубопроводов и вылета компенсатора.

## 2.2 Типы используемых компенсаторов

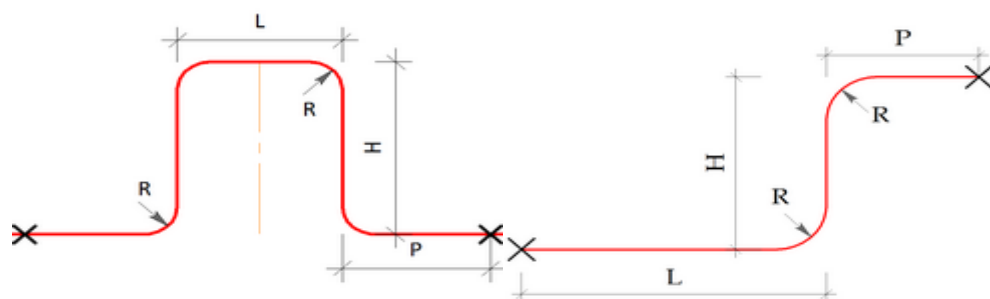
Компенсатор представляет собой устройство, которое предотвращает опасную деформацию или разрушение трубопровода, компенсируя возникающие в нем перемещения и нагрузки.

Самокомпенсация – способность трубопровода самостоятельно компенсировать удлинения или укорачивания участка трубопровода за счет конфигурационных особенностей и упругих свойств материала трубы. Примерами участков с самокомпенсацией являются повороты или изгибы линии трубопровода. Они имеют эластичную конструкцию, позволяющую трубопроводу удлиняться без перенапряжения металла. При невозможности использовать самокомпенсацию либо для необходимого повышения компенсирующей способности трубопровода устанавливают специальные устройства – компенсаторы. Наиболее часто применяют П-, Г-, Z- образный и трапецеидальный компенсаторы.

На исследуемом межпромысловом нефтепроводе предусмотрено сооружение компенсаторов двух типов: Z – Образный и П – образный. Схемы таких компенсаторов представлены на рисунке.

					2. Описание объекта исследования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





а) П-образный;

б) Z-образный;

Рисунок 8 – Типы компенсаторов (H - вылет компенсатора, м; L - ширина компенсатора, м; P – плечо компенсатора, м; R - радиус поворота оси, м)

### 2.3 Анализ решений по повышению надёжности и долговечности термокомпенсационных блоков

Рассматриваемый межпромысловый нефтепровод введён в эксплуатацию в 2015 году, а его проектирование начато в 2012, соответственно рассмотрение существующих на данный момент разработок было невозможным. Итак, в 2014 году был опубликован патент с новым конструктивным решением компенсатора.

- Патент RU 141422 U1 «Дугообразный компенсатор для трубопровода».

Он представляет собой трубы холодного гнущья или отводы заводского изготовления с радиусом изгиба более пяти наружных диаметров. Такой размер предназначен для возможности беспрепятственного прохождения очистных устройств. Схема представлена на рисунке 9.

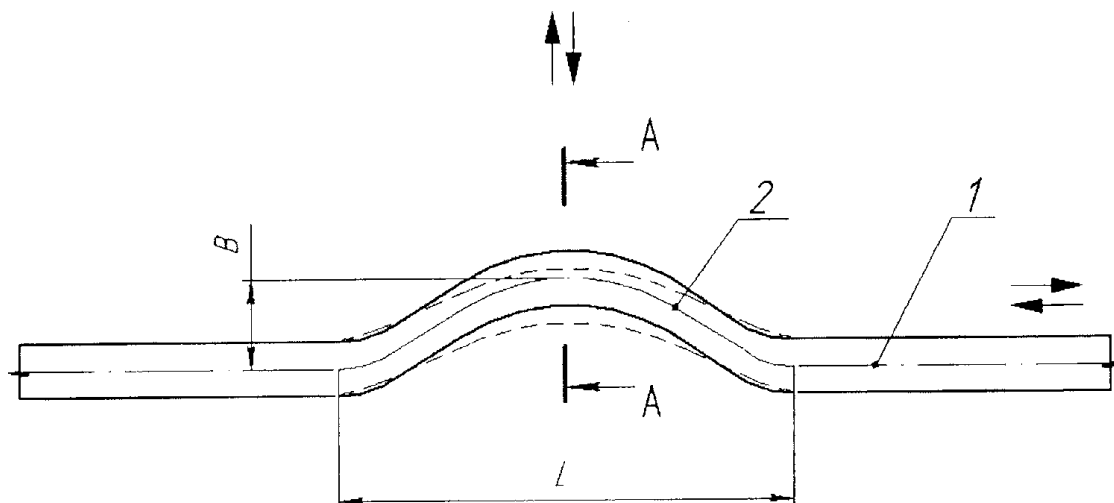


Рисунок 9 – Схема дугообразного компенсатора (1 – основной трубопровод; 2 – дугообразный компенсатор, L – длина компенсатора, B – вылет компенсатора)

Особенность такого конструктивного решения является равномерное распределение нагрузок, действующих на него, а также высокий показатель компенсационной способности. Длина такого компенсатора может быть от 50 до 150 метров, а ширина от 20 до 50 метров. Размеры подбираются в зависимости от территории прокладки и диаметра трубопровода. Однако возможным недостатком можем выступать высокая трудоёмкость монтажа. Что касается монтируемых опор, особого отличия от других компенсаторов не выделено.

Ранее было отмечено, что на нефтепроводе «Сузун - Ванкор» получили своё применение П- и Z-образные компенсаторы. Поэтому, для оценки эффективности применения данной технологии необходимо произвести расчёт напряжённо-деформированного состояния рассматриваемых термокомпенсационных участков, дать оценку величины металлоёмкости и определить эффективность применения предлагаемой технологии.

### 3. Расчётная часть

В данной главе проведён анализ напряжённо-деформированного состояния исследуемых объектов: П-образного, Z – образного, а также предлагаемого дугообразного компенсаторов.

Анализ состоит из двух этапов:

- 1) Построение CAD – модели в программе Autodesk Inventor по заданным параметрам.
- 2) Анализ напряжённо-деформированного состояния моделей в программном комплексе Ansys Workbench.

Характеристики компенсаторов приведены в таблице 1. Длина используемых на нефтепроводе компенсационных участков принята 100 метров. Вследствие конструкционной особенности дугообразного компенсатора, длина участка принята 200 метров.

Таблица 3 – Характеристики исследуемых объектов

Параметр	Единица измерения	П - образный компенсатор	Z - образный компенсатор	Дугообразный компенсатор
Класс прочности/ марка стали		K56/09Г2СБ		
Диаметр трубопровода	мм		■	
Толщина стенки	мм		■	
Вылет компенсатора	м	■	■	■
Длина полки	м	■		
Радиус скругления	м	■	■	■
Угол поворота оси трубопровода	градусы	■	■	■
Длина компенсатора	м	■	■	■
Плечо компенсатора	м	■	■	■

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			3. Расчётная часть			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.							43	109	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01			
Рук-ль		Шадрина А.В.									

### 3.1 CAD – модели используемых компенсаторов

При построении модели исключено детальное создание опор участка с целью упрощения и удобства проведения анализа НДС. Также, согласно документации, прочность сварного шва и зоны термического влияния равна прочности основного металла трубы, поэтому конструкция смоделирована одним целым, без учёта сварных швов. На рисунке 8 представлено сечение трубопровода, наружным диаметром ██████.

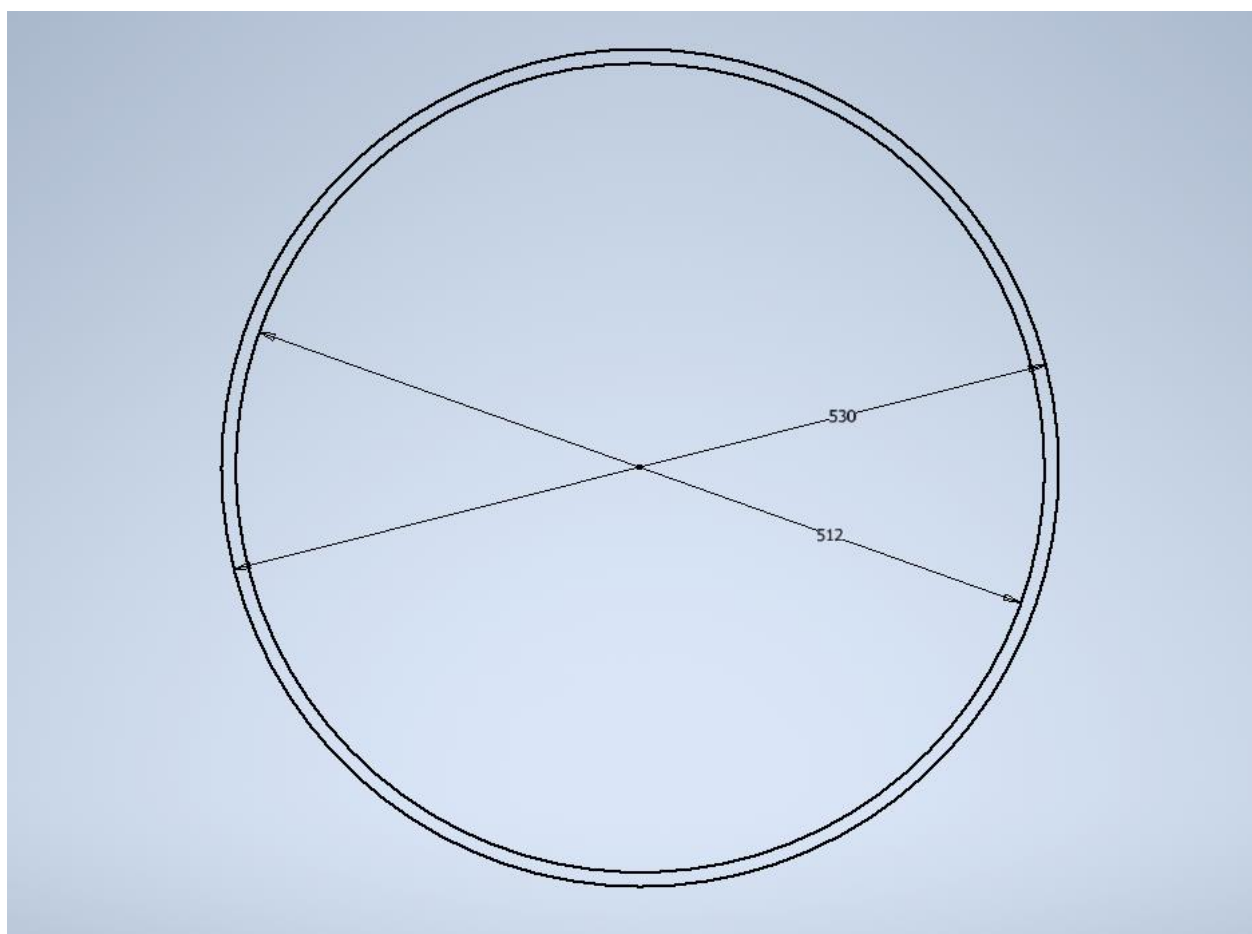


Рисунок 10 – CAD модель компенсаторов, сечение

Далее на рисунках 11, 12, 13 приведены неполные термокомпенсационные участки, ввиду их величины, а лишь сами компенсаторы.

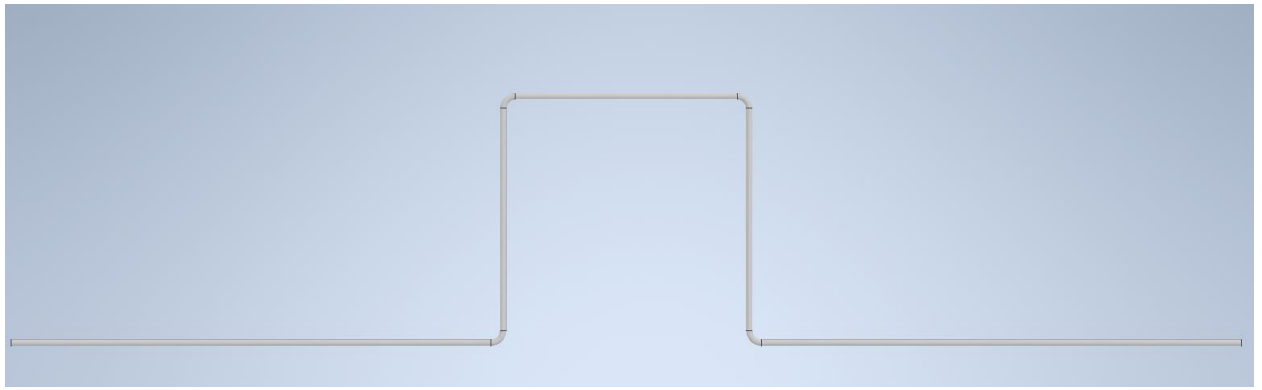


Рисунок 11 – CAD модель П-образного компенсатора



Рисунок 12 – CAD модель Z - образного компенсатора

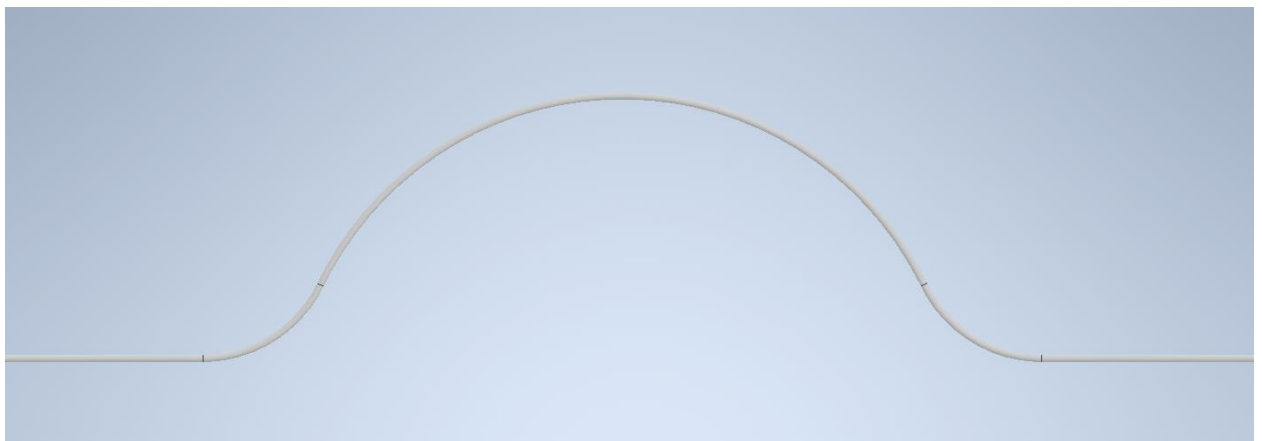


Рисунок 13 – CAD модель дугообразного компенсатора

### 3.2 Анализ напряжённно-деформированного состояния термокомпенсационных участков

Анализ напряжённно – деформированного состояния объекта представляет собой оценку возникающих напряжений в теле трубопровода под воздействием таких нагрузок как внутреннее давление в трубопроводе, силы гравитационного взаимодействия и температура перекачиваемой среды.

Перед началом работы необходимо ввести данные по материалу трубы: предел текучести (Tensile Yield Strength), временное сопротивление разрыву (Tensile Ultimate Strength) в пункте Engineering Data.

Чтобы начать работу в программе, необходимо полученные геометрии CAD – моделей импортировать в среду Ansys Workbench и сгенерировать сетку.

Известно, что длина П- и Z- образного компенсационных участков равна 100 метров, а дугообразного – 200 м, и на концах установлены неподвижные опоры. Моделирование опор можно определить функцией Fixed Support. Также, весь компенсационный участок расположен на подвижных опорах, которые в свою очередь определяются функцией Displacement, ограничивающей перемещение по вертикали. Исследовано проведено для всего участка в зависимости от изменения температуры [REDACTED] (в начале) [REDACTED] (в конце). Также для получения результатов коэффициента запаса прочности, на внутреннюю стенку нефтепровода приложено расчётное давление, равное 6,3 МПа.

На рисунках 14, 15, 16 показаны результаты воздействия приложенных сил и температуры на исследуемые участки.

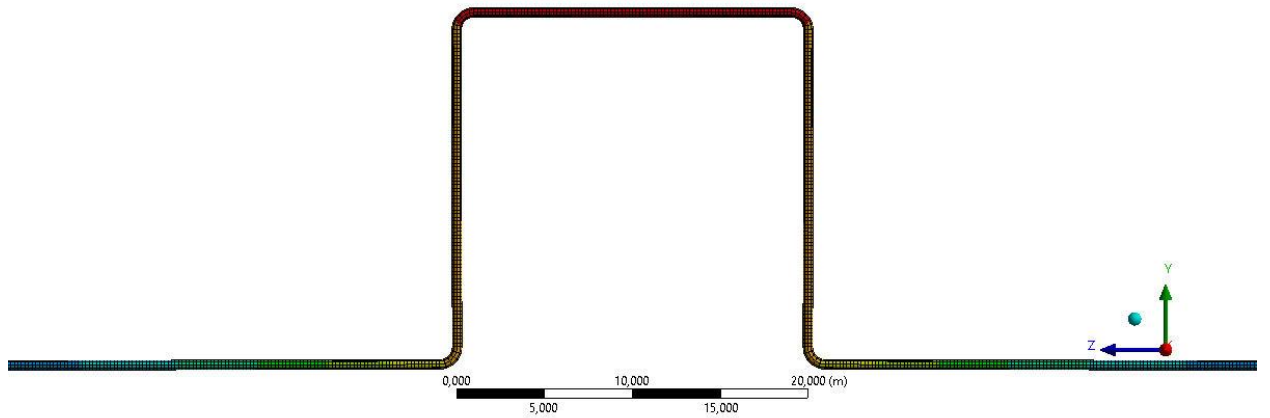


Рисунок 14 – Деформация Π-образного компенсатора

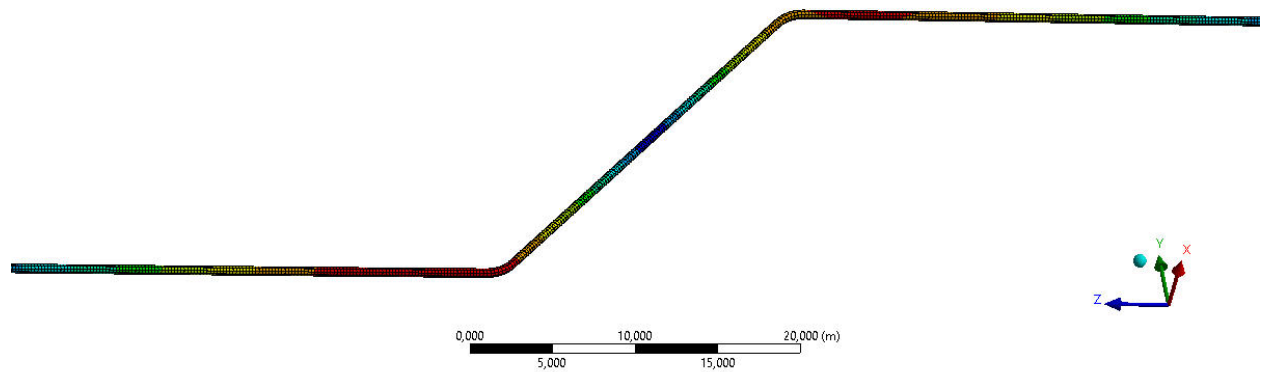


Рисунок 15 – Деформация Z-образного компенсатора

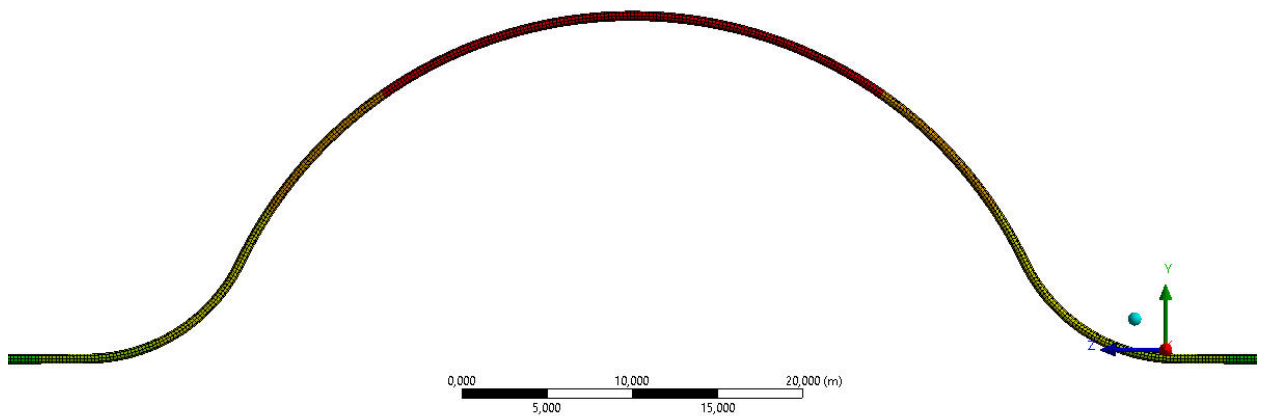


Рисунок 16 – Деформация дугообразного компенсатора

Для подробного анализа НДС помимо полной деформации, представлены результаты изменения эквивалентной упругой деформации и эквивалентного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата









## Интерпретация результатов анализа НДС

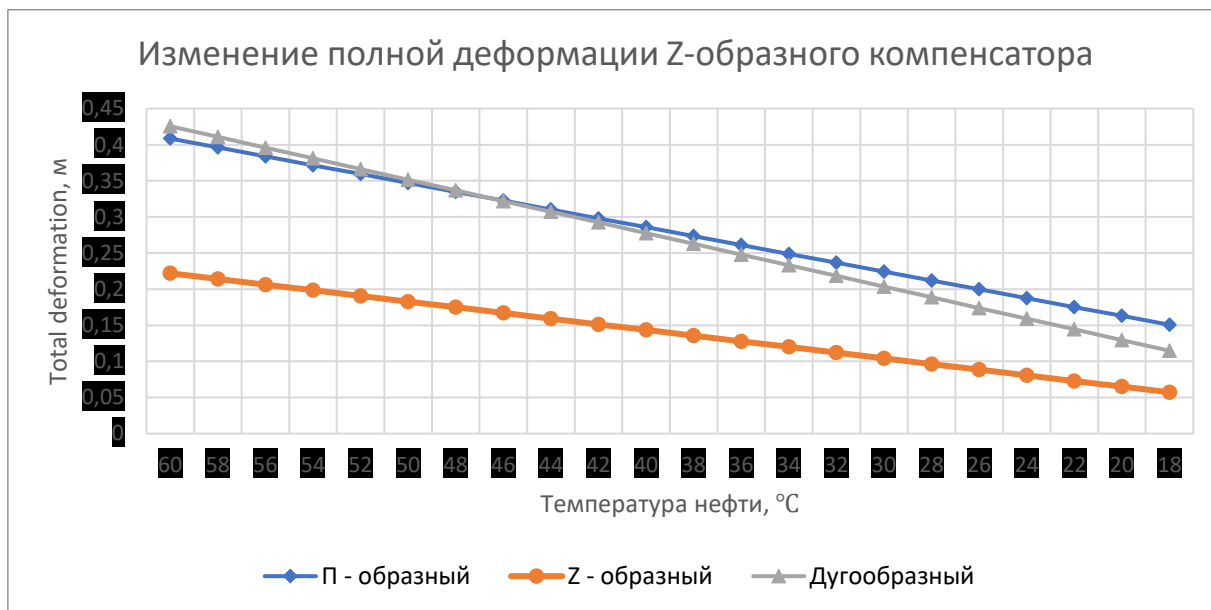


Рисунок 9 – График зависимости изменения полной деформации компенсаторов от изменения температуры

Исходя из построенного графика, можно сделать несколько выводов:

- Полная деформация Z – образного компенсатора значительно меньше деформаций остальных компенсаторов
- Динамика уменьшения деформации с понижением температуры у дугообразного компенсатора выше остальных

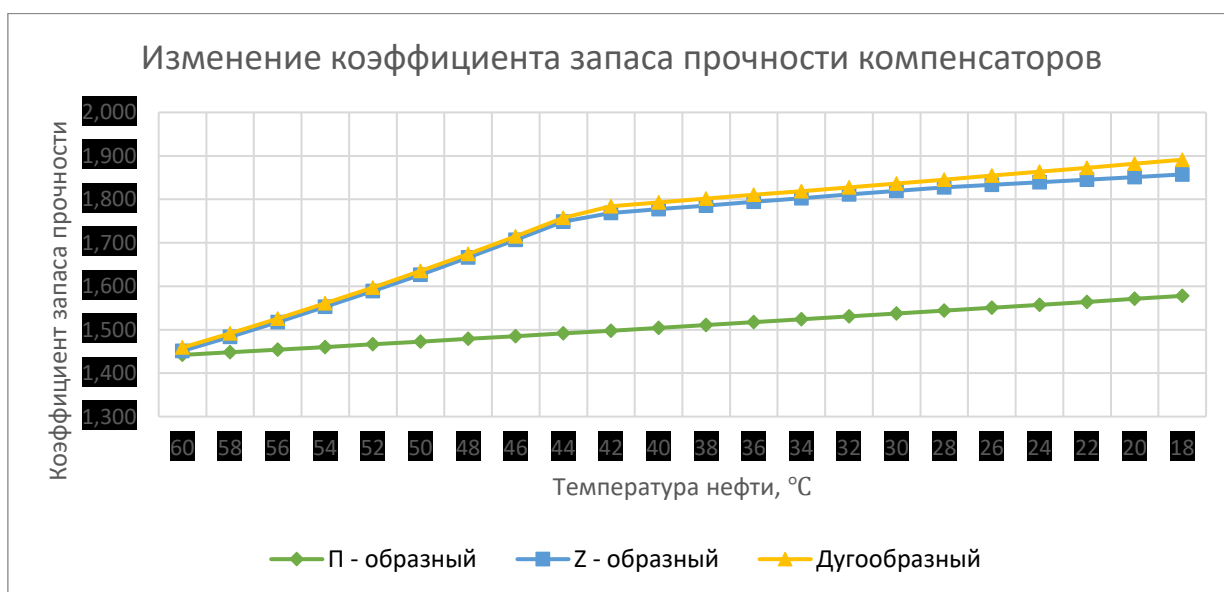


Рисунок 10 – График зависимости изменения полной деформации компенсаторов от изменения температуры

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

**Расчёт продольных напряжений рассматриваемых компенсаторов.**

Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и других нагрузок, воздействий, следует производить по формуле (Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»):

Для П – образного компенсатора:

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{0,5 \cdot E_0 \cdot D_H \cdot l_k \cdot m_k \cdot \Delta_k}{A}; \quad (2)$$

$$A = \frac{1}{k_{\text{ж}}} \cdot (\pi \cdot \rho_k \cdot l_k^2 - 2,28 \cdot \rho_k^2 \cdot l_k + 1,4 \cdot \rho_k^3) + 0,67 \cdot l_k^3 + l_{\text{п}} \cdot l_k^2 - \rho_k \cdot l_k^2 + 2 \rho_k^2 \cdot l_k - 1,33 \cdot \rho_k^3 \quad - 4 \quad (3)$$

Для Z – образного и дугообразного компенсатора:

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{E_0 \cdot D_H \cdot l_k \cdot m_k \cdot \Delta_k}{B}; \quad (4)$$

$$B = \frac{1}{k_{\text{ж}}} \cdot (\pi \cdot \rho_k - 2,28 \cdot \rho_k^2 + 1,4 \cdot \rho_k^3) + 0,67 \cdot -2 \cdot \rho_k + 2 \cdot \rho_k^2 - \rho_k^3; \quad - 1,33 \quad (5)$$

где  $E_0$  – параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

					3. Расчётная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$D_n$  – наружный диаметр компенсатора;

$l_k$  – вылет компенсатора;

$m_k$  – коэффициент увеличения продольных напряжений;

$\Delta_k$  – суммарное продольное перемещение трубопровода в месте примыкания его к компенсатору от воздействия температуры и внутреннего давления, см;

$\rho_k$  – радиус изгиба оси отвода, см;

$l_{\Pi}$  – ширина полки компенсатора, см.

Коэффициенты уменьшения жесткости и увеличения напряжений для гнутых и сварных отводов компенсаторов определяются по формулам:

$$k_{ж} = \frac{\lambda_k}{1,65} \quad (6)$$

$$m_k = \frac{0,9}{\lambda_k^{2/3}} \quad (7)$$

$$\lambda_k = \frac{\delta_n \cdot \rho_k}{r_c^2} \quad (8)$$

где  $\delta_n$  – номинальная толщина стенки трубы, см

$r_c$  – средний радиус отвода, см.

Для  $\Pi$  – образного компенсатора при температуре нефти  $\blacksquare$ :

$$A = \frac{1,65}{0,9 \cdot 100} \cdot (\pi \cdot 100 \cdot 2000^2 - 2,28 \cdot 100^2 \cdot 2000 + 1,4 \cdot 100^3) + 0,67 \cdot 2000^3 \\ + 2000 \cdot 2000^2 - 4 \cdot 100 \cdot 2000^2 + 2 \cdot 100^2 \cdot 2000 - 1,33 \cdot 100^3 \\ = 28 \cdot 10^9$$

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{0,5 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 53 \cdot 2000 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 100^3} \cdot 41,8}{28 \cdot 10^9} = \blacksquare \text{ МПа}$$

Для  $Z$  – образного компенсатора при температуре нефти  $\blacksquare$ :

$$B = \frac{1,65}{\frac{0,9 \cdot 250}{27^2}} \cdot (\pi \cdot 250 - 2,28 \cdot 250^2 + 1,4 \cdot 250^3) + 0,67 \cdot -2 \cdot 250 + 2 \cdot 250^2 - 1,33 \cdot 250^3 = \blacksquare;$$

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 0,9 \cdot 3000 \cdot \frac{0,9}{27^2} \cdot 22,2}{3,09 \cdot 10^9} = \blacksquare;$$

Для дугообразного компенсатора при температуре нефти  $\blacksquare$ :

$$B = \frac{1,65}{\frac{0,9 \cdot 1000}{27^2}} \cdot (\pi \cdot 1000 - 2,28 \cdot 1000^2 + 1,4 \cdot 1000^3) + 0,67 \cdot -2 \cdot 1000 + 2 \cdot 1000^2 - 1,33 \cdot 1000^3 = \blacksquare;$$

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 0,9 \cdot 2000 \cdot \frac{0,9}{27^2} \cdot 42,5}{2,17 \cdot 10^9} = \blacksquare;$$

Для П – образного компенсатора при температуре нефти  $\blacksquare$ :

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{0,5 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 53 \cdot 2000 \cdot \frac{0,9}{27^2} \cdot 15,07}{28 \cdot 10^9} = \blacksquare;$$

Для Z – образного компенсатора при температуре нефти  $\blacksquare$ :

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 0,9 \cdot 3000 \cdot \frac{0,9}{27^2} \cdot 5,7}{3,09 \cdot 10^9} = \blacksquare;$$

Для дугообразного компенсатора при температуре нефти  $\blacksquare$ :

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 0,9 \cdot 2000 \cdot \frac{0,9}{27^2} \cdot 11,47}{2,17 \cdot 10^9} = \blacksquare;$$

Данные, полученные в результате постановки исходных значений в формулы (2), (3), (4) и (5) представлены в таблице 7.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 7 - Расчетные продольные напряжения в компенсаторе

	Температура, °C	П - образный	Z - образный	Дугообразный
$\sigma_{\text{КОМП}}$ , МПа	■	■	■	■
	■	■	■	■

■

■

■

■

■

■

■

### Расчёт металлоёмкости для компенсаторов

Итак, для того чтобы произвести рациональную оценку металлоёмкости компенсаторов, необходимо обобщить длину компенсационных участков. Так как длина всего участка с дугообразным компенсатором составляет ■ метров, то, соответственно, участки с другими типами компенсатором необходимо привести в такой же длине. При этом, на П-образных компенсатора будет два, как и Z-образных. Дальнейший расчёт необходимо проводить с учётом длины компенсационных участков, включая сам компенсатор. Таким образом, длины участков составляют:

- П-образный –  $L1 = \text{■}$ ;
- Z-образный –  $L2 = \text{■}$
- Дугообразный –  $L3 = \text{■}$ .

Тогда, разность длин дугообразного и П-образного компенсаторов составляет:

$$\Delta 1 = |L3 - L1| = \text{■}$$

А разность длин дугообразного и Z-образного соответственно равна:

					3. Расчётная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta L = |L3 - L1| = \text{[REDACTED]}$$

Согласно данным завода-изготовителя, 1 погонный метр трубы, диаметром [REDACTED], имеет массу [REDACTED]. Тогда, на изготовление дугообразного компенсатора, относительно [REDACTED], понадобится на [REDACTED] металла меньше, и на [REDACTED] [REDACTED].

### Мероприятия по установке компенсатора

При установке дугообразных компенсаторов, следует учитывать ряд факторов:

1. Проверка соответствия их основным параметрам, указанным в проекте (диаметр Ду, мм; давление Ру, МПа; компенсирующая способность, мм.);
2. При установке компенсаторов необходимо монтировать не более одного компенсатора на участке трубопровода между каждыми двумя последовательно стоящими неподвижными опорами;
3. Скользящие опоры должны быть охватывающими (хомуты, рамочные и др.). Они не должны создавать большую силу трения. Целесообразно применение фторопластовых прокладок и т.п. При движении труб не должно быть заклиниваний и перекосов;
4. При проведении расчетов трубопроводов необходимо учитывать влияющие силы (силы трения, силы упругости сильфонов и др.);
5. При выборе места установки компенсаторов нужно выбрать наиболее оптимальный вариант их расположения на трубопроводе;
6. При опрессовке труб давление не должно превышать  $1,25 \times P_u$ ;
7. Процесс опрессовки проводить только после полного монтажа трубопровода.

Для обеспечения работоспособности компенсатора в начале и конце термокомпенсационного блока устанавливаются неподвижные опоры с фиксацией перемещений и углов поворота трубопровода. При наличии углов поворота в плане более  $35^\circ$  они используются для компенсации температурных

					3. Расчётная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



деформаций надземного участка трубопровода. При этом расстояние от вершины планового угла до неподвижной опоры не превышает 250 м для углов более 50°; 150 м для углов от 35° до 50°.

Углы менее 35° включаются в состав температурных блоков, при этом неподвижная опора устанавливается на расстоянии не менее 60 м от вершины угла. Длина температурного блока с дугообразным компенсатором составляет в среднем около 500 м, величина вылета - до 20,3 м, расстояния между опорами - до 18 м.

					3. Расчётная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Большинство дефектов на нефтепроводах появляется в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связано с рядом трудностей и большими материальными затратами.

В данной работе рассматривается надземный метод прокладки нефтепровода, для повышения его надежности и безопасности с помощью новых технических решений по применению новых компенсирующих элементов.

Одним из таких решений является установка дугообразного компенсатора, с целью увеличения надежности и безопасности нефтепровода, а также рассмотреть экономический эффект от внедрения инновации.

### **4.1 Организация и планирование работ**

#### **4.1.1 Структура работ в рамках исследования**

Для выполнения исследований по выпускной работе была сформирована рабочая группа, состоящая из научного руководителя и студента (инженера). По каждому этапу запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителя. Порядок выполнения работ и распределение исполнителей по видам работ приведены в таблице 8.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					58	109
Консульт.		Шарф И.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Шадрина А.В.						

Таблица 8 – Этапы проведения работ, распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Исполнители
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические исследования	Проведение теоретический обоснований исследования	Инженер
	Изучение геологических и технологических характеристик Ванкорского нефтяного месторождения	Инженер
Проведение экспериментов	Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер
	Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность межпромысловых нефтепроводов	Руководитель, инженер
	Проведение расчётов на прочность линейной части нефтепровода	Руководитель, инженер
Обобщение результатов исследования	Анализ и интерпретация результатов	Инженер
Оформление отчета по НИР	Составление отчета	Инженер
	Оформление расчетно-пояснительной записки, проверка НИР, составление отчета по НИР	Руководитель Инженер
	Составление презентации	Инженер

#### 4.1.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика исследования

Определение трудоемкости работ каждого участника рабочей группы является важным моментом, поскольку трудовые затраты составляют большую часть стоимости исследований [27].

Для расчета среднего значения трудоемкости воспользуемся формулой 9.

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (9)$$

где  $t_{ож}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, чел-дн.;

$t_{min}$  – минимальная трудоемкость работ, чел-дн.;

					4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$t_{\max}$  – максимальная трудоемкость работ, чел-дн.

Продолжительность работы в рабочих определим из ожидаемой трудоемкости работ, при этом учитываем одновременность выполнения работ двумя исполнителями. Для этого используем формулу 10.

$$T_P = \frac{t_{ож}}{Ч}, \quad (10)$$

где  $T_P$  – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$Ч$  – численность исполнителей, выполняющих одну и ту же работу, чел.;

$t_{ож}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, чел-дн.

Для представления длительности каждого этапа работ в календарных днях воспользуемся формулами 11 и 12.

$$T_K = T_P \times k_K, \quad (11)$$

$$k_K = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (12)$$

где  $k_K$  – коэффициент календарности;

$T_K$  – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{КАЛ}$  – календарные дни ( $T_{КАЛ} = 365$ );

$T_{ВД}$  – выходные дни;

$T_{ПД}$  – праздничные дни ( $T_{ВД}$  и  $T_{ПД} = 66$ ).

Коэффициент календарности составил  $T_K = 1,22$ .

#### 4.2 Бюджет научно-технического исследования

В процессе планирования бюджета научно-технического исследования необходимо приводить все виды расходов, относящихся к его осуществлению. Планируемые затраты должны быть сгруппированы по статьям. В данном исследовании выделены следующие статьи.

1. Материальные затраты.
2. Заработная плата.
3. Отчисления во внебюджетные фонды.

					4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4.2.1 Расчет материальных затрат НИИ

В данную статью включают затраты на приобретение необходимого для исследования материала. Затраты по доставке материальных ресурсов составляют 5 % от цены материалов. Расчет стоимости материалов произведем согласно действующему прейскуранту цен с учетом НДС [28]. Расчет материальных затрат приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Материальные затраты

Наименование	Цена за единицу, руб.	Количество	Затраты на материалы (З <sub>м</sub> ), руб.
Бумага для принтера	350,00	1	350,00
Чернила для картриджа	715,00	1	715,00
Всего за материалы:			1065,00
Транспортно-заготовительные расходы (5%)			53,25
Итого по статье:			1118,25

#### 4.2.2 Расчет заработной платы

В данной статье рассчитывается основная и дополнительная заработная плата рабочей группы, состоящей из научного руководителя и инженера. Величина заработной платы учитывает трудоемкость выполняемых работ без экспериментального этапа, действующую систему окладов. Расчет основной заработной платы приводится в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

Наименование работ	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дн.		Зарплата, чел.-день, руб./день		Зарплата, тыс. руб.	
		Р	И	Р	И	Р	И
Составление и утверждение технического задания	Р	1,4	-	1098,78	-	1538,29	-
Подбор и изучение материалов по теме	И	-	4,8	-	792,26	-	3802,85
Выбор направления исследования	Р, И	0,7	0,7	1098,78	792,26	769,15	554,58

Наименование работ	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дн.		Зарботная плата, чел.-день, руб./день		Зарботная плата, тыс. руб.	
		Р	И	Р	И	Р	И
Календарное планирование работ по теме	Р, И	0,7	0,7	1098,78	792,26	769,15	554,58
Проведение теоретический обоснований исследования	И	-	8,2	-	792,26	-	6496,53
Изучение геологических и технологических характеристик Ванкорского нефтяного месторождения	И	-	6,8	-	792,26	-	5387,37
Анализ и интерпретация результатов	И	-	2,8	-	792,26	-	2218,33
Составление отчета	И	-	9,6	-	792,26	-	7605,70
Оформление расчетно-пояснительной записки проверка НИР, составление отчета по НИР	Р, И	2,7	2,7	1098,78	792,26	2966,71	2139,1
Составление презентации	И	-	2,8	-	792,26	-	2218,33
Итого:						37020,66	

Статья заработной платы включает основную заработную плату ( $Z_{зп}$ ) и дополнительную заработную плату работников и рассчитывается по формуле [2]:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (13)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

					4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_p, \quad (14)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб.дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D}, \quad (15)$$

где  $Z_M$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 рабочих дней  $M = 10,4$  месяца, шестидневная неделя);

$F_D$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 11).

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатель рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
Потери рабочего времени -отпуск -невыходы по болезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Календарное число дней составило 365. При шестидневной работе количество выходных и праздничных дней составило 66 дней, дней отпуска – 48. Таким образом, действительный годовой фонд рабочего времени составляет 251 дней.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{\text{ТС}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \times k_p, \quad (16)$$

где  $Z_{\text{ТС}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{ТС}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной и дополнительной заработной платы представлен в таблице 12. Для расчета дополнительной заработной платы коэффициент дополнительной заработной платы на стадии проектирования принимаем равным 12 % от суммы основной заработной платы. Заработная плата по тарифной ставке научного руководителя (доцента) составляет 16823 руб. при 0,5 ставки.

Таблица 12 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

Исполнитель	$Z_{ТС}$ , руб.	$k_p$	$Z_M$ , руб.	$Z_{ДН}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$ , руб.
Руководитель	16823,00	1,3	21869,90	1098,78	5,5	6043,28	725,19
Инженер	12130,00	1,3	15769,00	792,26	39,1	30977,32	3717,28
Итого:						41463,07	

#### 4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) и накладные расходы

В данной статье расходов отражаются затраты на страховые взносы в пенсионный фонд (22 %), фонд социального страхования (2,9 %), фонд обязательного медицинского страхования (5,1 %) и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при проведении экспериментов представлены в таблице 13. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10.9).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \times (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (17)$$

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



Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	6043,28	725,19
Инженер	30977,32	3717,28
Норматив отчислений во внебюджетные фонды, %	30,4	
Отчисления, руб.		
Руководитель	2057,61	
Инженер	10547,16	

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \times k_{\text{нр}}, \quad (18)$$

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

Принимаем величину накладных расходов в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (34091 + 68000 + 93075 + 11169 + 28250) \times 0,16 = 37534 \text{ руб.}$$

#### 4.3 Определение целесообразности и эффективности научного исследования

Для того, чтобы оценить техническую значимость и эффективность исследования, необходимо произвести расчет коэффициент научно-технического уровня. В данной работе НТУ рассчитывался методом балльных оценок, где каждому из признаков НТУ подбирается определенное количество баллов. Далее путем суммирования значений уровней по всем параметрам рассчитывается НТУ. Общая оценка определяется по формуле:

$$\text{НТУ} = \sum_{i=1}^n k_i \times \Pi_i, \quad (19)$$

					4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

где  $k_i$  – весовой коэффициент  $i$  – го признака;

$P_i$  – количественная оценка  $i$  – го признака.

Признаки НТУ и их оценки отражены в таблицах 14 – 17.

Таблица 14 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Возможность и масштабы реализации	0,4
Теоретический уровень	0,2
Уровень новизны	0,4

Таблица 15 – Возможность реализации

Время реализации	Баллы
В течение первых лет	10
От 5 до 10 лет	4
Свыше 10 лет	2
Масштабы реализации	Баллы
Одно или несколько предприятий	10
Отрасль	4
Народное хозяйство	2

Таблица 16 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Установка законов, новых теорий	10
Глубокая разработка проблем, многостадийный анализ	8
Разработка алгоритма	6
Элементарный анализ связей факторов	2
Описание отдельных факторов	0,5

Таблица 17 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
5-7	Средний НТУ
8-10	Сравнительно высокий НТУ
11-14	Высокий НТУ

$k_1=0,4$ ,  $P_1=4$ ;  $k_2=0,4$ ,  $P_2=2$ ;  $k_3=0,2$ ,  $P_3=6$ ;  $k_4=0,4$ ,  $P_4=9$ .

Таким образом, получаем НТУ равным 7,8. Из этого можно сделать вывод, что данный проект имеет высокую значимость как теоретического, так и практического уровня, однако на данной стадии разработки он возможен только

теоретически, но активно разрабатывается для применения рассматриваемой технологии в промышленных масштабах.

#### 4.4 Обоснование экономической эффективности внедрения компенсирующего элемента

В данном разделе будет рассмотрена оценка экономического эффекта от сооружения дугообразного компенсатора.

Приведенные годовые затраты на сооружение и эксплуатацию магистрального нефтепровода в общем виде:

$$\Pi = \Delta_{\text{эл}} + \sigma_{\text{л}} \times L \times (\varepsilon_{\text{н}} + \zeta_{\text{л}}) + [\sigma_{\text{кс}} \times (\varepsilon_{\text{н}} + \zeta_{\text{кс}}) + e_{\text{кс}}] \times n_{\text{кс}}; \quad (20)$$

где  $\Delta_{\text{эл}}$  – стоимость потребляемой на перекачку электроэнергии;

$\sigma_{\text{л}}$  – цена 1 км линейной части;

$L$  – общая длина нефтепровода;

$\sigma_{\text{кс}}$  – стоимость одной КС;

$\zeta_{\text{л}}$ ,  $\zeta_{\text{кс}}$  – отчисления на амортизацию и ТР соответственно для ЛЧ и КС;

$e_{\text{кс}}$  – годовые эксплуатационные расходы по содержанию одной КС (зарплата персонала, водоснабжение, водоотведение и т. д.);

$n_{\text{кс}}$  – число КС;

$\varepsilon_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Так как определенные параметры не меняются при расчете в стандартных условиях и с применением компенсирующего элемента, то они не учитываются в дальнейшем расчете и тогда формула преобразуется в следующий вид:

При сооружении П – образного компенсирующего элемента:

$$\Pi = \sigma_{\text{л1}} \times (\varepsilon_{\text{н}} + \zeta_{\text{л}}) + \varepsilon_{\text{н}}; \quad (21)$$

$$\Pi_1 = 550000 \times (0,15 + 1527,8) + 0,15 = 840,4 \text{ млн руб.}$$

$$\zeta_{\text{л}} = \frac{C}{\text{СПИ}} / 12 \quad (22)$$

$$\zeta_{\text{л}} = \frac{550000}{30} / 12 = 1527,8 \text{ руб.}$$

где  $C$  – первоначальная стоимость объекта;

СПИ – срок полезного использования объекта в годах.

					4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При сооружении дугообразного компенсирующего элемента:

$$\Pi = \sigma_{л2} \times (\varepsilon_n + \zeta_{л}) + \varepsilon_n; \quad (23)$$

$$\Pi_2 = 470000 \times (0,20 + 1119) + 0,20 = 526,02 \text{ млн руб.}$$

$$\zeta_{л} = \frac{C}{\text{СПИ}} / 12$$

$$\zeta_{л} = \frac{470000}{35} / 12 = 1119 \text{ руб.}$$

Таким образом, годовой экономический эффект находится по формуле:

При сооружении П – образного компенсирующего элемента:

$$\mathcal{E}_{\phi} = \Pi_1 \times \left(1 - \frac{\sigma_{л2}}{\sigma_{л1}}\right); \quad (24)$$

$$\mathcal{E}_{\phi} = 840,4 \times \left(1 - \frac{470000}{550000}\right) = 122,2 \text{ млн руб.}$$

При сооружении дугообразного компенсирующего элемента:

$$\mathcal{E}_{\phi} = \Pi_2 \times \left(1 - \frac{\sigma_{л2}}{\sigma_{л1}}\right); \quad (25)$$

$$\mathcal{E}_{\phi} = 526,02 \times \left(1 - \frac{470000}{550000}\right) = 76,5 \text{ млн руб.}$$

По результатам расчета относительного экономического эффекта можно сказать, что при внедрении данной конструкции, экономический эффект может достичь 37%.

#### **4.5 Расчёт стоимости установки компенсатора**

Основной частью сметных расчетов являются затраты на материальные ресурсы, амортизацию основных фондов, трудовые затраты на страховые взносы, заработную плату.

Проведем расчет данных затрат, требующихся для установки дугообразного компенсатора. Время проведения работ составит 11 часов. Необходимо учесть, что для электрогазосварочных работ потребуется около 79 кВт на одну смену (11 часов).

Таблица 18 – Расчет стоимости оборудования и электроэнергии при установке дугообразного компенсатора.

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед	Цена за единицу, руб./ ед.	Стоимость материалов, руб.
Компенсатор дугообразный	1	470000	470000
Электроэнергия	79 кВт	3,68	290,72
Итого			470290,72

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. При установке компенсатора необходим кран-манипулятор в течение 1 смены. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчёт амортизационных отчислений при установке дугообразного компенсатора

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Время работы, ч	Сумма амортизации, руб.
		одного объекта	всего			
Кран – манипулятор	1	1920000	1920000	10	11	526

Расходы, которые идут на оплату труда включают суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Надбавки по районным коэффициентам, за работу в

районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 20 с учётом того, что работы ведутся в течение 11 часов.

Таблица 20 – Расчёт заработной платы при установке дугообразного компенсатора.

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Время проведения работ, ч	Зарплата с учётом надбавок, руб.
Начальник службы	1	-	240	11	2640
Электрогазосварщик	2	5	154	11	3388
Монтажник ТУ	2	5	141	11	3102
Стропальщик	1	5	132	11	1452
Водитель транспортного средства	1	-	124	11	1364
Итого					11946

Страховые взносы определяются согласно НК РФ. Основная сумма страховых взносов складывается из страховых взносов в государственные внебюджетные фонды и страховых взносов в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляющих 30% и 0,2% соответственно от фонда заработной платы. Таким образом, страховые взносы составят 3607,7 руб.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма прямых затрат на проведение работ (таблица 21).

Таблица 21 – Затраты на проведение работ

Состав затрат	Установка дугообразного компенсатора, руб.
Затраты на оборудование и электроэнергию	470290,72
Затраты на оплату труда	11946
Страховые взносы	3607,7
Амортизационные отчисления	526
Накладные расходы	1791,9
Итого	488162,32

**Вывод:**

Проведенные расчеты показали, что при внедрении новой технологии годовые затраты на сооружение и эксплуатацию межпромыслового нефтепровода уменьшаются, за счет амортизации и более продолжительного времени эксплуатации трубопровода.

В результате разработки мероприятий по применению компенсирующего элемента иного типа, можно сказать, что данный элемент является ресурсосберегающей технологией, чьи годовые затраты на сооружение и эксплуатацию составляют 526,02 млн руб., а годовой экономический эффект равен 76,5 млн руб., что позволяет рассматривать данную конструкцию с долгосрочной перспективой. Стоимость установки данного компенсатора составит 488162,32 руб.

					4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. Социальная ответственность

В магистерской диссертации рассматриваются вопросы, связанные с применением технологий, обеспечивающих повышение эффективности транспорта и надёжности оборудования линейной части нефтепровода. Соответственно, при внедрении технологий возможно применение специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Также могут производиться различные работы по спуску и подъёму необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования. При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при эксплуатации и ремонте нефтепровода.

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

#### Правовые нормы трудового законодательства

При выполнении ремонтных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			5. Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					72	109
Консульт.		Сечин А.А.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Шадрина А.В.						



Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места 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) [34].

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением,

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

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 [35].

## **5.2 Компоновка 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 устанавливаются защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях необходимо наличие аптечки с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279. По результатам расследования разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний [36]. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники обязаны принять меры к их устранению

					5. Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место. Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством.

### 5.3 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных производственных факторов, которые могут возникнуть при ремонтных работах линейной части магистрального нефтепровода, представлены в таблице ниже.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы			Нормативные документы
	Очистка	Диагностика	Ремонт	
Превышение уровней шума рабочей зоны	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
Недостаточная освещённость рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016
Превышение уровня вибрации			+	ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96.
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования			+	СНиП III-4-80

#### *Превышение уровней шума*

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое

негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [37].

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность обеспечивается не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов обеспечивается освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [38].

#### *Превышение уровня вибрации*

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации

					5. Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [38].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [39].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 23.

					5. Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 23 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	–35
5,1–10,0	–25
10,1–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

#### **5.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.**

##### *Метеоусловия*

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

##### *Высокий уровень шума*

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [38].

##### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных

работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [39].

### 5.5 Расчет электробезопасности

Согласно требованиям ПУЭ, сопротивление защитного заземления в любое время года не должно превышать:

- в установках напряжением до 1000 В, если мощность источника тока (генератора или трансформатора) более 100 кВА - 4 Ом;
- в установках напряжением до 1000 В, если мощность источника тока 100 кВА и менее, — 10 Ом;
- в установках напряжением выше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю  $I_3 < 500$  А) - 0,5 Ом;
- в установках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью -  $250/I_3$ , но не более 10 Ом;
- в установках выше 1000 В с изолированной нейтралью, если заземляющее устройство одновременно используют для электроустановок напряжением до 1000 В, -  $125/I_3$ , но не более 10 Ом (или 4 Ом, если это требуется для установок до 1000 В) [40].

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных, а также для наружных установок защитное заземление является обязательным при номинальном напряжении электроустановки выше 42 В переменного и выше 110 В постоянного тока. В помещениях без повышенной опасности — при напряжении 380 В и выше переменного и 440 В и выше постоянного тока. Во взрывоопасных помещениях заземление выполняется независимо от значения напряжения установки.

Рассмотрим схему действия защитного заземления на примере трехфазной сети с изолированной нейтралью [41].

1. Прикосновение человека к корпусу незаземленного оборудования равносильно прикосновению к фазе:

					5. Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3}}, \quad (26)$$

где  $U_{\text{ф}}$  – фазное напряжение, В;

$R_{\text{ч}}$  – сопротивление тела человека, Ом;

$R_{\text{из}}$  – сопротивление изоляции, Ом.

$$I_{\text{ч}} = \frac{380}{1000 + \frac{4500}{3}} = 0,15\text{А} = 150\text{мА}$$

Такой ток для человека смертельно опасен.

2. Если человек прикоснется к заземленной электроустановке, находящийся под напряжением, то ток, протекающий через человека, определяется по формуле:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3} \cdot \left(\frac{R_{\text{ч}} + R_3}{R_3}\right)} \quad (27)$$

При малом значении  $R_3$  ( $R_3 = 4$  Ом в установках  $U < 1000$  В) формула для расчета  $I_{\text{ч}}$  выглядит так:

$$I_{\text{ч}} = \frac{3U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} \cdot R_{\text{из}}} R_3$$

Тогда при тех же исходных параметрах:

$$I_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 380}{1000 \cdot 4500} \cdot 4 = 0,001\text{А} = 1\text{мА}$$

Такой ток безопасен для человека.

## 5.6 Экологическая безопасность

Проведение работ по выборочному ремонту участка нефтепровода, выполняется в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением ее устойчивого экологического равновесия.

### *Воздействие на атмосферу*

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении нижеперечисленных работах на нефтепроводе:

					5. Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- при монтаже или ремонте магистрального нефтепровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- при окраске поверхности эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники;
- при испарении остатков нефтепродуктов.

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при ремонте магистрального нефтепровода. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла, покрытия от коррозии, испарения остатков нефтепродуктов. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода [41].

#### Воздействие на литосферу

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 3 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [42].

Таблица 24 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

*Воздействие на гидросферу*

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т. п.

В таблице 4 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воде [43].

Таблица 25 – Предельно-допустимая концентрация в воде и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Керосин окисленный	0,01	4
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тетраэтилсвинец	–	1

## 5.7 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

### *Воздействие на атмосферу*

Для снижения уровня загрязнения необходимо: использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей; осуществление отвода паров нефтепродуктов в специальные емкости.

### *Воздействие на литосферу*

На период проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

### *Воздействие на гидросферу*

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время

					5. Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

## **5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Анализ вероятных ЧС**

При проведении работ по ремонту магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

					5. Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вскрытие магистрального нефтепровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений нефтепровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы находится в пределах от 150 до 200 мм;
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на нефтепроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [44].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца необходимо внести соответствующие дополнения и изменения.

					5. Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы ряд опасностей, которые могут возникнуть на данном производственном объекте. Мероприятия по обеспечению безопасности труда должны сочетаться с определенными действиями людей на их рабочем месте и, соответственно с технологическими процессами, ни в коем случае не должно препятствовать выполнению рабочих операций. Обеспечение безопасности труда на производстве – важный фактор правильной деятельности предприятия.

					5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

## Заключение

В результате выполнения магистерской диссертация проведено исследование эксплуатации нефтепровода, проложенного в аномальных геолого-климатических условиях на примере межпромыслового нефтепровода «[REDACTED]». Во внимание были приняты его конструктивные особенности, заключающиеся в необходимости прокладки нефтепровода надземным способом с использованием термокомпенсационных участков для сокращения возможных деформаций, связанных с процессами таяния и замерзания вечномёрзлых грунтов. Для выполнения поставленной задачи проведён анализ напряжённо-деформированного состояния компенсаторов, используемых на нефтепроводе, а также предложен другой вариант конструктивного исполнения компенсатора – дугообразный.

Проведённый анализ НДС показал следующие результаты:

- Ввиду конструктивных особенностей, напряжения, возникающие в дугообразном компенсаторе, распределяются более равномерно, чем в уже используемых;
- Динамика изменения температурной деформации дугообразного компенсатора имеет более широкий диапазон, что говорит о хорошей компенсационной способности.
- Коэффициент запаса прочности дугообразного компенсатора превышает величину [REDACTED], а [REDACTED] Такие данные свидетельствуют о возможности увеличения срока эксплуатации нефтепровода, проложенного с использованием дугообразных термокомпенсационных блоков.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					87	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Шадрина А.В.						

Важным аспектам в результатах исследования являются показатели металлоёмкости. Согласно полученным данным, прокладка нефтепровода с дугообразными компенсаторами позволяет сократить до [REDACTED] на каждые [REDACTED] нефтепровода, относительно участка с [REDACTED], и до [REDACTED] относительно участка с [REDACTED] компенсаторами.

					Заключение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### Список использованной литературы

1. Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.
2. Юрченко А. А. Методика оценки пространственного положения трубопровода в условиях пучинистых грунтов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – Уфа, 2011. – 144 с.
3. Идрисова Я. Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – Уфа, 2015. – 98 с.
4. Горковенко А. И. Основы теории расчета пространственного положения подземного трубопровода под влиянием сезонных процессов: диссертация доктора технических наук: 25.00.19. – Тюмень, 2006. – 305 с.
5. Худякова А. А. Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – Уфа, 2010. – 305 с.
6. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – М., 2007. – 150 с.
7. Карнаухов М. Ю. и др. Исследование процесса формирования эксплуатационного положения протяженных участков МГ Уренгой – Челябинск в сложных гидрогеологических условиях // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 53-69.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					89	109
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль		Шадрина А.В.						

8. Карнаухов М. Ю. Разработка методики мониторинга пространственного положения магистрального газопровода в сложных геологических условиях: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – Тюмень, 2013. – 155 с.

9. Шишкин И. В. Развитие методов оценки устойчивости газопроводов в многолетнемерзлых грунтах: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – Ухта, 2014. – 159 с.

10. Губанок И. И. Разработка методов повышения надежности эксплуатации северных газопроводов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – М., 2005. – 218 с.

11. Шарыгин В. М. Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов: диссертация доктора технических наук: 25.00.19. – М., 2006. – 314 с.

12. Большаков А. М. и др. Непроектные положения газопроводов, проложенных подземным способом в районах многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. – 2014. – № 4. – С. 66-69.

13. Федоров Ю. Ю. и др. Мониторинг полимерных трубопроводов в зоне многолетнемерзлых пород // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 31-32.

14. 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.

15. 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. 24-28.

16. Лисин Ю. В. и др. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода Заполярье – Пурпе на многолетнемерзлых грунтах и их применение на подводных переходах трубопровода Куюмба –

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

Тайшет // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3. – С. 68-71.

17. Лисин Ю. В. и др. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе–Самотлор», «Заполярье–Пурпе») // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 – С. 6-11.

18. Бронников В. А. и др. Проблемы инженерно-геокриологического обеспечения магистрального нефтепровода ВСТО-1 и пути их решения // Инженерные изыскания. – 2014. – № 13-14. – С. 43-52.

19. Паздерин Д. С. Тепловое взаимодействие горячего подземного трубопровода с грунтом и сезонно-действующими охлаждающим устройствами// Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 102-104.

20. Радионова С. Г. и др. Совершенствование методов и средств прогнозных расчетов ореолов оттаивания, просадки и величины напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1. – С. 39-43.

21. Зотов М. Ю. и др. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 – С. 61-65.

22. Гишкелюк И. А. и др. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1 – С. 20-25.

23. Соколов С. М. и др. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходе через границу между различными грунтами // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 127-129.

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

24. Примаков С. С. Растепляющее воздействие трубопровода на положение границы многолетнемерзлых грунтов в летний период // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 114-115.

25. Даниэлян Ю. С. и др. Влияние холодного трубопровода на продвижение границы многолетнемерзлых грунтов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 106-108.

26. Суриков В. И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2. – С. 20-23.

27. Эрмиш С. В. и др. Мониторинг пространственного положения трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 56-58.

28. Васильев Г. Г. и др. Прокладка трубопроводов на многолетне мерзлых грунтах с использованием грунтовых модулей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 3. – С. 12-17.

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

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

31. Сапсай А. Н. и др. Конструктивные решения термостабилизаторов грунтов и оценка их эффективности для обеспечения твердомерзлого состояния грунтов оснований фундаментов при надземной прокладке трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 – С. 36-41.

32. Смирнов В. В. Разработка методики контроля напряженно-деформированного состояния надземных магистральных нефтепроводов на

					Список использованной литературы	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

многолетнемерзлых грунтах: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19.  
– Тюмень, 2013. – 170 с.

33. Соколов С. М. и др. Расчет и проверка прочности надземных магистральных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 86-90.

34. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 25 февраля 2022 года);

35. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

36. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

37. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.

38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение

39. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16 с

40. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

41. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

42. РД 153-39-030-98 Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики

43. РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.

44. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

45. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

					Список использованной литературы	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

46. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1998.

					Список использованной литературы	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# Приложение А

## Раздел 6

### Reliability of linear main pipelines after longer operation in cryolithozone conditions

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сырлыбаев Олег Ринатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.ф.н., доцент		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий, направленных на повышение надёжности оборудования и эффективности процессов транспорта углеводородов в районах с аномальными геолого-климатическими условиями.			
Разраб.		Сырлыбаев О.Р.			Приложение А	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					95	109
Консульт.		Айкина Т.Ю.				Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

## Reliability of linear main pipelines after longer operation in cryolithozone conditions

To study the features of the construction and operation of pipelines in difficult geological and climatic conditions, I studied and analyzed the articles related to the issue. The materials presented in the articles made it possible to consider this problem more broadly.

Y. M. Andreev et al. in their paper “Reliability of linear main gas pipelines after long-term operation in the conditions of the cryolithozone” [1] examined the accident that occurred on the gas pipeline section in Yakutia. The cause of the accident was the instability of the topography due to the melting of permafrost soils. In the course of consideration of this issue, the authors studied the features of permafrost soils and their impact on the pipeline constructions.

The authors carried out a calculation, as a result of which it was revealed that the stresses acting on the gas pipeline significantly exceed the maximum permissible ones. Figure 11 shows the dependence of the vertical curvature on the length of the pipeline. The maximum deviation from the design is 6 meters.

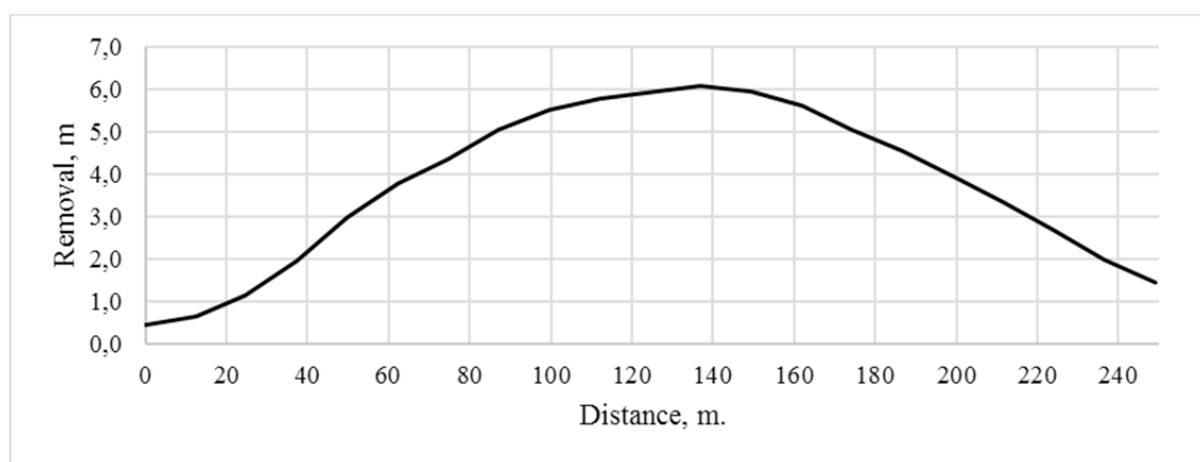


Figure 11 – Vertical curvature of the axis of the gas pipeline.

Accordingly, such deviations lead to the occurrence of stresses exceeding the permissible ones. This indicates the imperfection of the technologies used for the construction of pipelines in difficult conditions. Also, this indicates the need for more modern technologies.



As a result, during the analysis, the authors proposed a new method of non-destructive testing based on the control of acoustic emission. Its essence is to supply the refrigerant to the pipeline nozzle and measure its stresses.

Bisong M. S. et al. in their paper “Microstructure influence on crack resistance of steels welded structures operated in an extremely cold environment” [2] discuss the effect of microstructure on the crack resistance of welded steel structures operated in extremely cold conditions. The article analyzes the effect of the cooling rate on the microstructure of the joint. For this purpose, an experimental sample of a steel pipeline and special equipment for welding operations are used.

For an accurate assessment, the experiment was performed at two temperatures of 20 and -40 degrees Celsius. The cooling rates at these temperatures are completely different. The determination of the hardness parameters was carried out a few days after the welding work. The results showed that the Brinell hardness does not have significant differences when welding at -40 degrees Celsius, which is not the case when welding at a higher temperature.

However, the authors concluded that the formation of cracks does not depend on the cooling rate of the welded joints. The influence factor on the hardness is the heterogeneity of the mechanical properties due to the stress-strain state of the pipeline during its operation in abnormally low temperature conditions.

The article “Influence processes freezing and thawing of permafrost soils on underground pipeline’s stress-strain state” [3] by Naumov O. et al. presents a simulation of the main oil pipeline laid underground in difficult geological and climatic conditions, that is, under the influence of cyclic melting-freezing of soils. The key issue is the negative impact of thermokarsts, heaves and dips resulting from seasonal temperature fluctuations on the pipeline route.

When calculating the stress-strain state, the finite element method was used. It was used to calculate the factor of safety margin, based on the conditions of external loads on the pipeline and operating conditions. However, it should be noted that the model conditions do not always correspond to the real ones. Also, with the help of the SolidWorks Simulation program, a change in the geometric position of the pipeline,

					Приложение А	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

associated with seasonal soil movements, relative to the original one, was designed. As an example, a plot with a length of 30 meters was selected. The results of the statistical analysis are shown in Figure 12.



Figure 12 – Stress-strain state of the pipeline

Based on the results obtained, the authors concluded that during the deflection and the combined effect of lifting and deflection, maximum stresses are observed, which indicate the constancy of the pipeline deformations. Accordingly, with such seasonal cyclical changes in the design position of the pipeline, cracks will gradually appear and spread. However, the authors noted that with a pipeline length of no more than 10 meters, such significant changes will not be observed, respectively, the stress-strain state will be within the normal range, that is, the safety factor will meet the conditions.

Seasonal cyclical changes in the ground (melting-freezing) have a significant impact on the position of the pipeline, or rather on its change relative to the design;

As a result, extreme stresses occur in the pipeline, resulting in larger bending radii and pressure gradients. Such stresses lead to the destruction of the oil pipeline;

The most effective measures to prevent the occurrence of emergency situations are: water removal along the route of the laid oil pipeline, the use of cooling units, as well as constant monitoring the oil pipeline position.

The article under consideration is very useful for exploring my topic. The materials presented by the authors helps to understand the problem of the underground pipeline behavior under the influence of soil freezing and thawing.

## Tests to assess the reliability of pipelines laid in extreme conditions

The article “Development of climatic tests of polymer materials for extreme operating conditions” [4] by Lebedev M.P. et al. presents a study of the strength properties of composites made by 2D and 3D-weaving. The article deals with the practical application of polymer and polymer-composite materials in complex geological and climatic conditions. It does not apply to the oil and gas industry, but it is useful for consideration. When choosing a material for a specific application in industry, in construction, in transport, in everyday life, its composition is selected from a large number of possible options, which will provide a combination of the required indicators at an acceptable cost. The most important advantage of this material is its ability to maintain their performance as long as possible, that is, to resist aging is a combination of physico-chemical reversible and irreversible transformations under the influence of aggressive environmental factors (temperature, humidity, solar radiation, mechanical stress, etc.).

The right set of required composition allows increasing the efficiency without losing its properties for up to 50 years, which proves the feasibility of application of pipes from this material in pipeline transport.

In the research under consideration, algorithms were developed to find quantitative relationships between the value of the macroscopic index and the concentrations of chemical and physical bonds formed during aging.

The experience shows (Fig. 13) that with correct mechanical measurements, the duration of exposure  $t$  increases, and the index  $R$  monotonically changes. The tests were carried out with the help of special equipment. That is, the quality is reduced by having a flat graphic character.

					Приложение А	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

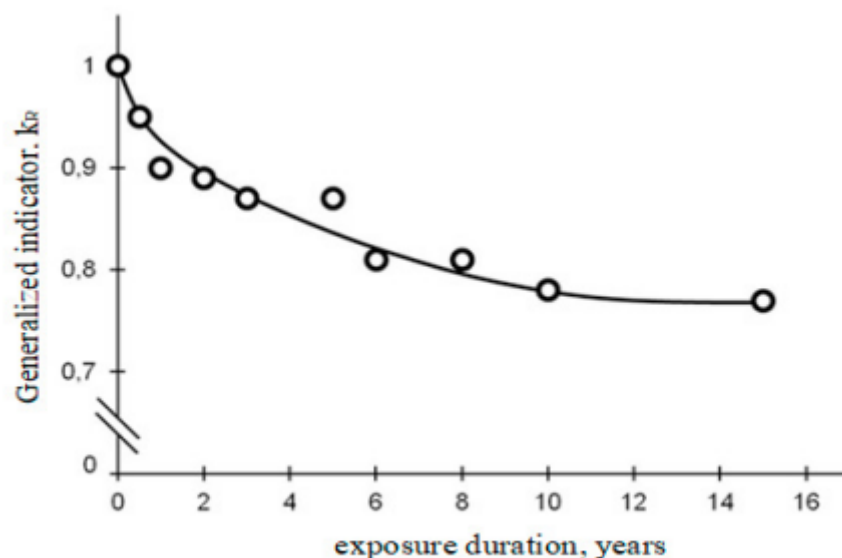


Figure 13 – An example of a monotonous decrease in the mechanical index due to the destruction of the polymer matrix

The researchers drew a conclusion that to increase the reliability of determining the mechanical properties of PCM during climatic aging in the initial state and after the completion of the next stages of exposure, it is necessary to provide the following methodological requirements:

- in accordance with the current standards, prepare samples for measurements and make preliminary assessments (influence of the shape and size of the samples, methods of fixing the samples in the clamps, the angle of the cut of the samples to the main direction of reinforcement);
- check the variation of indicators for samples cut from different plates, calculate the coefficients of variation that determine the number of samples to ensure the required accuracy;
- measure the controlled R value for several temperatures, including below and above the glass transition temperature of the polymer matrix;
- perform measurements for samples in the delivery state or at the time of removal, after complete drying and wetting at 60° C.

Without strict compliance with these requirements, high reliability of measurement of mechanical parameters will not be achieved.

This article “Investigation of the climate resistance of stabilized polyethylene composite materials” [5] written by Petukhova E.S. Fedorov A.L. presents studies of the climatic resistance of polyethylene composites containing various stabilizers. For complex climate studies, the authors selected materials with the highest stable mechanical characteristics and density.

The authors found that the use of sulfur-containing stabilizing additives leads to a change in the color of samples after 1 month of exposure, probably due to the formation of quinone during the decomposition of stabilizing additives. It was shown that one of the most sensitive indicators of aging of polyethylene is elongation at break.

The study of the dependence of the elongation at break on the period of exposure in the open air showed that the use of stabilizers of the grades CO3 and CO4 in the amount of 0.3-0.5 wt.% is sufficient to maintain the stable operation of products and structures for 1 year. While the original polyethylene and the composite containing Stafen stabilizer embrittle after 9 months of exposure. The results are shown in Figure 14.

					Приложение А	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

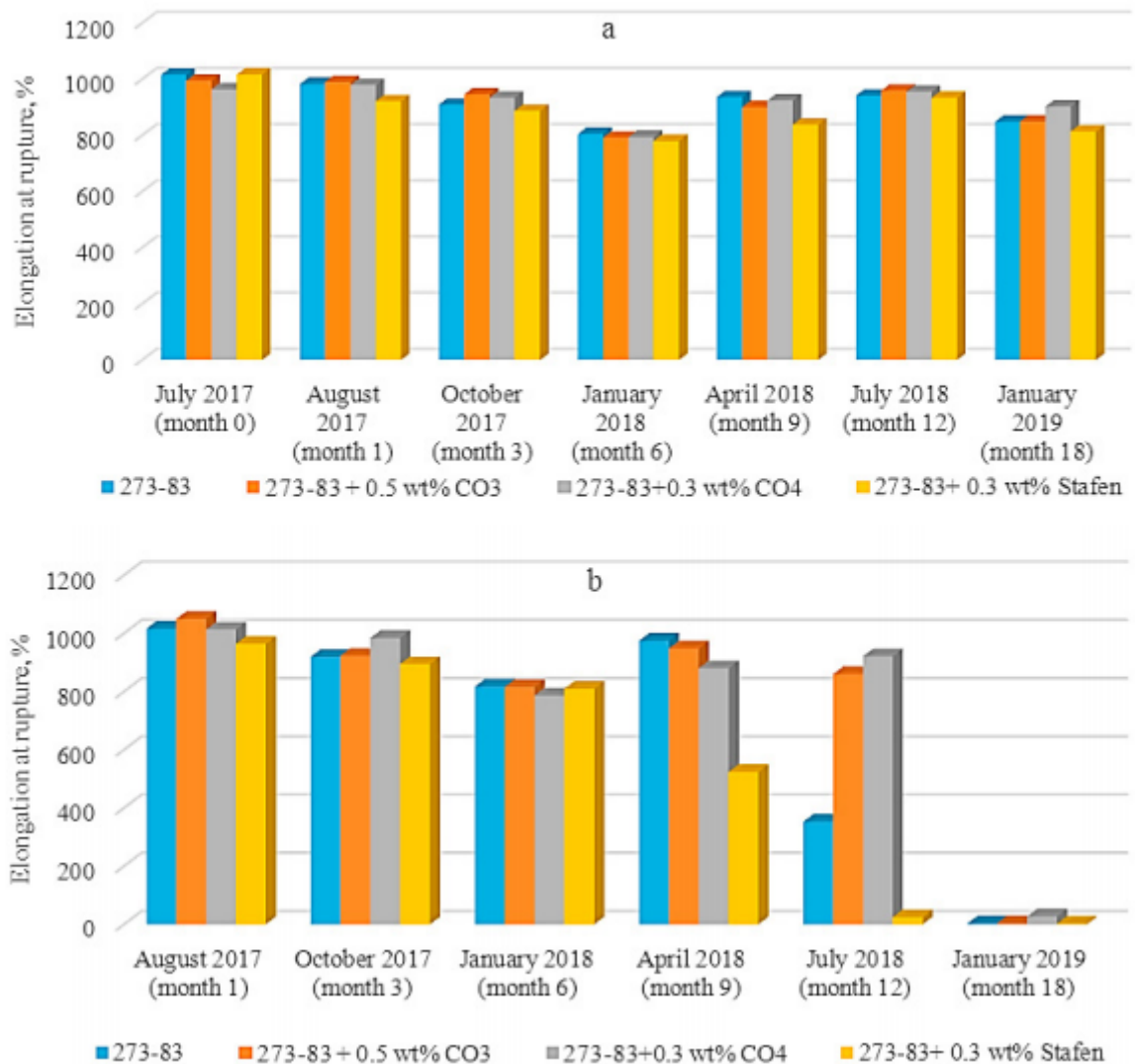


Figure 14 – Elongation at rupture: (a) is control samples; (b) is testing samples taken from the (open-air testing area)

Electron microscopic studies have shown that the submolecular structure of the composites significantly depends on the exposure conditions. The most noticeable changes in structural characteristics were found for composites exposed to the open air. Significant temperature decrease during the test period causes these changes. In general, it was established that the use of stabilizers of grades CO3 and CO4 allows to extend the service life of products and structures made of unpainted polyethylene in the climatic conditions of the Republic of Sakha (Yakutia) by 25% (from 9 to 12 months)

The paper “Strength of trunk pipelines with critical damages” [6] considers the influence of local buckling (hereafter referred to as crimp) on the reduction of the static strength of pipelines. The reduction of plasticity and the increase of yield limit due to aging; decrease of the operation temperature; residual tensile stresses acting in the inner part of the pipe at the crimp top during plastic crimp formation; and residual tensile stresses caused by welding were assessed. The article presents the analysis of various local damages of main pipelines, which lead to a sharp decrease in their strength and service life.

Potentially dangerous from the point of view of the formation of crimps are heated and stationary zones of pipelines, arches, floating up zones. Crimp formation can occur during the manufacture and transportation of main pipeline components or during construction, operation, maintenance and repair. Figure 15 shows the main geometric characteristics of the crimps.

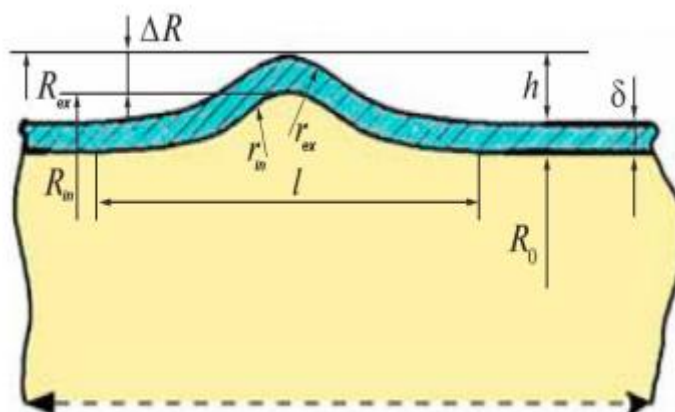
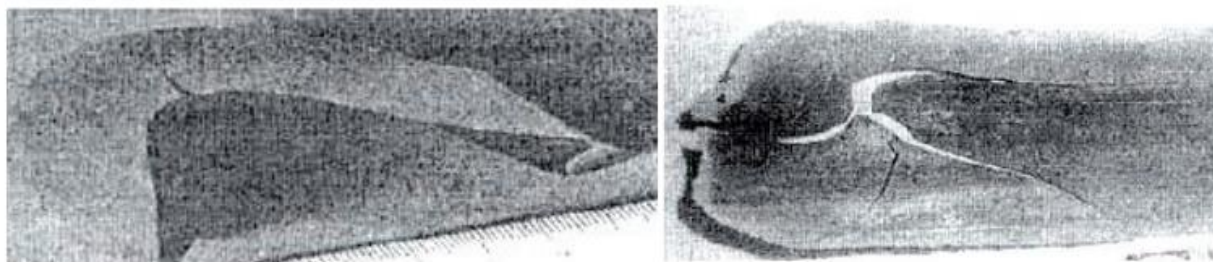


Figure 15 – Geometrical characteristics of crimps

The article also provides the analytical and experimental assessment of the load-bearing capacity of the main pipeline. According to this assessment, the author concluded that the formation of a crimp can significantly (up to 50%) reduce the static strength of pipelines. Tests on the strength of pipelines with a diameter of 720-1020 mm damaged by crimping showed that the first cracks appear at relatively low nominal stresses. The failure caused by compression at stresses close to the yield point or higher in the longitudinal direction along the weld joint is also possible (Fig. 16b), when the

height of the crimp is relatively small, and it is located in the thermal impact zone of the weld.



a

b

Figure 16 – Examples of pipeline failure in crimp zone

The numerical simulation of the migratory pingo and the curved oil pipeline at the 86th station of the Golmud-Lhasa highway [7] provides a good representation of the 3D stress fields and plastic strains affecting them, taking into account the interaction between permafrost, pingo and pipeline. An engineering-geological model was created from field data, and the mechanical properties of the medium were determined from the results of field and laboratory tests. They were then analyzed using the ANSYS finite element pingo and pipeline bend modeling software.

Based on the results obtained, a conclusion can be drawn. Plastic strain concentrations occur near the pingo baseline and at bends in a bent pipeline. Pingo expansion also results in complex stress fields inside the bent pipe. The maximum main compressive stress ( $\sigma_1$ ) ranges from -200 to 515 MPa, the intermediate main compressive stress ( $\sigma_2$ ) ranges from -140 to 140 MPa, and the minimum main compressive stress ( $\sigma_3$ ) ranges from -520 to 140 MPa. This caused plastic deformation ranging from -0.08 to 0.08 within the pipe bend. The stress and plastic strain concentrations are at the inflection points within the bend. Concentrations of compressive stresses and strains are formed on the inner sides of the kinks, and concentrations of tensile and plastic strains are formed on their outer sides.

The numerical simulation also shows that:

- There are interactions between permafrost, pingos and the pipeline; the freezing expansion of the pingo caused the buried pipe to bend upwards, and the pipe also created an apparent constraint on the freezing expansion of the pingo;



- Freezing expansion can lead to different stress and strain fields in media with different mechanical properties; pingo stresses are much lower than the stresses in a bent pipe, and the plastic deformations of a pingo are much higher than those in a bent pipe;
- The composition, structure, mechanical properties and water availability of breccia and permafrost control the shape and size of the water content in the breccia, and permafrost regulates the frost heaving coefficient;
- The magnitude of the potential bending of the buried pipe caused by the expansion of the pingo decreases with increasing depth.

The authors of the paper “Safety assessment of oil and gas pipelines using satellite information” analyzed the impact of an oil pipeline laid in permafrost on the surrounding soils. The researchers examined multi-time images from Landsat 5, 7 and 8 satellite. ENVI software package was used to process the images and calculate NDVI vegetation index. July was chosen, as it is the month of the greatest flowering of plants. Measurement of relative change in vegetation state over time with the use of satellite data should be compared with the data of reference sites (background) determined before the construction of the pipeline or comparable areas of untouched vegetation and soil. To study the environmental impact of the pipeline, three sites near the pipeline and three background sites were selected.

The authors present a correlation with the surface air temperature and the total amount of precipitation. With an increase in air temperature and a decrease in precipitation, the vegetation index values decrease in both the main and background areas. With an increase in precipitation, NDVI values increase.

The results of the work demonstrated the prospects of using NDVI sensitivity index in studies of complex interactions between the environment, permafrost and an underground oil trunk pipeline. Despite the fact that increase in average annual air temperature and the average annual precipitation also affects the change in the vegetation index, using NDVI it is possible to estimate the impact of the oil pipeline on the activation of geocryological processes.

					Приложение А	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Referenes

- 1) Andreev Y. M., Lukina E. S., Prokopyev L. A., Ivanov A. R. (2019) Reliability of linear main gas pipelines after longer operation in cryolithozone conditions. *Procedia Structural Integrity*. 20. 167–173.
- 2) Bisong M. S., Mikhailov V. E., Lepov V. V., Makharova S. N. (2019) Microstructure influence on crack resistance of steels welded structures operated in an extremely cold environment. *Procedia Structural Integrity*. 20. 37-41.
- 3) Naumov O., Moskvitin G., Grigorieva Y. (2019) Influence processes freezing and thawing of permafrost soils on underground pipeline's stress-strain state. *Procedia Structural Integrity*. 20. 53–56.
- 4) Lebedev M.P., Startsev O.V., Kychkin A.K. (2019) Development of climatic tests of polymer materials for extreme operating conditions. *Procedia Structural Integrity*. 20. 81–86.
- 5) Petukhova E. S. Fedorov A.L. (2019) Investigation of the climate resistance of stabilized polyethylene composite materials. *Procedia Structural Integrity*. 20. 75–80.
- 6) Makhutov N. A., Permyakovb V. N., Reznikov D. O. (2019) Strength of trunk pipelines with critical damages. *Procedia Structural Integrity*. 20. 9–16
- 7) Wu Z., Barosh P. J., Wang L., Hu D., Wang W. (2008). Numerical modeling of stress and strain associated with the bending of an oil pipeline by a migrating pingo in the permafrost region of the northern Tibetan Plateau. *Engineering Geology*, 96. 62–77.

**Приложение Б**  
(обязательное)

Таблица 1 – Временные показатели исследования

Содержание работ	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			Продолжительность работ, дн.			
					Т <sub>р</sub>		Т <sub>к</sub>	
		$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	Р	И	Р	И
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	2	1,4	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	4	6	4,8	-	4,8	-	8
Выбор направления исследования	Руководитель, инженер	1	2	1,4	0,7	0,7	2	2
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер	1	2	1,4	0,7	0,7	2	2
Проведение теоретический обоснований исследования	Инженер	7	10	8,2	-	8,2	-	13
Изучение геологических и технологических характеристик Ванкорского нефтяного месторождения	Инженер	6	8	6,8	-	6,8	-	11
Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер	2	4	2,8	1,4	1,4	3	3
Исследование факторов, влияющих на надёжность, целостность межпромысловых нефтепроводов	Руководитель, инженер	14	16	14,8	7,4	7,4	11	11
Определение методики расчёта	Руководитель, инженер	14	16	14,8	7,4	7,4	11	11

Проведение расчётов на прочность линейной части	Руководитель, инженер	19	20	19,4	9,7	9,7	15	15
Анализ и интерпретация результатов	Инженер	2	4	2,8	-	2,8	-	5
Составление отчета	Инженер	8	12	9,6	-	9,6	-	15
Оформление расчетно-пояснительной записки, проверка НИР, составление отчета по НИР	Руководитель, инженер	5	6	5,4	2,7	2,7	4	4
Составление презентации	Инженер	2	4	2,8	-	2,8	-	5
Итого				96,4	31,4	65	50	105

Таблица 2 – Календарный план-график исследовательских работ

Содержание работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , дн.		Продолжительность выполнения работ														
		Р	И	Февраль	Март			Апрель			Май			Июнь				
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	-	■														
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	-	8		■													
Выбор направления исследования	Руководитель, инженер	2	2		■													
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер	2	2		■													
Проведение теоретический обоснований исследования	Инженер	-	13			■												
Изучение геологических и технологических характеристик Ванкорского нефтяного месторождения	Инженер	-	11				■											
Проведение подготовительных работ	Руководитель, инженер	3	3						■									
Исследование факторов, влияющих на надёжность межпромисловых нефтепроводов	Руководитель, инженер	11	11							■								
Определение методики расчёта	Руководитель, инженер	11	11								■							
Проведение расчётов на прочность линейной части	Руководитель, инженер	15	15									■						
Анализ и интерпретация результатов	Инженер	-	5										■					
Составление отчета	Инженер	-	15												■			
Оформление расчетно-пояснительной записки, проверка НИР, составление отчета по НИР	Руководитель, инженер	4	4													■		
Составление презентации	Инженер	-	5														■	

Руководитель (Р) - ■ инженер (И) - ■

