

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
<b>«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа»</b>

УДК 622.692.4.053-049.7(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Алиев Асиф Асаф оглы		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	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	Алиеву Асифу Асаф оглы

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа»	
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 – участок надземного магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе».

<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>Аналитический обзор технологии сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях;  Оценка прочностных параметров проектируемого линейного участка надземного нефтепровода;  Построение САД-моделей компенсаторов;  Оценка основных нагрузок, действующих на трубу;  Анализ напряженно-деформированного состояния объектов в программной среде ANSYS;  Расчет коэффициента запаса прочности;  Оценка металлозатрат при проектировании выбранного участка магистрального нефтепровода;  Оценка эффективности выбранных технических решений при обеспечении требований ресурсо- и энергосбережения;  Проверка запаса прочности и устойчивости опор нефтепровода;  Расчет теплопроводности и толщины стенки теплоизоляционных материалов: ППУ и ПИР.</p>
--	---

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

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

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Доцент, к.ф.н., Айкина Татьяна Юрьевна

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

Введение
Объект исследования
Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях
Анализ выбора способа прокладки трубопровода
Расчёты и аналитика
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions

<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 Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Алиев Асиф Асаф оглы		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 26 рисунков, 23 таблицы, 42 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, нефть, горячая перекачка, надземная прокладка, компенсатор, напряженно-деформированное состояние, теплоизоляция нефтепровода, экономическая эффективность, термостабилизаторы, опоры.

Объектом исследования является надземный участок магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе».

Цель работы – разработка мероприятий по применению ресурсосберегающих технологий, позволяющих повысить эксплуатационную надежность магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе».

В процессе исследования проводились исследования напряженно-деформированного состояния конструкций компенсаторов в системе автоматизированного проектирования ANSYS, определение максимально допустимого напряжения компенсаторов, расчеты затрат на металлические конструкции для строительства трубопровода, расчёт устойчивости опор надземного трубопровода.

В результате исследования была установлена оптимальная конструкция компенсатора надземного участка нефтепровода, отвечающая прочностным параметрам и минимальной протяженности при надземной прокладке.

Область применения: надземные магистральные нефтепроводы, эксплуатируемые в аномальных геолого-климатических условиях.

Значимость работы: Результаты проведенных в работе исследований будут полезны компаниям, занимающимся транспортировкой нефти в условиях криолитозоны, заинтересованным во внедрении в свое производство перспективных технологий с целью повышения эксплуатационных свойств, и соответственно снижению эксплуатационных затрат.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					7	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

## Определения и сокращения

В настоящей работе используются следующие сокращения:

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ММГ – многолетнемерзлые грунты;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

МТ – магистральный трубопровод;

СОД – средства очистки и диагностики;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

ППУ – пенополиуретан;

ПИР – пенополиизоцианурат;

НТИ – научно-техническое исследование;

ТСГ – термостабилизатор грунта;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СОУ – сезонно-действующие охлаждающие устройства;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Определения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					8	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		



## Оглавление

Введение...	12
1. Объект исследования .....	15
1.1. Общие сведения о линейной части исследуемого объекта .....	15
1.2. Природные особенности района работ .....	16
1.3. Инженерно-геологическая характеристика трассы .....	18
2. Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях .....	20
2.1. Земляные работы .....	21
2.2. Бурение скважин и установка свай .....	22
2.3. Установка специальных опор .....	24
2.3.1. Неподвижные опоры.....	25
2.3.2. Продольно-подвижные опоры .....	26
2.3.3. Свободноподвижные опоры.....	27
2.4. Теплоизоляционные материалы МН .....	29
2.4.1. ПШУ ....	31
2.4.2. ПИР .....	32
2.5. Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов .....	33
2.6. Геомониторинг объектов МН «Заполярье-Пурпе».....	38
3. Анализ выбора способа прокладки трубопровода.....	41
3.1. Характеристики, виды и особенности применения компенсаторов .....	43
3.2. Назначение и конструкция компенсаторов МН «Заполярье-Пурпе».....	45
3.3. Мероприятия по внедрению.....	48
4. Расчёты и аналитика .....	50
4.1. Расчёт толщины стенки, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода .....	50
4.2. Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов .....	53
4.3. Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе.....	54

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление					
Разраб.		Алиев А.А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.						9	123	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								

4.4. Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода .....	57
4.5. Расчет толщины теплоизоляционного слоя .....	62
4.6. Расчет компенсаторов.....	66
4.7. Расчет компенсации температурных удлинений .....	66
4.8. Расчет напряженно деформированного состояния компенсаторов надземного трубопровода в программном комплексе Ansys .....	67
4.8.1. Расчёт трапецевидного компенсатора на прочность.....	69
4.8.2. Расчёт S-образного компенсатора на прочность .....	71
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	77
5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	77
5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	77
5.1.2. Анализ конкурентных технических решений .....	78
5.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	79
5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования .....	79
5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ .....	80
5.2.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	81
5.2.3.1. Расчет материальных затрат НТИ .....	81
5.2.3.2. Затраты на специальное оборудование и амортизацию.....	82
5.2.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы .....	83
5.2.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей .....	84
5.2.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды .....	84
5.2.3.6. Накладные расходы.....	85
5.2.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта . .....	85
5.3.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	86
5.4. Определение экономического эффекта .....	88
5.5. Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	90
6. Социальная ответственность .....	93

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	93
6.1.1. Производственная безопасность .....	93
6.1.2. Компоновка рабочей зоны.....	95
6.2. Производственная безопасность.....	96
6.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	99
6.4. Расчёт электробезопасности .....	100
6.5. Экологическая безопасность.....	101
6.5.1. Анализ влияния на окружающую среду .....	102
6.5.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	104
6.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
6.6.1. Анализ вероятных ЧС .....	105
6.7. Выводы по разделу «Социальная ответственность» .....	107
Заключение .....	108
Список использованной литературы.....	110
Приложение А .....	114

					Оглавление	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 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 больших 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.

Первоначально, решение данного вопроса должно начинаться на этапе проектирования нефтепровода. На участках многолетнемерзлых грунтов возникает необходимость выбора и анализа способов прокладки нефтепровода, выделение преимуществ и недостатков, и последующие выявление наиболее эффективной конструкции.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Алиев А.А.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						12	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					Группа 2БМ01		

При прокладке нефтепровода подземным способом возникают факторы, резко понижающие его эксплуатационную надежность. Вокруг трубопровода происходит оттаивание мерзлоты, которое может вызвать обводнение грунтов и способствует интенсивному развитию эрозионных и суффозионных процессов. Эти факторы могут привести к деформации трубопровода. Поэтому в большинстве случаев, подземный способ прокладки «горячего» нефтепровода нецелесообразен на участках многолетнемерзлых грунтов.

Альтернативным вариантом является применение надземного способа прокладки нефтепровода. Этот способ позволяет снизить влияние геокриологических условий при строительстве и эксплуатации.

Для увеличения уровня эксплуатационной надежности необходимо также учесть такие процессы, как температурные изменения транспортируемого продукта и окружающей среды. Эти процессы приводят к температурным деформациям трубопровода. При удлинении надземного участка возникает давление на опоры, которое способно сдвинуть их с места или разрушить, тем самым, снизить устойчивость трубопровода и надежность его конструкции.

Одним из наиболее опасных силовых воздействий на трубопроводы является изменения грунтовой обстановки, его растепление и дальнейшая просадка.

Для защиты от нагрузок, которые возникают из-за температурного изменения, существует компенсация участков трубопровода. Она представляет собой способность трубопровода деформироваться без перенапряжений материала. Другими словами, участок трубопровода, оснащенный самокомпенсацией либо компенсационными устройствами специальной конструкции, может свободно удлиняться при повышении температуры и укорачиваться при её снижении.

Помимо этого, используются специальные устройства – термостабилизаторы, которые постоянно поддерживают в грунтах отрицательную температуру.

					Введение	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применение данных технологий значительно снижает риск аварийных ситуаций вследствие температурных изменений, которые оказывают влияние на надземный трубопровод, проложенный на многолетнемерзлых грунтах.

Целью работы является разработка мероприятий по применению ресурсосберегающих технологий, позволяющих повысить эксплуатационную надежность магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе».

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Изучить технологии строительства надземных магистральных трубопроводов;
2. Произвести патентный обзор для выявления ресурсосберегающих технологий;
3. Произвести оценку прочностных параметров надземного нефтепровода;
4. Проанализировать напряжённо-деформированное состояние компенсаторов на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе» при изменении эксплуатационных и конструктивных параметров;
5. Изучить нормативно-техническую документацию конструктивных особенностей и технологии сооружения;
6. Оценить экономическую эффективность прямолинейного участка надземного нефтепровода с разными конструкциями компенсаторов.

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
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1. Объект исследования

### 1.1. Общие сведения о линейной части исследуемого объекта

Для подключения к магистральной сети нефтепроводов новых месторождений севера Красноярская края и Ямало-Ненецкого автономного округа была проложена самая северная нефтяная магистраль России «Заполярье – Пурпе». Объект является частью нефтепровода «Заполярье — Пурпе — Самотлор», который обеспечивает присоединение к трубопроводной системе «Восточная Сибирь — Тихий океан» [1].

Трасса исследуемого объекта проходит по территории Тюменской области в направлении с севера на юг. Самая северная точка нефтепровода – головная нефтеперекачивающая станция №1 «Заполярье». Она оснащена резервуарным парком с восьмью резервуарами для хранения нефти. Объем резервуаров - 20 тыс. куб. м каждый. Южная точка - линейная производственно-диспетчерская станция «Пурпе». Для полного заполнения линейной части нефтепровода была возведена промежуточная нефтеперекачивающая станция №2 «Ямал». Нефтепровод имеет участки с подводными переходами, т.к. трасса пролегает через несколько водных преград, в числе которых две северные реки – Пур и Таз. Также, на линейной части есть 8 пунктов подогрева нефти. Аппарат управления данного участка магистрального нефтепровода расположен в городе Новый Уренгой.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Объект исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					15	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						



Рисунок 1 – Трасса нефтепровода «Заполярье-Пурпе» на карте

В связи с тяжелыми климатическими и географическими условиями основной объем работ был выполнен в зимний период. Строительство трассы осуществлялось поэтапно: выделяют первую, вторую и третью очередь нефтепровода. Суммарная длина линейной части составляет 488 км. Пропускная способность нефтепровода до 45 млн. тонн нефти. Ресурсный потенциал месторождений – 2 млрд. тонн нефти. Среди подключаемых к нефтепроводу месторождений: Уренгойские, Сузунское, Тагульское, Русское, Мессояхское, Пякяхинское и другие месторождения [1].

## 1.2. Природные особенности района работ

Работы по строительству и монтажу нефтепровода «Заполярье-Пурпе» проходили в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Площадь данного района составляет 108 тыс. км<sup>2</sup>. По его территории протекает река Пур, в честь которой район получил свое название.

					Объект исследования	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рельеф территории ЯНАО равнинный, на севере образован тундрой. Участок нефтепровода, проходящий за Полярным кругом, расположен в зоне вечной мерзлоты. Климат зоны расположения объекта определяется тем, что маршрут нефтепровода относится к двум климатическим зонам: арктической и субарктической. В результате средняя продолжительность зимы составляет 8 месяцев, сопровождается сильными ветрами и небольшим количеством осадков, что приводит к небольшой величине снежного покрова. Лето относительно короткое, но при это достаточно теплое. Значение температуры резко меняется не только в зависимости от сезона, но и от времени суток. Вечная мерзлота в данном регионе объясняется непродолжительным летом, в течение которого почвенный слой не успевает оттаять полностью. Среднегодовая температура воздуха района отрицательная, примерно равна  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В зимний период времени значение температуры достигает  $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а в летнее время не поднимается выше  $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В самом ближайшем к магистральному трубопроводу городе (г. Новый Уренгой) среднегодовая температура составляет  $-7,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .



Рисунок 2 – Нефтепровод «Заполярье-Пурпе»

Осложняющими условиями при строительстве нефтепровода «Заполярье-Пурпе» выступили водные преграды, для их преодоления необходимо сооружение подводных переходов. Строительство трубопровода в основном производилось в зимнее время, так как в период кратковременных летних

					Объект исследования	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оттепелей болотистая местность в регионе проложения становится совершенно непроходимой, и доставка специальной техники для проведения основных работ становится невыполнимой задачей. В отличие от небольших озер и рек, река Таз и Пур являются одними из самых сложных препятствий. Переход через данную водную преграду построен при использовании метода наклонно-направленного бурения как для основной, так и для резервной нитки. Общая длина подводного перехода через реку Таз с учетом поймы составила 26 км, что делает данный переход одним из самых протяженных в истории строительства нефтепроводов. Река Пур простирается на более 390 км, а максимальная глубина реки достигает 6 метров. Наиболее сложные операции по прокладке исследуемого нефтепровода связаны именно с проектированием и строительством подводных переходов, особенно, через реку Пур.

### **1.3. Инженерно-геологическая характеристика трассы**

Значительная часть округа находится в зоне вечной мерзлоты. Трасса нефтепровода распространяется по твердомерзлым и пластично мёрзлым грунтам, которые в зимнее время находятся в мерзлотном состоянии, т.е. покрыты толстым слоем льда. Весной при повышении температуры снежная пустыня превращается в водную гладь. Избыточное увлажнение территории со слабо дренированными грунтами способствует развитию болото образования. Также, протекают такие криогенные процессы, как термокарст и пучения. В связи с данными климатическими условиями, основная часть строительства магистрали проходило в зимнее время года.

Климатические условия вызвали определенные сложности при строительстве нефтепровода «Заполярье-Пурпе». Ввиду расположения объекта на территории Крайнего Севера МТ имеет конструктивные особенности: большая часть трубопровода строилась надземным способом с помощью специальных опор. Проектирование опор проводилось с учетом перепада температур в районе работ, поэтому примененные инженерные решения исключают подвижность трубы при её нагреве или охлаждении. Специалисты

					Объект исследования	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

компании «Транснефть» разработали три типа опор: неподвижные, свободноподвижные и продольно-подвижные. С одной стороны такие опоры надёжно фиксируют трубу, но при этом с другой стороны сохраняется возможность перемещения в осевом и поперечном направлениях, что исключает негативные последствия воздействия температурных напряжений [2].

Ещё одной важной задачей была установка опор на сваи и погружение их в грунт с сохранением при этом вечной мерзлоты. Рядом с погруженными на глубину до 18 сваями для этого устанавливались термостабилизаторы с хладагентом, которые также были разработаны специалистами «Транснефти» и по своим возможностям превосходили все имеющиеся на момент строительства трубопровода образцы. Несмотря на возникшие при строительстве трудности, наблюдался значительный суточный прирост трубопровода (от 3 до 3,5 м). Всего было возведено 19 400 опор для надземной прокладки нефтепровода и 110 000 термостабилизаторов, регулирующих состояние грунтов под магистралью.

					Объект исследования	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях

Освоение северных районов Российской Федерации началось относительно недавно, как и развитие системы нефтепроводов на этой территории. Сложные природно-климатические условия способствуют разработке новейших технологических и технических решений.

Для районов Крайнего Севера присуще абсолютный перепад температур от –56 зимой до +34 градусов летом; сильные ветры со скоростью свыше 40 м/с и, конечно же, распространение многолетнемерзлых грунтов. В условиях таких грунтов существует опасность, что теплая труба растопит мерзлые породы, поэтому необходимо учитывать этот факт, при выборе способа прокладки нефтепровода [3].

Сохранение отрицательных температур в грунтах является важным аспектом при сооружении нефтепровода. Также важно учитывать и реологические свойства перекачиваемой нефти. Нефть в северных районах имеет высокую температуру застывания +4 – +6 градусов, поэтому необходимо подогревать ее до 60 градусов. Нефть должна иметь высокую положительную температуру по всей протяженности нефтепровода, что рождает целый комплекс проблем, связанных с поддержанием положительной температуры нефти в нефтепроводе по всей протяженности.

Учитывая все геологические и климатические особенности Заполярья и Крайнего Севера, для надежной и безопасной эксплуатации трубопроводной системы, необходимо применение следующих мероприятий:

- использование высокопрочной (хладостойкой) стали для объектов данного участка НП;
- надземная прокладка НП;

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					20	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- использование соответствующего теплоизоляционного материала, удовлетворяющего условиям данного района;
- применение термостабилизаторов для поддержания стабильного состояния грунта [4].

## 2.1. Земляные работы

Самым оптимальным климатическим сезоном для прокладки магистрали, является зимнее время года, когда многочисленные болота и водоемы Севера скованы толстым слоем льда. В это время проще доставлять по трассе необходимую технику - сварочные комплексы, трубоукладчики, экскаваторы. Именно поэтому основные виды работ - сварка нефтепровода, погружение свай, установка опор, укладка трубы - тоже приходится на зиму [5].

Земляные работы предусматривается выполнять механизированным способом в соответствии с требованиями: СНиП 12-04-2002, СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация», СНиП III-42-80.

При строительстве линейных сооружений земляные работы рекомендуется выполнять следующими механизмами:

- бульдозер ДЗ-126А выполняет, при необходимости, срезку плодородного слоя грунта, рыхление скальных (мерзлых) пород, планировочные работы, устройство технологического проезда, транспортировку грунта во временный отвал;
- экскаватор ЭО-3322Д с рабочим органом «зуб–рыхлитель» или «фрезерная головка» разрабатывает скальный (мерзлый) грунт;
- трубоукладчик предназначен для перемещения, наводки, опускания и укладки в проектное положение труб различных диаметров;
- роторные буровые установки SANY SR150С, для бурения скважин в вечной мерзлоте под буронабивные сваи для опор нефтепровода в зимнее время года;

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

- бурильно-сваебойная машина БМ-833 разрабатывает лидерные скважины и производит погружение металлических и железобетонных свай под опоры Вл-10 кВ [6].



Рисунок 3 – Трубоукладчик и бурильно-сваебойная машина

Строительные машины и оборудование для земляных работ должны соответствовать техническим условиям эксплуатации с учетом условий и характера выполняемой работы; в северных районах с низкими температурами воздуха рекомендуется преимущественно применять машины и технику в северном исполнении.

## 2.2. Бурение скважин и установка свай

В зависимости от определенных факторов назначают способ возведения свайных оснований:

- мерзлотогрунтовых условий трассы;
- времени года;
- технологии производства работ и результатов технико-экономических расчетов.

При сооружении нефтепроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов свайные основания возводят из свай заводского изготовления.

Забивать сваи в грунты, у которых содержание твердых включений до 30% необходимо после бурения лидерных скважин, которые получаются путем

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

погружения специальных труб-лидеров. Диаметр лидерной скважины <на 50 мм наименьшего размера поперечного сечения сваи [8].

Операции по установке свай в лидерные скважины:

- сваебойный механизм забивает лидер до проектной отметки;
- лидер извлекается лебедкой экскаватора, далее он с трубой-лидером перемещается на следующую скважину, где повторяется весь процесс;
- вторым сваебойным механизмом забивается свая в образованную лидерную скважину.

Лидерное бурение нецелесообразно применять при наличии в грунтах более 40% крупнообломочных включений.

Если, несмотря на мощное силовое воздействие, свая отказывается идти дальше вглубь, считается, что свая "дала отказ" и ее обжатие соответствует проектному. Теперь она может нести нагрузку от опоры и трубы нефтепровода.

Возведение свайных оснований осуществляют в зависимости от грунтовых условий такими способами:

- буроопускной (для многолетнемерзлых грунтов);
- бурозабивной (для талых грунтов).

Установка буроопускной сваи – трудоемкий и длительный процесс. Лидерная скважина диаметром 600 мм заполняется специальным раствором, после чего в нее опускают сваю диаметром 426 мм с приваренным эллиптическим наконечником, устанавливают гильзы для термостабилизаторов. На глубину сезонного промерзания скважину заливают бетоном. Теперь свая готова к монтажу ростверков. Однако любой фундамент при строительстве должен набрать прочность. Так что дать нагрузку на сваю, не подвергая ее деформации, можно лишь через некоторое время.

Монтаж бурозабивных свай основан на ином принципе. Скважина диаметром 360 мм бурится на глубину 8 м. Сваю диаметром 426 мм специальный молот-сваебой забивает еще глубже на 1 м. Поскольку бурозабивные сваи будут применяться для талых грунтов, их монтаж должен проходить в зимнее время,

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

когда грунт устойчив. На талых грунтах встречаются отдельные участки мерзлоты, так называемые линзы, плотность которых сравнима с бетоном. При забивке свай нагрузка на их стенки и наконечник оказывается крайне высокой, что может привести к деформации. Сегодня специалисты на различных типах грунтов проводят испытания по определению типа наконечников, пригодных для бурозабивных свай.

Надземная прокладка намного сложнее, чем подземная. Здесь больше технологических шагов, выше требования к точности операций, особенно это касается установки свай.

Забивать сваи необходимо с ювелирной точностью, допустимое отклонение от вертикальной оси составляет всего 2 см. В случае превышения этого допуска свая должна быть демонтирована и забита снова. Это в лучшем случае. В худшем ее придется переносить на другое место, что подразумевает внесение и утверждение изменений в первоначальный проект [9].

Для антикоррозионной защиты свай применяется наружное двухслойное эпоксидное покрытие заводского нанесения.

### **2.3. Установка специальных опор**

Опоры – один из самых ответственных частей деталей трубопроводных систем. На них ложится основное усилие от трубопровода, которое затем передается грунту или несущим конструкциям.

Важную роль играет строение опор. Конструкции должны проектироваться таким образом, чтобы минимизировать трудоемкость монтажа опор на трассе строительства в условиях Крайнего Севера.

Для того чтобы основы трубопровода подстраивались под изменение состояния грунта и самого трубопровода — а они значительны, если учесть огромный перепад температур, свойственный для северных районов страны, необходимо использовать опоры разной конструкции, одни из них совершенно неподвижные, другие могут перемещаться в одной плоскости, а некоторые — во всех плоскостях.

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



### 2.3.1. Неподвижные опоры

Неподвижные опоры должны жестко удерживать трубу и не допускать ее перемещения. Такие опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и среды, горизонтальные (осевые) нагрузки от тепловых деформаций трубопровода, а также нагрузки от гидравлических ударов, вибрации и пульсации. Устанавливаются неподвижные опоры на трассе через каждые 500 м.



Рисунок 4 – Неподвижная опора

Конструкция неподвижной опоры представляет собой единую сварную конструкцию, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их через ростверк на свайный фундамент. Она состоит из катушки с приваренной к ней обечайкой. Катушка через регулируемые стойки приваривается к ростверку. Ростверк приваривается к опорным узлам, которые привариваются к сваям фундамента. Помимо этого, катушка устанавливается через узлы электроизоляции, а также она снабжена внешним кожухом и слоем теплоизоляции.

Между неподвижными опорами трубу поддерживают продольно и свободноподвижные опоры. Они позволяют нефтепроводу, в зависимости от

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

давления и температуры расширения, двигаться в горизонтальном, осевом и поперечном направлениях.

Данная опора применяется для разделения трубопровода на термокомпенсационные блоки, внутри которых происходит компенсация температурных деформаций трубопровода, и устанавливается в начале и в конце термокомпенсационного блока.

### **2.3.2. Продольно-подвижные опоры**

Продольно-подвижная опора применяется для обеспечения возможности продольных (вдоль оси трубопровода) перемещений трубопровода, вызванных температурными деформациями, внутренним давлением рабочей среды в трубопроводе и т.д. Продольно-подвижные опоры устанавливаются на прямолинейных участках (за исключением опор, примыкающих к компенсатору) до и после неподвижной опоры для ее разгрузки от боковых усилий и для обеспечения продольной устойчивости нефтепровода.

Данная опора содержит охватывающие трубопровод ложемент с хомутами и опорную плиту, отличающаяся тем, что подставка, прикрепленная к ложементу, имеет плоское основание, к которому прикреплены выступы, которые входят в отверстия соответствующей формы, расположенные на подставке, выполненной в форме полуцилиндра и закрепленной при помощи сварки на опорной плите.

К опорной плите при помощи сварки прикреплена подставка в форме полуцилиндра с отверстиями, в которые вставляются соответствующие профилю выступы, закрепленные на подставке с плоским основанием, ложемента. В ложементе предусмотрены отверстия для закрепления хомутов, удерживающих трубопровод. Опорная плита устанавливается на подготовленную площадку.

Такая конструкция обеспечивает возможность наклона подставки относительно опорной плиты, свободное перемещение плиты на площадке обеспечивает свободное перемещение трубы, что повышает

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приспособляемость к трассе, а расположение подставки в форме полуцилиндра на опорной площадке, исключает накопление на ней осадков в виде снега.

### 2.3.3. Свободноподвижные опоры

Свободноподвижные опоры помимо свободного перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости, обеспечивает возможность наклона в направлении продольной оси трубопровода. На ростверке установлены боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем продольное и поперечное перемещения трубопровода [10].

Эти опоры воспринимают вертикальную нагрузку - силу тяжести трубопроводов с размещенной на них арматурой и теплоизоляцией различных типов, а также горизонтальную нагрузку, зависящую от коэффициента трения на подошве опоры. На величину трения влияет конструкция подвижной опоры. Наиболее распространенными подвижными опорами являются скользящие опоры, перемещающиеся вместе с трубой по различным опорным конструкциям.

На опорной плите оппозитно друг другу жестко закреплены, например, при помощи сварки, боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем возможность расчетного поперечного перемещения подвижной части опоры и допускаемые отклонения на монтаж опоры и установку трубопровода. Скользящая поверхность опорной плиты представляет собой коррозионностойкий стальной лист, укрепленный на опорной плите. Также поставленная задача решается конструктивно иным исполнением опорного узла, который представляет собой опорную муфту, свободно с зазором установленную на двух, жестко приваренных к свае фундамента полукольцах, на которой размещена опорная плита с отверстием, соответствующим внутреннему диаметру муфты, при этом плита соединена с муфтой вертикальными косынками, горизонтальными ребрами жесткости, усиливающими жесткость опорного узла. К столу-ростверку опорная плита с отверстиями может быть закреплена жестко посредством сварного соединения, например, при приварке при монтаже опоры или

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полулестко посредством болтового соединения, имеющего зазоры, обеспечивающие гибкость соединения, необходимую при пучении (просадки) свай или грунтов под свайным основанием. Полукольца закреплены к свае с технологическим зазором между торцами полуколец. Зазор между внутренним диаметром муфты и наружным диаметром сваи составляет не менее 8 мм. Иными словами, зазор между внутренним диаметром муфты и наружным диаметром сваи обеспечивает возможность изменения высотного положения (поднятия/опускания) сваи в случае возможного пучения (осадки) грунта до 400 мм. Ширина полукольца, определяемая как разность между его внешним и внутренним диаметром, соответствует толщине муфты, определяемой как разность между ее внешним и внутренним диаметром, увеличенной на величину зазора между муфтой и свайей.



Рисунок 5 – Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры

Использование разных видов надземных конструкций позволяет удержать с обеспечением необходимой жесткости нефтепровод даже при падении двух опор. Создание нескольких опор позволяет обеспечить минимальную металлоемкость конструкций. Для неподвижных и подвижных опор следует применять хладостойкую сталь 09Г2С 14-й категории. Масса опор составляет от 2 до 4,9.

Плавное скольжение опор с трубопроводом при температурных деформациях обеспечивается установкой на подошве опоры антифрикционных высокопрочных прокладок из полимерных материалов (типа фторопласт). На опорном столе ростверка установлен лист из нержавеющей стали.

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

Для предотвращения коррозии трубопровода и обеспечения безопасной эксплуатации в течение 50 лет на опоре установлены узлы электроизоляции с применением полимерных влагостойких электроизоляционных материалов.

## 2.4. Теплоизоляционные материалы МН

Теплоизоляция трубопровода - по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы в окружающую среду. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов, обладающих теплоизоляционными свойствами. Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций: уменьшение плотности нефти до нормативных величин; стабилизация температуры нефти в трубопроводе; выполнение всех свойств что и обычная изоляция [11].

У нефти с северных месторождений очень большая вязкость и, следовательно, при транспортировке ее необходимо нагревать до +60 градусов, поэтому при строительстве нефтепровода применяются трубы с дополнительным теплоизолирующим покрытием.

При выборе теплоизоляционного материала важно учитывать свойства покрытия в зависимости от условий сооружения нефтепровода. В условиях севера наилучшим решением является применение специальной технологии монтажа и термоизоляции труб (эпоксидное покрытие, пенополиуретан, металлополимерная оболочка из оцинковки) и сварных швов на трубопроводе.

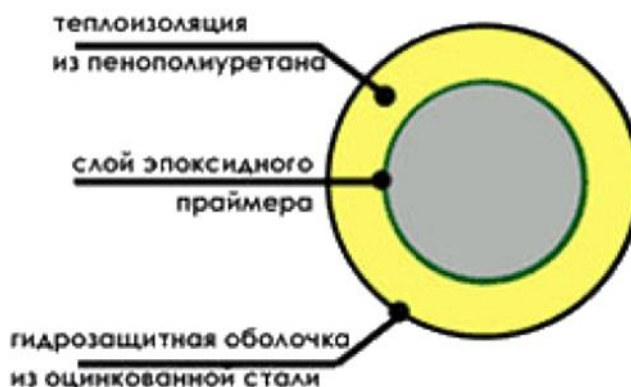


Рисунок 6 – Структура теплоизоляции нефтепровода

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

Однослойное эпоксидное покрытие наносится только на трубы с последующей теплоизоляцией, что обеспечивает долговечную и надежную антикоррозионную защиту трубопроводов, в том числе при низких температурах окружающей среды. Ударная прочность такого покрытия толщиной 350-400 мкм не превышает значений 6-8 Дж при  $20\pm 5^{\circ}\text{C}$ , а при температуре минус  $40^{\circ}\text{C}$  снижается до 2-3 Дж.

Для защиты свайных труб используется двухслойное эпоксидное покрытие, оно обладает повышенной ударопрочностью, устойчивостью к прорезанию, сдиру при транспортировке труб и строительных работах и не повреждается в условиях вечной мерзлоты. По результатам испытаний ОАО «ВНИИСТ» двухслойное покрытие характеризуется повышенной теплостойкостью, высокой адгезией к стали, отличной стойкостью к катодному отслаиванию, абразивному износу.

Трубы с эпоксидным покрытием имеют широкий температурный диапазон эксплуатации (от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+60^{\circ}\text{C}$ ) в отличие от труб с полиэтиленовым покрытием (от  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+60^{\circ}\text{C}$ ) и в течение длительного времени могут храниться под открытым небом (от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+60^{\circ}\text{C}$ ). Эпоксидные покрытия проницаемы для токов катодной защиты – не экранирует тело трубы от токов в местах потери адгезии, под покрытиями не было зафиксировано случаев стресс-коррозии трубопроводов.

Наиболее оптимальным материалом для осуществления изоляционных работ, в частности в строительной и промышленной сферах, является пенополиуретан (ППУ). Он экологически чистый, имеет высокие теплоизоляционные качества, не имеет склонности к разрушению спустя некоторое время.

Таблица 1 – Свойства пенополиуретана

Объемная масса, кг/м	Коэффициент теплопроводности, ккал/м·ч·°C	Характеристика пористости	Температура применения, °C
-------------------------	---	------------------------------	----------------------------------

по ГОСТ или ТУ	расчетная в конструкции	по ГОСТ или ТУ	расчетный в конструкции		tmin	tmax
30-40	40-50	-	0,040 -0,045	открытая	-60	+100

### 2.4.1. ППУ

Пенополиуретановая теплоизоляция трубопроводов — это быстрое бесшовное нанесение любой сложности и формы, быстрое отвердевание, а также устойчивость к механическим нагрузкам и высокое энергосбережение.

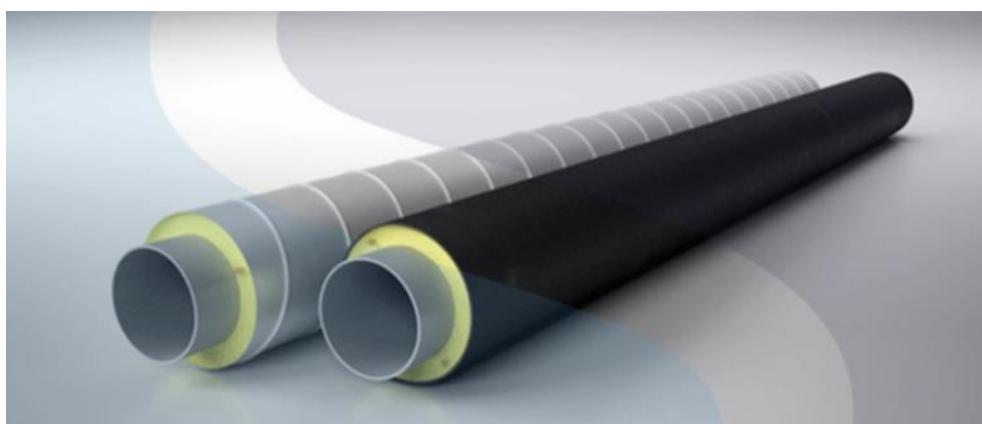


Рисунок 7 – Полиуретановая теплоизоляция трубопроводов

Толщина ППУ слоя зависит от диаметра самой трубы и местности, где планируется прокладывать трубопровод, для диаметра нефтепровода 1020 мм и в условиях Крайнего Севера, она применяется 100 мм. Внутри пенополиуретана проходит сигнальный кабель СОДК, который позволяет с помощью специальных приборов обнаружить участки, нуждающиеся в ремонте, еще до наступления аварии.

Полиуретановая теплоизоляция обладает следующими достоинствами:

- легкость по весу;
- высокая прочность;
- износостойкость;
- поддается любым способам обработки;
- стойкость к гниению;
- возможность «работы» в грунте;

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- хорошо держит тепло.

Для дополнительной защиты теплоизоляционного материала от внешних повреждений, поверх него рекомендуется монтировать дополнительную защиту. В этих целях наилучшим вариантом будет использование обечайки из тонколистовой оцинкованной стали, она изготавливается с цинковым покрытием первого класса по ГОСТ 14918 или с цинковым покрытием не ниже класса 450 по ГОСТ Р52246. Это сформированные металлические кожухи, которые защищают от атмосферных воздействий, механических повреждений, ультрафиолетовых излучений теплоизоляционные материалы на трубопроводах, технологическом оборудовании и различных емкостях [5].

Толщина обечайки:

- не менее 0,7 мм для трубопроводов  $\varnothing 140 \div 355$  мм включительно;
- не менее 1,0 мм для трубопроводов свыше  $\varnothing 355$  до 1000 мм включительно;
- не менее 1,2 мм для трубопроводов свыше  $\varnothing 1000$  мм.

#### 2.4.2. ПИР

Пенополиизоцианурат (ПИР) — терморезистивный полимерный материал с закрытыми ячейками, обладающий достаточно высокой степенью жёсткости и используемый в качестве теплоизоляционного материала.

Пенополиуретан является наиболее распространенным материалом для теплоизоляции в нефтегазовой отрасли. Его распространенность обусловлена низким коэффициентом теплоизоляции и высокой адгезией на любой тип поверхности.

Пенополиизоцианурат стремительно занимает большую часть рынка теплоизоляционных материалов в странах запада. ПИР зарекомендовал себя благодаря низкому коэффициенту теплопроводности, высокой адгезии, высокому проценту закрытых пор и неспособностью поддерживать самостоятельное горение [7].

Теплопроводность характеризует способность материала проводить тепло, следовательно, чем ниже коэффициент теплопроводности, тем ниже

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



теплопотери трубопровода. При низком коэффициенте теплопроводности требуется меньший слой изоляции, что снижает общий объем выработки грунта под траншеею.

Коэффициент теплопроводности ППУ составляет 0,029 Вт/м·°С, коэффициент теплопроводности ПИР составляет 0,024 Вт/м·°С. Разница составляет 0,005 Вт/м·°С.

Технология нанесения ППУ и ПИР не имеет принципиального различия. Наиболее рационально наносить изоляцию на трубу в заводских условиях, оставляя торцы не изолированными для сварки труб в одну нить.

После проведения сварочных работ и дефектоскопии рационально изолировать неизолированные участки трубопровода при помощи заводских пресс-форм, для повышения надежности теплоизоляции соединения прессформ следует производить при помощи специального термостойкого герметика. Данный способ сводит к минимуму образование мостиков холода.

После крепления пресс-форм следует сверху закрепить оболочку из оцинкованной стали, для защиты изоляции от механических повреждений. Так как мерзлый грунт сцементирован льдом и имеет включения льда, то защитная оболочка для трубопровода в районах Крайнего Севера является обязательным элементом.

## **2.5. Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов**

С целью обеспечения безопасности на объектах трубопроводного транспорта, а именно на линейной части магистрального нефтепровода, проложенного на участках с многолетнемерзлыми грунтами, эксплуатирующие компании используют мелиорацию грунта. Это понятие включает в себя комплекс мероприятий, связанный с изменением состава, свойств, и других факторов для сохранения грунта в стабильном состоянии.

Методы воздействия на грунт подразделяются на две большие категории: активные (передача грунту холода или тепла); пассивные (вливают через вторичные параметры).

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно [12], существует три группы средств воздействия на грунт:

1. Первая группа средств воздействует непосредственно на теплообмен между грунтом и окружающим воздухом и включает в себя ряд способов: навесы; посадка растительности; защита пленками и т.д.

2. Эта группа воздействует на изменение теплообмена в самом грунте. Способы воздействия разнообразны: осушение, полная замена грунта и т.д.

3. Третья группа влияет на температуру грунта при помощи передачи тепла или холода от естественного или искусственного источника. Естественные способы: каналы вентиляции, проветривание, обводнение. Искусственные же методы более распространённые: пар, хладагенты, химические смеси [13].

Сохранение состояния грунта при эксплуатации нефтепроводов на участках ММГ, основная задача инженеров. Недопущение оттаивания исключает возникновение аварий на действующем нефтепроводе. Опыт отечественного строительства в районах распространения мерзлых грунтов, безусловно, полезен при сооружении и эксплуатации трубопроводов. Средства, которые использовали конструкторы для укрепления грунта под фундаментом сооружений, с успехом используется и в трубопроводном транспорте. Один из таких методов термостабилизация грунта.

Сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ) предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор ЛЭП и трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей [14].

Для термостабилизации используются различного типа СОУ. Они классифицируются по следующему принципу (рисунок 9): принцип работы; вид хладагента; расположение в пространстве; металл, из которого изготовлен корпус, по конструкции.

Систематизация сезонно-действующих охлаждающих устройств приведена на рисунке 8.

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

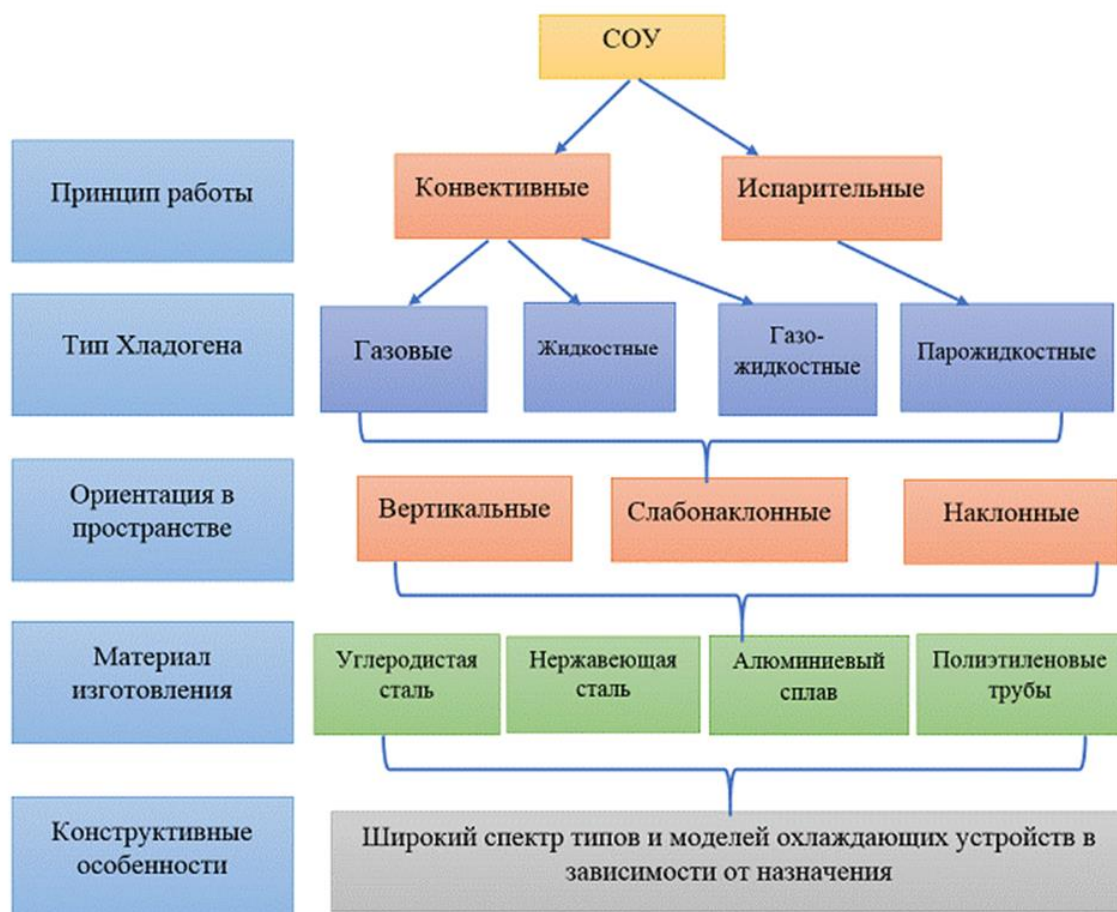


Рисунок 8 – Систематизация СОУ

Термостабилизаторы на объектах трубопроводного транспорта применяются с целью:

- поддержание состояние грунта в мерзлом состоянии;
- замораживание грунта, для дальнейшего строительства трубопровода;
- обеспечение устойчивости грунтового массива к осадке;

На данный момент существует множество видов термостабилизаторов грунта (ТСГ), но основные конструктивные элементы у них практически одинаковы. ТСГ состоят из конденсатора, запорно-заправочного узла; испарителя, транспортной зоны.

Длина термостабилизатора 16 м, а диаметр корпуса 25...60 мм, зона замерзания грунта вокруг ТСГ при среднезимней температуре  $-15^{\circ}\text{C}$  составляет 1,5 м. Работать термостабилизатор начинает при температуре воздуха  $-5^{\circ}\text{C}$ .

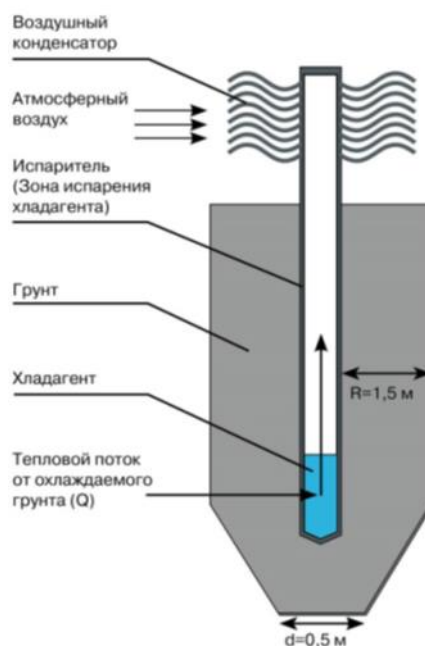


Рисунок 9 – Стандартная схема термостабилизатора грунта (ТСГ)

Несмотря на важность работы, которую выполняют термостабилизаторы, принцип ее очень прост, а самое главное термостабилизаторы не требуют никакого вида энергозатрат. Принципиальная схема термостабилизатора и его работа показана на рисунке 10.

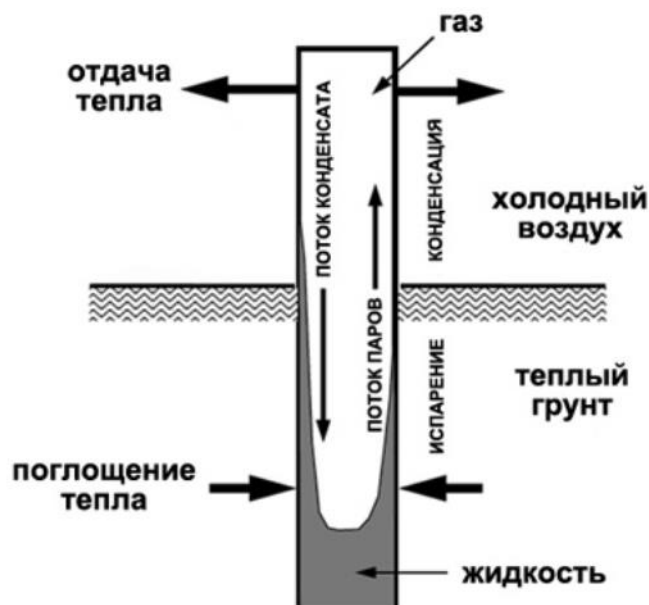


Рисунок 10 – Схема работы термостабилизатора [14]

Работа термостабилизатора грунта (ТСГ) заключается в следующем, нужно отметить, что для всех термостабилизаторов он одинаков. Хладагент в

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

термостабилизаторе при низких температурах воздуха конденсируется в ребристом радиаторе-конденсаторе, затем естественным путем стекает в нижнюю, испарительную часть ТСГ, где отбирает теплоту грунта, охлаждаемого ниже температуры замерзания, и одновременно испаряясь, попадает в верхнюю часть ТСГ.

В зимнее время конвекционная циркуляция теплоносителя (в простейшем варианте это керосин) в жидкостных устройствах и паров пропана в парожидкостных термостабилизаторах обеспечивает охлаждение грунтов основания. С наступлением летнего периода, как только температура верхнего, находящегося на наружном воздухе, конуса (конденсатора) устройства становится выше температуры теплоносителя, циркуляция прекращается и процесс приостанавливается с частичным инерционным оттаиванием верхнего слоя грунта до следующего похолодания.

Современные термостабилизаторы грунта используют наиболее эффективные по термодинамическим свойствам хладоносители (теплоносители) – сжиженные аммиак или диоксид углерода.

Особенностью использования ТСГ для нефтепровода, проложенного надземным способом в том, что они устанавливаются непосредственно в сваи опор нефтепровода.



Рисунок 11 – установка термостабилизаторов в сваи опор нефтепровода

Термостабилизатор помещают в полугерметичную гильзу, в которую заливают нужное количество низковязкого теплоносителя типа ХНТ-НВ в

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

качестве буферного теплообменного агента. Он позволяет повысить интегральное значение теплоотдачи от грунта и коэффициент теплопередачи ТСГ, а также выравнивает теплоотдачу по всей площади теплообмена как со стороны испарителя, так и от грунта через гильзу. В целом это существенно повышает эффективность работы ТСГ. Сама гильза, выполненная с использованием оцинкования, имеет надежную антикоррозионную защиту и срок службы до 50 лет.

Термостабилизация один из основных методов поддержания грунта в состоянии сопротивляться изменению состояния грунтов. Она используется практически повсеместно, где нефтепровод взаимодействует с многолетнемерзлыми грунтами. Это очень дешевое и эффективное средство. И еще один плюс их использования - термостабилизаторы выпускаются на заводах России, что обеспечивает их своевременную доставку к месту работ и ускоряет процесс строительства или эксплуатации.

## **2.6. Геомониторинг объектов МН «Заполярье-Пурпе»**

Геотехнический мониторинг служит одним из методов оценки состояния магистрального трубопровода (МТ), функционирующего в сложных климатических условиях, и своевременного обнаружения опасных предаварийных ситуаций. В данном определении геотехнической системой является инженерный объект совместно с окружающей его природной средой, могущей оказать негативное воздействие на техническое состояние сооружения.

Под геотехническим мониторингом (ГТМ) объектов нефтепровода понимается «система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием геотехнических систем с целью обеспечения их надежности на всех стадиях жизненного цикла».

Трасса нефтепровода пересекает участки многолетнемерзлых грунтов, на них развиваются опасные геологические процессы, связанные с оттаиванием, размывом и смещением. В целях мониторинга данных процессов, влияющих на безопасную эксплуатацию МН, разработана специальная система. Она включает

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

техническую диагностику нефтепровода, анализ его пространственного положения и параметров, характеризующих гидрогеологические условия прокладки трубы.

На объектах нефтепровода Заполярье - Пурпе было смонтировано около 50 тысяч деформационных марок для определения изменений планово-высотного положения объектов, пробурено около 5 тысяч термоскважин для отслеживания температурного режима грунтов оснований зданий и сооружений и анализа работоспособности термостабилизаторов.

Система геотехнического мониторинга предусматривает непрерывный автоматический сбор данных и периодический контроль параметров. Два раза в год специалисты измеряют температуру многолетнемерзлых грунтов с использованием термометрических скважин, проводят внутритрубную диагностику определения пространственного положения нефтепровода, контроль планово-высотного положения объектов линейной части и НПС.

Данные меры позволяют повысить точность определения пространственного положения трубопровода, проводить калибровку расчетных моделей по натурным данным и, соответственно, снижать риски возникновения деформаций трубопровода. Также ведется обследование трассы с летательных аппаратов с применением инновационной технологии воздушного лазерного сканирования и цифровой аэрофотофотосъемки сверхвысокого разрешения.

В сравнении с аналогичными традиционными методами, эффективность использования такой системы мониторинга позволяет добиться снижения операционных затрат более чем в четыре раза.

Результаты измерений и обследований заносятся в информационную базу данных, где систематизируются. Полученные сведения являются основой для проведения комплексного анализа текущего технического состояния объектов нефтепровода и формирования прогноза его изменения при планируемых условиях эксплуатации.

Еще одна система мониторинга уже прошла испытание временем на

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепроводе Восточная Сибирь - Тихий океан. Его трасса проходит по районам, где есть вероятность возникновения землетрясений. Для контроля ситуации на ВСТО-1 была создана единая сеть из 19 сейсмических станций, обустроенных на НПС и на линейной части. Все они управляются из территориального диспетчерского пункта (ТДП) в Братске. На ВСТО-2 работают 13 станций с пунктом управления в ТДП "Хабаровск". Единая сеть позволяет не только оценить уровень текущей сейсмической активности, но и сформировать экспресс-оценку напряженно-деформированного состояния трубопровода после сейсмического воздействия.

Помимо землетрясений есть менее катастрофичное, но также опасное явление - оползни. Даже незначительное смещение грунта может привести к нарушению целостности трубы. Сегодня на трех участках ВСТО-1 с высокой степенью оползневой опасности (правый берег реки Кежма-Кежемская, левый берег Усть-Илимского водохранилища и правый берег реки Чульмакан) установлена система непрерывного автоматического мониторинга, позволяющая в режиме реального времени контролировать состояние склонов и при необходимости принять меры для предотвращения возможных аварий.

					Особенности сооружения и эксплуатации надземных нефтепроводов в аномальных геолого – климатических условиях	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 3. Анализ выбора способа прокладки трубопровода

На участках многолетнемерзлых грунтов возникает необходимость выбора и анализа способов прокладки нефтепровода, выделение преимуществ и недостатков, и последующие выявление наиболее эффективной конструкции [15].

Для магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов предусматриваются такие способы прокладки трубопровода, как подземный, наземный и надземный.

Нефть, перекачиваемая по нефтепроводу «Заполярье-Пурпе», имеет высокую температуру застывания до 14° С и является высоковязкой жидкостью. Из-за низкой температуры окружающей среды перекачиваемая среда приобретает еще большую вязкость, что сильно затрудняет перекачку нефти и приводит к сбою трубопровода. Следовательно, нефть необходимо постоянно подогревать. Учитывая, климатические условия исследуемого района, определена необходимая температура перекачиваемой жидкости - 60°С [5].

При прокладке нефтепровода подземным способом возникают факторы, резко понижающие его эксплуатационную надежность. Вокруг трубопровода происходит оттаивание мерзлоты, которое может вызвать обводнение грунтов и способствует интенсивному развитию эрозионных и суффозионных процессов. Эти факторы могут привести к деформации или разрушению трубопровода. Поэтому в большинстве случаев, подземный способ прокладки «горячего» нефтепровода нецелесообразен на участках многолетнемерзлых грунтов.

Многие исследования и опыт эксплуатации трубопроводов, прокладываемых наземным способом в мерзлых грунтах, показывает наличие рисков, связанных с отказами и авариями трубопровода. В первую очередь, из-за оттаивания верхнего слоя грунта при повышении температуры в летнее время происходит погружение трубопровода в грунт. Во-вторых, может происходить

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					41	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

обратный процесс – обледенение трубопровода при снижении температуры, что приводит к увеличению на него нагрузки [6].

Альтернативным вариантом является применение надземного способа прокладки нефтепровода. Этот способ позволяет снизить влияние геокриологических условий при строительстве и эксплуатации. В практике нефтепроводной компании «Транснефть» впервые большая часть трубопровода проложена надземным способом – на трассе нефтепровода «Заполярье-Пурпе» [2]. Благодаря этому способу прокладки и дополнительно нанесенным на трубопровод теплоизоляционному слою воздействие «горячего» нефтепровода на многолетнемерзлые грунты исключено.

Под трубопровод возводятся специальные неподвижные, продольно- и свободно-подвижные опоры. При их строительстве и эксплуатации возможны изменения грунтовой обстановки, его растепление и дальнейшая просадка. Для устранения этих преобразований используются специальные устройства – термостабилизаторы, которые постоянно поддерживают в грунтах отрицательную температуру [3].



Рисунок 12 – Опора трубопровода

Для увеличения уровня эксплуатационной надежности необходимо также учесть такие процессы, как температурные изменения транспортируемого продукта и окружающей среды. Эти процессы приводят к температурным деформациям трубопровода. При удлинении надземного участка возникает давление на опоры, которое способно сдвинуть их с места или разрушить, тем

					Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

самым, снизить устойчивость трубопровода и надежность его конструкции. Для защиты от нагрузок, которые возникают из-за температурного изменения существует компенсация участков трубопровода. Она представляет собой способность трубопровода деформироваться без перенапряжений материала соединительных труб. Другими словами, участок трубопровода, оснащенный самокомпенсацией либо компенсационными устройствами специальной конструкции, может свободно удлиняться при повышении температуры и укорачиваться при её снижении. Применение данных технологий значительно снижает риск аварийных ситуации в следствии температурных изменений, которые оказывают влияние на надземный трубопровод, проложенный на многолетнемерзлых грунтах [7].

### **3.1. Характеристики, виды и особенности применения компенсаторов**

При надземной прокладке трубопроводов необходимо обеспечить компенсацию трубопровода согласно проекту.

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 [15].

При невозможности использовать самокомпенсацию либо для необходимого повышения компенсирующей способности трубопровода устанавливают специальные устройства – компенсаторы. Наиболее часто применяют П-, Г- и Z-образный компенсаторы [2].

					Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При прокладке трубопровода надземным способом преимущественно применяются компенсаторы П-образного типа.

Они имеют свои недостатки:

- Большие гидравлические потери, обусловленные повышенным гидравлическим сопротивлением;
- Требуют значительный расход труб из-за больших габаритов и необходимости сооружения специальных опор.

Из достоинств можно выделить следующие особенности:

- Большая компенсирующая способность в сравнении с другими видами компенсаторов;
- Простота проектирования, строительства и монтажа, удобство при эксплуатации;
- Высокая надежность при проведении верных расчетов компенсатора [16].

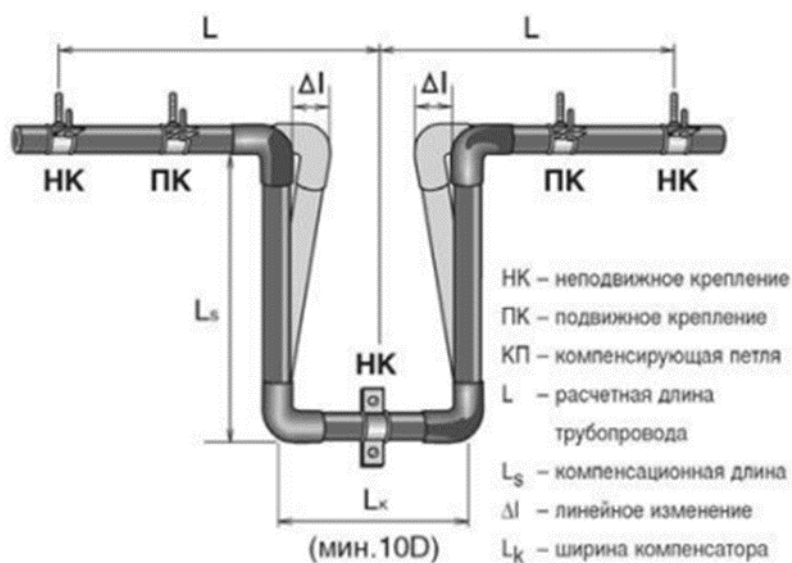


Рисунок 13 – Схема работы П-образного компенсатора

На трассе нефтепровода «Заполярье-Пурпе» через каждые 400 метров установлены компенсаторы трапециевидного типа. Сооружение конструктивно выполняется аналогично компенсатору П-образного типа, но с меньшим углом поворота оси трубопровода. Эти компенсаторы также называют

термокомпенсационными блоками, обеспечивающие перемещение трубопровода при изменении температуры или давления [16].

### 3.2. Назначение и конструкция компенсаторов МН «Заполярье-Пурпе»

Трапецевидные компенсаторы, установленные на нефтепроводе «Заполярье – Пурпе». Компенсатор монтируется на прямых отрезках магистрали для нивелирования удлинений и предотвращения деформаций трубопровода. Термокомпенсационные блоки изготовлены из стали К56, как и вся трубопроводная система «Заполярье-Пурпе». Соединение труб выполняется с помощью сварки. Диаметр труб, которые используют на исследуемом участке 1020 мм, толщина стенки –16 мм. Вылетом называют часть компенсатора, расположенную перпендикулярно трубопроводу в случае П-образного компенсатора или под углом для трапецевидного компенсатора. Боковые плечи и полки компенсатора одинаковы и равны по длине [4].



Рисунок 14 – Трапецевидный термокомпенсационный блок на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе»

Термокомпенсационные блоки надземного участка трубопровода стоят на специальных опорах, удерживающих конструкцию в проектом положении.

Классификация опор по назначению:

- Подвижные (продольно- и свободно-подвижные);
- Неподвижные – препятствуют линейным перемещениям.

Монтаж осуществляется жесткой заделкой трубы в опорную часть.

					Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Неподвижные опоры установлены в начале и конце компенсационного блока. Для устойчивости нефтепровода в продольном направлении рядом с неподвижными опорами устанавливают продольно-подвижные. Свободноподвижные опоры необходимы для перемещения компенсационного блока в поперечном и продольном направлениях. Между различными опорами соблюдается равное расстояние [5].

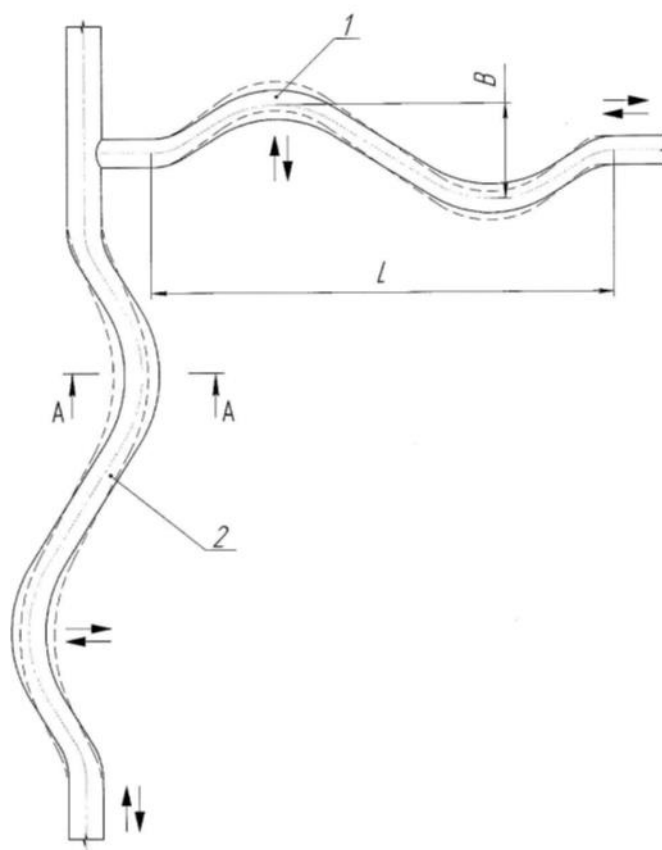
Таблица 2 – Параметры магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

Параметр	Единица измерения	Значение
Диаметр труб	мм	820-1020
Толщина стенки	мм	9, 16, 21
Максимальное давление	МПа	6,3
Длина вылета	м	До 20,3
Длина плеча	м	23,4
Длина полки	м	23,4
Расстояние между опорами	м	18
Угол поворота оси трубопровода	градусы	45-75

Конструкционной особенностью трапецевидного компенсатора является величина угла поворота оси трубопровода. Обычно угол поворота оси принимается равным 45-75°. Расстояние от неподвижной опорной части до вершины планового угла должно быть менее 250 метров [16].

Основная функция термокомпенсационных блоков - обеспечить перемещение трубопровода при изменении температуры или давления. Максимальное давление на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе» - до 6,3 МПа.

Далее следует перейти к рассмотрению уже более нового изобретения, но ещё не используемого на нефтепроводе «Заполярье – Пурпе». Таковым является S-образный компенсатор, изображённый на рисунке 15. Данное изобретение представляет собой трубопровод, имеющий S – образную траекторию прокладки. Отвод, входящий в состав компенсатора, не учитывается, вследствие отсутствия на рассматриваемом участке каких-либо байпасных линий и других соединений.



1 – отвод; 2 – основной трубопровод

Рисунок 15 – Схема S-образного компенсатора с отводом

Ранее было отмечено, что на трубопроводе «Заполярье-Пурпе» получили своё применение трапециевидальные компенсаторы. Однако, в сравнении с S-образным они имеют значительный недостаток. Им является большой расход труб, большие габаритные размеры, а также сооружение специальных опор [17].

На данный момент самым новым изобретением в рассматриваемой области представлен S-образный компенсатор, прототипом которого является рассмотренный ранее Z-образный компенсатор, состоящий из трубопровода, уложенного по зигзагообразной траектории на опорах. Следует заметить, что недостатком прототипа является высокая металлоемкость конструкции и трудоемкость монтажа компенсатора для трубопровода.

Величины L и B на рисунке 24 находятся в пределах  $L=50\dots150$  и более метров,  $B=20\dots50$  и более метров и определяются в зависимости от геометрических и прочностных характеристик трубопроводов, конкретных условий прокладки и, как следствие, возможной расчетной величины

					Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

деформации. Данная конструкция позволяет повысить эксплуатационную надежность данного участка трубопровода при упрощении изготовления и уменьшении трудоемкости монтажа компенсатора для трубопровода.

Таким образом, рассмотрев виды компенсаторов, не применяемых на нефтепроводе «Заполярье – Пурпе», возникает необходимость произвести оценку аналитическим способом S-образного для сравнения с применяемым трапецеидальным компенсатором.

### **3.3. Мероприятия по внедрению**

Возможность применения вышеприведённого компенсатора зависит от технического состояния магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе». Вырезка старых и установка новых компенсаторов актуальна только в случае необходимости полной замены старого компенсатора, который по какой-либо причине потерял свою работоспособность.

При установке S-образных 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  $1,25 \times P_u$ ;

					Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



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 деформаций надземного участка трубопровода. При этом расстояние от вершины планового угла до неподвижной опоры не превышает 250 м для углов более  $50^\circ$ ; 150 м для углов от  $35^\circ$  до  $50^\circ$ . Углы менее  $35^\circ$  включаются в состав температурных блоков, при этом неподвижная опора устанавливается на расстоянии не менее 60 м от вершины угла. Длина температурного блока с трапециевидальным компенсатором составляет в среднем около 500 м, величина вылета - до 20,3 м, расстояния между опорами - до 18 м.

					Анализ выбора способа прокладки трубопровода	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4. Расчёты и аналитика

##### 4.1. Расчёт толщины стенки, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода

Таблица 3 – Исходные данные

Параметр	Единица измерения	Значение
Категория трубопровода		III
Диаметр трубопровода	мм	1020
Длина участка нефтепровода	м	22,4
Рабочее (нормативное) давление	МПа	5
Марка стали нефтепровода		K56
Временное сопротивление стали	Н/мм <sup>2</sup>	550
Предел текучести	Н/мм <sup>2</sup>	410
Коэффициент условий работы трубопровода, m		0,9
Коэффициент надежности по материалу, k <sub>1</sub> , k <sub>2</sub>		1,47
Коэффициент надёжности по назначению трубопровода, k <sub>н</sub>		1-1,05
Коэффициент надежности по нагрузке, n		1,1
Модуль упругости		2,06*10 <sup>5</sup>
Коэффициент линейного расширения	градусы	1,2*10 <sup>-5</sup>
Коэффициент Пуассона, μ		0,3

Расчеты проводим согласно [10]. Для марки стали K56:

— Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений  $R_1^H$  принимаем равным минимальному значению временного сопротивления;

— Нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений  $R_2^H$  равно минимальному значению предела текучести.

Вычислим расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$ :

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{550 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 320,7 \text{ МПа}, \quad (1)$$

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Расчёты и аналитика	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					50	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H} = \frac{410 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 239,1 \text{ МПа}, \quad (2)$$

Где  $m$  — коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1, k_2$  — коэффициенты надежности по материалу;

$k_H$  — коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Определение толщины стенки трубопровода. Определим расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , мм:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot (320,7 + 1,1 \cdot 5)} = 8,6 \text{ мм} \approx 9 \text{ мм}, \quad (3)$$

Добавим припуск на коррозию – 2 мм, припуск на неравномерность проката – 1 мм. Тогда толщина стенки составит:

$$\delta = 9 + 2 + 1 = 12 \text{ мм}. \quad (4)$$

Определим толщину стенки трубопровода, учитывая наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)}, \quad (5)$$

Где  $n$  — коэффициент надежности по нагрузке;

$p$  — рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_H$  — наружный диаметр трубы, мм;

$R_1$  — расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\psi_1$  — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}, \quad (6)$$

где  $\sigma_{пр.N}$  — продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (7)$$

					Расчёты и аналитика	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Где  $\alpha$  — коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E$  — переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu$  — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{\text{вн}}$  — диаметр трубопровода;

$\Delta t$  — расчетный температурный перепад.

Определим абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 320,7}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 38,92 \text{ град}, \quad (8)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 320,7}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 90,81 \text{ град}, \quad (9)$$

Принимаем больший перепад температуры, равный  $90,81^\circ$ .

Тогда продольное осевое сжимающее напряжение равно:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр.}N} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H} \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 90,81 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1,02}{0,012} = -84,23 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Отрицательное значение напряжения означает наличие сжимающих напряжений.

Тогда коэффициент  $\psi_1$ , учитывающий двухосное напряженное состояние металла равен:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|-84,23|}{320,7} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-84,23|}{320,7} = 0,842. \end{aligned}$$

Выполненные вычисления позволяют определить значение толщины стенки трубопровода, учитывая наличие продольных осевых сжимающих напряжений:

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2(320,7 \cdot 0,842 + 1,1 \cdot 5)} = 12,8 \text{ мм} \approx 13 \text{ мм}$$

Добавим припуск на коррозию – 2 мм, припуск на неравномерность проката – 1 мм. Тогда толщина стенки составит:

$$\delta = 13 + 2 + 1 = 16 \text{ мм.}$$

#### 4.2. Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

Внутреннее давление создаёт в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения.

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot 16} = 175,3 \text{ МПа.} \quad (10)$$

Продольные напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{пр} = \mu \cdot \sigma_{кц} = \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = 0,3 \cdot 175,3 = 52,29 \text{ МПа,} \quad (11)$$

где  $\mu$  — коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

Трубопровод, проложенный надземным способом необходимо проверять на прочность, продольную устойчивость и выносливость (колебания в ветровом потоке).

Проверку на прочность трубопровода проводят по следующему условию:

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 \cdot R_2, \quad (12)$$

где  $\sigma_{пр}$  — максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые согласно п. 8.36;

$\psi_4$  — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр} \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{пр} < 0$ ) — определяемый по формуле (с учетом примечания к п. 8.35)

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_2} = 0,406$$

					Расчёты и аналитика	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$R_2$  — расчетное сопротивление, МПа, определяемое по формуле (5). При расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) величина  $R_2$  понижается умножением на коэффициент  $\nu$ ;

$\sigma_{кц}$  — кольцевые напряжения, МПа.

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 \cdot R_2$$

$$|52,29| \leq 0,406 \cdot 239,1 = 98,06$$

Условие прочности для надземного трубопровода выполняется.

### 4.3. Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Все нагрузки и воздействия на магистральный нефтепровод подразделяются на постоянные и временные, которые, в свою очередь, подразделяются на длительные, кратковременные и особые.

К постоянным нагрузкам и воздействиям относят те, которые действуют в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода:

1. *Собственный вес трубопровода*, учитываемый в расчетах как вес единицы длины трубопровода:

$$q_{тр} = n \cdot \gamma_{ст} \cdot \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (13)$$

$$q_{тр} = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,988^2) = 3818,7 \frac{Н}{м};$$

где:  $n$  — коэффициент надёжности по нагрузке ( $n = 1,1$ );

$D_n, D_{вн}$  — наружный и внутренний диаметр трубопровода;

$\gamma_{ст}$  — удельный вес стали ( $\gamma_{ст} = 78500 \text{ Н/м}^3$ ). [18]

2. *Вес изоляционного покрытия и различных устройств*, которые могут быть на трубопроводе. Для надземных трубопроводов ориентировочно можно принимать равным 10% от собственного веса трубы. Точнее вес изоляционного покрытия определяют по формуле:

					Расчёты и аналитика	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{\text{из}} = n \cdot \gamma_{\text{из}} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2), \quad (14)$$

$$q_{\text{из}} = 1,1 \cdot 600 \cdot 0,785 \cdot (1,12^2 - 1,02^2) = 110,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

где:  $n$  – коэффициент надёжности по нагрузке ( $n=1,1$ );

$\gamma_{\text{из}}$  – удельный вес материала изоляции, для пенополиуретана  $\gamma_{\text{из}} = 600$  Н/м<sup>3</sup>;

$D_{\text{из}}$  и  $D_{\text{н}}$  – соответственно диаметр изолированного трубопровода и его наружный диаметр, м.

К длительным временным нагрузкам относятся следующие:

1. *Внутреннее давление*, которое устанавливается проектом. Внутреннее давление создаёт в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения. Кольцевые напряжения определяют по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = 285,2 \text{ МПа}, \quad (15)$$

Продольные напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} = \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = 85,6 \text{ МПа}, \quad (16)$$

где:  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

2. *Вес перекачиваемого продукта* на единицу длины трубопровода определяют по формуле:

$$q_{\text{пр}} = 10^{-4} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{2}, \quad (17)$$

$$q_{\text{пр}} = 10^{-4} \cdot 8750 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,988^2}{4} = 0,66;$$

где:  $\rho_{\text{н}}$  - плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, Н/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;

3. *Температурные воздействия*, которые вызывают продольные деформации трубопровода:

$$\varepsilon_t = \alpha \cdot \Delta t = 0,006, \quad (18)$$

где:  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения, 1/°С;

					Расчёты и аналитика	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta t$  – расчетный перепад температуры, обычно принимаемый для надземных трубопроводов равным  $\pm 50$  °С.

При отсутствии продольных деформаций в трубопроводе возникают продольные растягивающие напряжения:

$$\sigma_{\text{прт}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t = 123,6 \text{ МПа}, \quad (19)$$

где:  $E$  – модуль упругости, МПа.

К кратковременным нагрузкам и воздействиям на трубопровод относят следующие:

1. *Снеговая нагрузка*, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{\text{сн}} = n \cdot \mu \cdot S_0 \cdot D_{\text{из}} = 1,4 \cdot 0,4 \cdot 150 \cdot 1,12 = 94,1 \frac{\text{Н}^2}{\text{м}}, \quad (20)$$

где:  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке ( $n=1,4$ );

$\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод ( $\mu=0,4$ );

$S_0$  – нормативное значение веса снегового покрова на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли (принимается в зависимости от снегового района РФ).

2. *Нагрузка от обледенения* надземного трубопровода, приходящаяся на единицу длины трубопровода.

$$q_{\text{лед}} = 0,17 \cdot n \cdot \delta_{\text{лед}} \cdot D_{\text{из}}, \quad (21)$$

где:  $\delta_{\text{лед}}$  – толщина слоя льда, принимается в соответствии с картой климатических районов гололедности, м.

$$q_{\text{лед}} = 0,17 \cdot 1,3 \cdot 0,02 \cdot 1,12 = 4,95 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

3. *Ветровая нагрузка* на единицу длины трубопровода, перпендикулярная его осевой вертикальной плоскости:

$$q_{\text{в}} = n \cdot w_0 \cdot k \cdot c \cdot D_{\text{из}}, \quad (22)$$

где:  $n = 1,2$ ;  $w_0$  – нормативное значение ветрового давления  $\text{Н/м}^2$ , определяемый по таблице 4;

$k$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте и тип местности;

					Расчёты и аналитика	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$c$  – аэродинамический коэффициент,  $c = 0,5$ . [18]

Таблица 4 – Значения ветрового давления по районам РФ

Ветровые районы РФ (принимаются по карте 1 приложения 1)	I	II	III	IV	V	VI	VII
$w_0$ , кПа (кгс/м <sup>2</sup> )	0,23 (23)	0,30 (30)	0,38 (38)	0,48 (48)	0,60 (60)	0,73 (73)	0,85 (85)

ЯНАО относится к V ветровому району РФ,  $w_0 = 0,6$  кПа.

$$q_v = 1,2 \cdot 600 \cdot 0,75 \cdot 0,5 \cdot 1,12 = 302,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

#### 4.4. Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода

При надземной схеме трубопровод укладывается на свайные опоры, заглубляемые в мерзлый грунт. В этом случае взаимодействия трубопровода с грунтом, как механическое, так и тепловое, полностью исключены. Трубопровод является лишь нагрузкой на сваи, и расчет его устойчивости на мерзлом грунте сводится по существу к расчету устойчивости свай, к которым приложены вертикальные и горизонтальные нагрузки.

Вертикальные нагрузки образуются весом трубопровода, продукта, снега и гололеда. Горизонтальные – давлением ветра. Целью расчета является проверка устойчивости фундамента на действие вертикальных и горизонтальных нагрузок и сил пучения.

Вертикальная нагрузка на 1 м трубопровода Н/м, определяется по формуле:

$$q_v = q_{\text{тр}} + q_{\text{из}} + 0,95q_{\text{пр}} + 0,9(q_{\text{сн}} + q_{\text{лед}}), \quad (23)$$

$$q_v = 3818,7 + 110,8 + 0,95 \cdot 6,6 + 0,9(9,41 + 4,95) = 4024,9 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Проверка устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки заключается в контроле выполнения предельного условия:

$$F_v \leq \frac{F_n}{\gamma_n}, \quad (24)$$

где:  $F_v$  – вертикальная нагрузка на одну сваю, Н;

					Расчёты и аналитика	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$F_n$  – несущая способность свай, Н;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по грунту равный 1,4. [19]

$$F_B = \frac{q_B \cdot L}{n}, \quad (25)$$

$$F_B = \frac{4024,9 \cdot 18}{2} = 36224,1 \text{ Н};$$

где:  $n$  – число свай в опоре;

$L$  – расстояние между опорами трубопровода, м.

$$F_u = R \cdot A_n + R_a \cdot u_n(l - l_p), \quad (26)$$

где:  $A_n$  – площадь поперечного сечения свай,  $\text{м}^2$ ;

$u_n$  – периметр свай, м;

$l$  – глубина погружения свай в грунт, м;

$l_p$  – длина изгибаемого участка свай, расположенного в многолетнемерзлом грунте, м;

$R$  – расчетное давление на мерзлый грунт, определяемое по таблице 2 приложения 1, в зависимости от расчетной температуры  $T_c$ , Па;

$R_a$  – расчетное сопротивление мерзлого грунта сдвигу по поверхности смерзания, определяемое по таблице 3 приложения 1, в зависимости от расчетной температуры  $T_e$ , Па. [20]

$$l_p = d_{co} + 1,5d_p, \quad (27)$$

$$l_p = 0,7 + 1,5 \cdot 0,426 = 1,42 \text{ м};$$

где:  $d_{co}$  – мощность слоя сезонного оттаивания, м;

$d_p$  – наибольший линейный размер поперечного сечения свай, м.

$$T_c = (T_0 - T_{нз})\alpha_z + T_{нз}, \quad (28)$$

$$T_e = (T_0 - T_{нз})\alpha_e + T_{нз},$$

где:  $T_0$  – температура ММГ на глубине нулевых годовых теплооборотов,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$T_{нз}$  – температура начала замерзания грунта,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\alpha_z$ ,  $\alpha_e$  – безразмерные коэффициенты, определяемые по таблице 5 в зависимости от величины:

					Расчёты и аналитика	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\mu = (l - l_p) \sqrt{\frac{c_f}{\lambda_f}};$$

$$\mu = (8 - 1,42) \sqrt{\frac{638}{1,3}} = 145,8;$$

где:  $c_f = 638 \text{ Втч}/(\text{м}^3\text{°C})$  – объемная теплоемкость ММГ,  $\lambda_f = 1,3 \text{ Вт}/(\text{м °C})$  – коэффициент теплопроводности ММГ. [19]

Таблица 5 – Значения коэффициентов  $\alpha_e$ ,  $\alpha_3$

$\mu$	0,0	25	50	75	100	125	150	175	250	300
$\alpha_3$	0,0	0,34	0,67	0,85	0,95	1,01	1,03	1,03	1,01	1,00
$\alpha_e$	0,0	0,21	0,38	0,51	0,61	0,68	0,74	0,78	0,85	0,86

Принимаем коэффициент  $\mu = 150$ , и соответственно получаем значения  $\alpha_3 = 1,03$ ,  $\alpha_e = 0,74$ .

$$T_c = (-1,65 + 0,9) \cdot 1,03 - 0,9 = -1,7 \text{ °C};$$

$$T_e = (-1,65 + 0,9) \cdot 0,74 - 0,9 = -1,5 \text{ °C}.$$

Значения  $R$  и  $R_a$  принимаем в зависимости от расчетных температур  $T_c$ ,  $T_e$  согласно таблицам 2,3 приложения 1,  $R = 0,75 \text{ МПа}$ ,  $R_a = 0,13 \text{ МПа}$ .

$$F_u = 750000 \cdot 1,4 + 130000 \cdot 1,34(9 - 1,42) = 1425 \text{ кН};$$

$$36,22 \text{ кН} \leq \frac{1425}{1,4} \text{ кН};$$

$$36,22 \text{ кН} \leq 1014,8 \text{ кН}.$$

Предельное условие устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки выполняется.

Теперь рассмотрим проверку устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальной нагрузки. Расчет заключается в определении напряжения в грунте от изгиба сваи и его сопоставлении с прочностью грунта на сдвиг. Предельное условие имеет вид:

$$\sigma_z \leq \frac{4}{\cos\varphi} (g \cdot \rho_{\text{гр}} \cdot z \cdot \text{tg}\varphi + 0,3c), \quad (29)$$

где:  $\sigma_z$  – напряжение в грунте в критической точке  $z$ , Па;

$\rho_{гр}$ ,  $\varphi$ ,  $c$  – соответственно плотность, кг/м<sup>3</sup>, угол внутреннего трения, рад, сцепление талого грунта слоя сезонного оттаивания, Па.

$$z = \frac{d_{co}}{3} = \frac{0,7}{3} = 0,23 \text{ м};$$

$$\sigma_z = k_b \cdot z \cdot \left( U_p \cdot A_1 - \frac{\psi_0}{\alpha_\varepsilon} \cdot B_1 + \frac{M_0}{\alpha_\varepsilon^2 E_b I_p} C_1 + \frac{H_0}{\alpha_\varepsilon^2 E_b I_p} D_1 \right), \quad (30)$$

где:  $k_b$  – коэффициент постели, Н/м<sup>3</sup>;

$E_b$  – модуль упругости материала сваи, Па;

$I_p$  – экваториальный момент сечения сваи, м<sup>4</sup>;

$A_1$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $D_1$  – безразмерные параметры, определяемые по данным таблицы 6.

$$k_b = 0,523 \frac{E}{D_{BH}} = 0,523 \cdot 11,76 = 6,1 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3;$$

где:  $E$  – модуль деформации талого грунта, равный 12 МПа.

$$\alpha_\varepsilon = \sqrt[5]{\frac{k_b(1,5d_p + 0,5)}{3E_b I_p}}, \quad (31)$$

$$\alpha_\varepsilon = \sqrt[5]{\frac{6,1 \cdot 10^6(1,5 \cdot 0,426 + 0,5)}{3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016}} = 0,35.$$

Для определения коэффициентов  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $C_0$  по таблице 6, находим приведенную длину изгибаемого участка сваи, по формуле:

$$l_p = l_p \alpha_\varepsilon = 1,42 \cdot 0,35 = 0,6 \text{ м}, \quad (32)$$

Таблица 6 – Значения параметров  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $C_0$

Приведенная длина изгибаемого участка сваи $l_p = l_p \alpha_\varepsilon$	$A_0$	$B_0$	$C_0$
0,6	0,072	0,180	0,600
1,0	0,329	0,494	0,992
1,4	1,049	0,918	1,342
1,8	1,532	1,321	1,581
2,5	2,290	1,565	1,680

Принимаем для  $l_p = 0,6$  м, коэффициенты  $A_0 = 0,072$ ;  $B_0 = 0,180$ ;  $C_0 = 0,6$ .

$$\varepsilon_{\text{HH}} = \frac{1}{\alpha_{\varepsilon}^3 E_b I_p} A_0 = \frac{1}{0,35^3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016} \cdot 0,072 = 0,5 \cdot 10^{-8}, \quad (33)$$

$$\varepsilon_{\text{HH}} = \frac{1}{\alpha_{\varepsilon}^2 E_b I_p} B_0 = \frac{1}{0,35^2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016} \cdot 0,18 = 0,5 \cdot 10^{-8},$$

$$\varepsilon_{\text{HH}} = \frac{1}{\alpha_{\varepsilon} E_b I_p} C_0 = \frac{1}{0,35 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016} \cdot 0,6 = 0,5 \cdot 10^{-8},$$

Горизонтальная нагрузка на сваю определяется по формуле:

$$F_r = \frac{q_b L}{n} = \frac{302,4 \cdot 18}{2} = 2721,6 \text{ Н}, \quad (34)$$

где:  $q_b$  – ветровая нагрузка на 1 м надземного трубопровода, Н/м;

$L$  – расстояние между опорами трубопровода, м;

$n$  – число свай в опоре.

$$M = - \frac{\varepsilon_{\text{MH}} + l_0 \varepsilon_{\text{MM}} + \frac{l_0^2}{2 E_b I_p}}{\varepsilon_{\text{MM}} + \frac{l_0}{E_b I_p}} = \frac{0,5 \cdot 10^{-8} + 1,5 \cdot 0,5 \cdot 10^{-8} + \frac{1,5^2}{2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016}}{0,5 \cdot 10^{-8} + \frac{1,5}{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016}}$$

$$= -1,6; \quad (35)$$

$$M_0 = M + F_r l_0 = -1,6 + 2721,6 \cdot 1,5 = 4080,8; \quad (36)$$

$$U_0 = F_r \varepsilon_{\text{MH}} + M_0 \varepsilon_{\text{MM}} = 2721,6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-8} + 4080,8 \cdot 0,5 \cdot 10^{-8}$$

$$= 0,34 \cdot 10^{-4}, \quad (37)$$

$$U_p = U_0 + U_0 l_0 + \frac{F_r l_0^3}{3 E_b I_p} + \frac{M l_0^2}{2 E_b I_p} = 0,94 \cdot 10^{-4}, \quad (38)$$

Коэффициенты  $A_1$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $D_1$  определяются по таблице 7 в зависимости от приведенной глубины расположения критической точки.

$$\bar{z} = z \alpha_{\varepsilon} = 0,23 \cdot 0,35 = 0,08 \text{ м};$$

Таблица 7 – Значения параметров  $A_1$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $D_1$

Приведенные глубины расположения критической точки $z = z \alpha_{\varepsilon}$	$A_1$	$B_1$	$C_1$	$D_1$
0,0	1,000	0,000	0,000	0,000
0,4	1,000	0,400	0,080	0,011
0,8	0,997	0,799	0,320	0,085
1,2	0,972	1,192	0,718	0,288

Принимаем для  $z = 0$ , значения параметров  $A_1 = 1$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $D_1 = 0$ , тогда напряжение в грунте в критической точке  $Z$  будет определяться по формуле:

$$\sigma_z = k_b z (U_p A_1) = 6,1 \cdot 10^6 \cdot 0,23 \cdot 0,94 \cdot 10^{-4} = 131,9 \text{ Па}, \quad (39)$$

$$131,9 \leq \frac{4}{\cos\varphi} (g \cdot \rho \cdot z \cdot \operatorname{tg}\varphi + 0,3c) = 30026,5$$

Предельное условие устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальной нагрузки выполняется.

#### 4.5. Расчет толщины теплоизоляционного слоя

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

Главной задачей при теплоизоляции является подбор наиболее оптимального материала, для определенных условий. Материал должен сохранять свои теплоизоляционные свойства в течение длительного времени, при больших перепадах температуры и иметь низкий коэффициент теплопроводности для сокращения объемов производства, что в последствии отразится на экономии финансового бюджета организации. В таблице 8 представлены данные для расчета толщины теплоизоляционного слоя из ППУ и ПИР для смоделированного магистрального нефтепровода.

Таблица 8 – Исходные данные

Параметр	Значение
Диаметр трубопровода, $d$	1,020 м
Толщина стенки, $\delta$	0,016 м
Температура нефти в трубопроводе, $t_{\text{нефти}}$	55°C
Коэффициент теплопроводности ППУ, $\lambda_1$	0,029 Вт/м·°C
Коэффициент теплопроводности ПИР, $\lambda_2$	0,024 Вт/м·°C

Рассчитаем допустимые значения плотности теплового потока для цилиндрической поверхности диаметром менее 1400 мм. Согласно [11]:

$$q_l^{reg} = q_l K, \quad (40)$$

Где  $q_l$  – нормированная линейная плотность теплового потока (на 1 м длины цилиндрического объекта), Вт/м,  $K$  – коэффициент, учитывающий

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

Методом интерполяции данных таблицы 2 из СП 61.13330.2018, для поставленной задачи  $q_l$  составляет 64,8 Вт/м;  $K=0,9$  (для районов Крайнего Севера)

$$q_l^{reg} = 64,8 \cdot 0,9 = 58,32 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$$

Согласно [11] при расчете толщины однослойной изоляции трубопровода толщиной стенки можно пренебречь, так как сопротивление теплопередаче стали пренебрежимо мало по сравнению с сопротивлением теплопередачи изоляционного материала.

Рассчитаем толщину теплоизоляционного слоя из ППУ:

$$\ln B = 2\pi\lambda_1 \left[ \frac{K(t_b - t_n)}{q_L^H} - R_H^L \right], \quad (41)$$

Где  $\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности ППУ;  $K$  – коэффициент дополнительных теплотерь (принимается равным 1)[8];  $t_b, t_n$  – температура внутри изолируемого объекта и окружающей среды соответственно;  $q_L^H$  – нормированная линейная плотность теплового потока;  $R_H^L$  – линейное термическое сопротивление теплоотдаче наружной стенки изоляции согласно [8] принимается равным 0,02. Изоляция должна обеспечивать транспортировку нефти в регионе с суровым климатом, где зимой температура опускается до минус 50 °С, тогда в задаче  $t_n$  принимаем равным минус 50 °С.

$$\ln B = 2\pi \cdot 0,029 \left[ \frac{1 \cdot (55 - (-50))}{58,32} - 0,02 \right] = 0,324,$$

Определим величину  $B$ , где  $B = \frac{d_n^{ct} - 2\delta_{из}}{d_n^{из}}$ , (42)

$$B = e^{0,324} = 1,383.$$

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

$$\delta_{из} = \frac{d_n^{ct}(B - 1)}{2}, \quad (43)$$

Где  $d_n^{ct}$  – наружный диаметр трубопровода.

					Расчёты и аналитика	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_{\text{из}} = \frac{1,02(1,383 - 1)}{2} = 0,195 \text{ м.}$$

Аналогично проведем расчеты толщины теплоизоляционного слоя с применением ПИР:

$$\ln B = 2\pi \cdot 0,024 \left[ \frac{1 \cdot (55 - (-50))}{58,32} - 0,02 \right] = 0,268,$$

$$B = e^{0,268} = 1,307,$$

$$\delta_{\text{из}} = \frac{1,02(1,307 - 1)}{2} = 0,157 \text{ м.}$$

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

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

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

Учитывая, вышеуказанные допущения расчет производится по формуле:

$$q_L = \frac{(t_B - t_H)K}{\sum_{i=1}^n R_i^L + R_H^L}, \quad (44)$$

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

Рассчитаем сопротивление теплоотдаче  $R_H^L$ :

$$R_H^L = \frac{1}{\pi d_H^{\text{из}} \alpha_H}, \quad (45)$$

					Расчёты и аналитика	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Где  $d_{\text{н}}^{\text{из}}$  – внешний диаметр теплоизоляционного слоя;  $\alpha_{\text{н}}$  – коэффициент теплоотдачи от теплоизоляционного слоя в окружающую среду, определяется согласно [11].

$$R_{\text{н}}^L = \frac{1}{\pi \cdot 1,183 \cdot 26} = 0,0104.$$

Затем рассчитывается термическое сопротивление  $R_i^L$ :

$$R_i^L = \frac{1}{2\pi\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{\text{н}}^i}{d_{\text{вн}}^i}, \quad (45)$$

Где  $d_{\text{н}}$ ,  $d_{\text{вн}}$  – соответственно наружный и внутренний диаметры теплоизоляционного слоя;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя.

$$R_i^L = \frac{1}{2\pi \cdot 0,024} \cdot \ln \frac{1,183}{1,02} = 0,9836.$$

Тогда:

$$q_L = \frac{(55 - (-50)) \cdot 1,1}{0,0104 + 0,9836} = 116,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}.$$

При решении задачи по расчету необходимой толщины теплоизоляционного слоя смоделированного нефтепровода были получены следующие данные:

– Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением ППУ составляет 0,195 м, что составит 17 % от общего диаметра трубопровода с нанесенным слоем изоляции.

– Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением ПИР составляет 0,157 м, что составит 14 % от общего диаметра трубопровода с нанесенным слоем изоляции.

При снижении коэффициента теплопроводности в 0,005 Вт/м·°С мы получаем снижение линейной плотности теплового потока на 12,02 Вт/м, что составляет 21 % от нормированного значения для нефтепровода диаметром 1020 мм и температурой нефти в трубопроводе 55°С на трубопроводе «Заполярье-Пурпе».

					Расчёты и аналитика	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4.6. Расчет компенсаторов

Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления, других нагрузок и воздействий, следует производить по условию:

$$\sigma_{\text{комп}} + |\sigma_M| \leq R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}}, \quad (46)$$

где  $\sigma_{\text{комп}}$  — расчетные продольные напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб, МПа;

$\sigma_M$  — дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, МПа, определяемые согласно общим правилам строительной механики;

$R_2$  — сопротивление сжатию, МПа;

$\sigma_{\text{кц}}$  — кольцевые напряжения, МПа.

В компенсаторах, не являющихся одновременно опорами, напряжения  $\sigma_M$  могут быть вызваны вертикальной нагрузкой от собственного веса трубы и горизонтальной ветровой нагрузкой. Обычно эти напряжения незначительны и не учитываются в расчетах.

Из условия найдем максимальное допустимое напряжение:

$$\sigma_{\text{комп}} = R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}} = 239,1 - 0,5 \cdot 175,3 = 151,45 \text{ МПа.}$$

#### 4.7. Расчет компенсации температурных удлинений

Расчет проводим согласно [20]. При увеличении температуры стенки трубы, происходит расширение металла, возникают линейные удлинения, рассчитываемые по формуле:

$$\Delta l = \alpha \cdot L \cdot \Delta t = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 22,4 \cdot (75 - 35) = 0,0108 \text{ м,} \quad (47)$$

где  $\alpha$  — коэффициент линейного удлинения стали:  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ , 1/град;

$L$  — длина рассматриваемого участка, м;

Без компенсации линейных удлинений в стенке трубопровода возникают

					Расчёты и аналитика	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

большие напряжения  $\sigma$ , Па, рассчитываемые по закону Гука:

$$\sigma = E \cdot i, \quad (48)$$

где  $E$  — модуль продольной упругости (модуль упругости первого рода;  $E \approx 2 \cdot 10^{11}$  Па ( $2 \cdot 10^6$  кГс/см<sup>2</sup>));

$i$  — относительное сжатие (удлинение):

$$i = \frac{\Delta l}{l} = \alpha \cdot \Delta t = 0,00048. \quad (49)$$

Тогда напряжение сжатия не будет зависеть от длины трубы, её диаметры и толщины стенки:

$$\sigma = E \cdot \alpha \cdot \Delta t = 2 \cdot 10^{11} \cdot 12 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 96 \cdot 10^6 \text{ Па}. \quad (50)$$

В трапециевидном компенсаторе можно определить изгибающие напряжения:

$$\sigma_A = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_{\text{внешн}}}{L^2} \cdot \frac{1,5}{3n_1 + 2 - \frac{n_1 + 1}{n_2 - n_1 + 1}} = 159,774 \text{ МПа},$$

$$\sigma_B = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_{\text{внешн}}}{L^2} \cdot \frac{1,5}{\frac{(3n_1 + 2) \cdot (n_2 - n_1 + 1)}{n_1 + 1} - 1} = 148,656 \text{ МПа},$$

$$n_1 = \frac{l_1}{l} = 0,868, \quad n_2 = \frac{L}{l} = 1,965.$$

#### 4.8. Расчет напряженно деформированного состояния компенсаторов надземного трубопровода в программном комплексе Ansys

Построение геометрической модели конструкции выполнялось в программном комплексе AutoCAD Inventor. Объектами моделирования в работе являются компенсаторы S-образного и трапецеидального типа.

Оценка НДС компенсаторов проводилась серией исследований в диапазоне температур от 50 до 70 °С с шагом 5 °С. Данный диапазон обуславливается значением максимальной температуры нефти, до которой она нагревается при «горячей» перекачке. Так как при надземной технологии строительства компенсационные участки ограничиваются неподвижными опорами, исключаяющими перемещение НП в месте закрепления во всех направлениях, торцы геометрических моделей с обеих сторон имеют жесткое

						Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

крепление. Плечи компенсаторов могут перемещаться только в продольном направлении оси трубопровода, т. к. участок имеет продольно-подвижные опоры [21]. Криволинейная часть конструкций не ограничивается в перемещениях, что имитирует свободноподвижные опоры. Начальная температура окружающей среды принималась минус 20 °С. Рабочее давление участков составляет 5 МПа. Сетка конечных элементов назначена размером 5 см.

Таблица 9 – Исходные данные для моделирования объекта

Параметр	Единица измерения	Значение	
		S-образный компенсатор	трапециевидный компенсатор
Марка стали		09Г2С	09Г2С
Диаметр труб	мм	1020	1020
Толщина стенки	мм	16	16
Рабочее давление	МПа	5	5
Длина вылета	м	11,4	11,4
Длина плеча	м	6,25	6,25
Длина полки	м	9,9	9,9
Угол поворота оси трубопровода	градусы	90	60
Радиус скругления	м	1300	1300

В программе Autodesk Inventor были построены CAD модели S-образного компенсатора и трапециевидного компенсатора, представленная на рисунках 3,4 и 5.

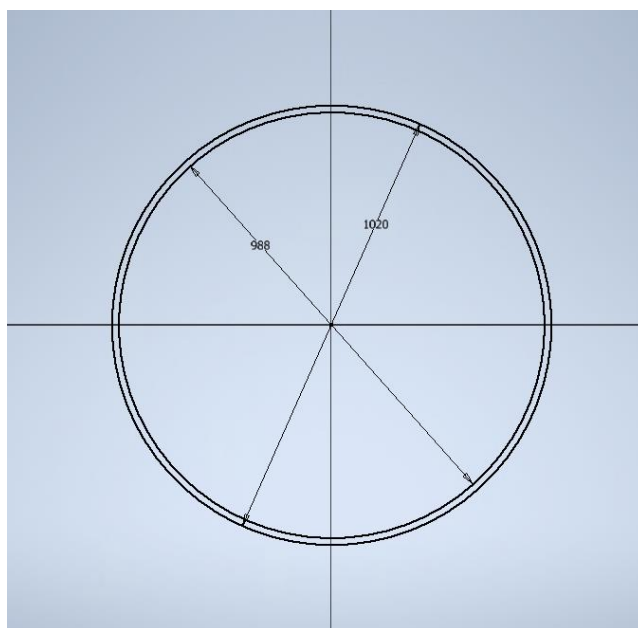


Рисунок 16 – CAD модель компенсатора, сечение

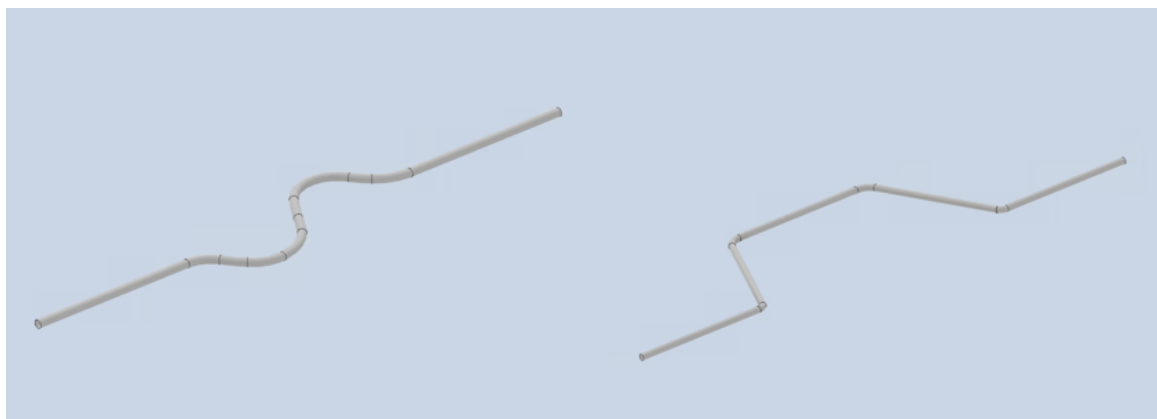


Рисунок 17 – CAD модели S-образного и трапециевидного компенсаторов

*Основные допущения*

1. С целью упрощения построения модели исключено детальное создание опор участка нефтепровода.
2. А также прочность сварных швов равна прочности основному металлу трубы, соответственно на модели сварной шов не указывается.

*Характеристики материала, генерация сетки, создание опор*

В проекте Static Structural в пункте Engineering Data установить стандартные параметры стали 09Г2С. То есть предел текучести (Tensile Yield Strength), временное сопротивление разрыву (Tensile Ultimate Strength).

	A	B	C	D
1	Property	Value	Unit	
2	Material Field Variables	Table		
3	Density	7850	kg m^-3	
4	Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion			
6	Isotropic Elasticity			
12	Strain-Life Parameters			
20	S-N Curve	Tabular		
24	Tensile Yield Strength	4,1E+08	Pa	
25	Compressive Yield Strength	2,5E+08	Pa	
26	Tensile Ultimate Strength	5,5E+08	Pa	
27	Compressive Ultimate Strength	0	Pa	

Рисунок 18 – Установка входных данных для стали 09Г2С

**4.8.1. Расчёт трапециевидного компенсатора на прочность**

Для данного расчёта необходимо на внутреннюю полость трапециевидного компенсатора приложить давление, равное 5 МПа (рис. 29). И аналогичным образом запустить решение задачи для получения данных, представленных на рисунках 19 – 21.

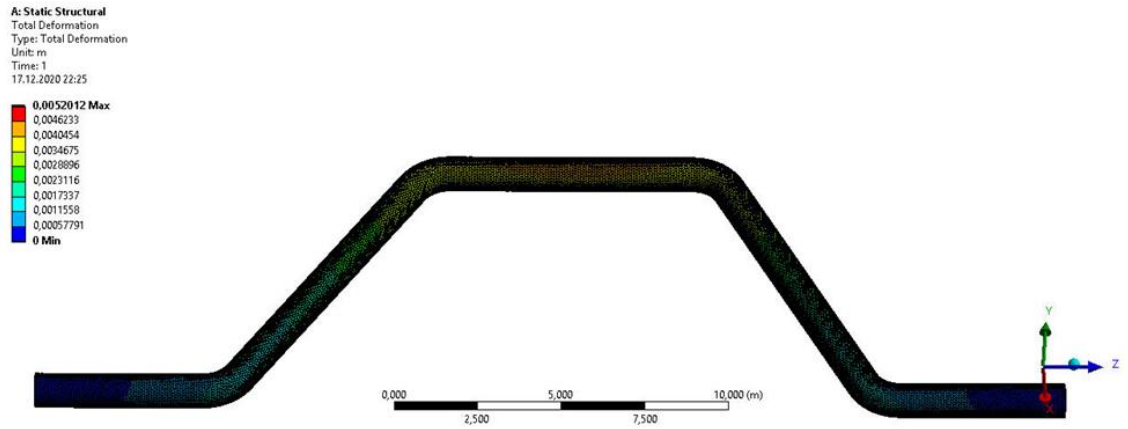


Рисунок 19 – Total Deformation, увеличенный масштаб

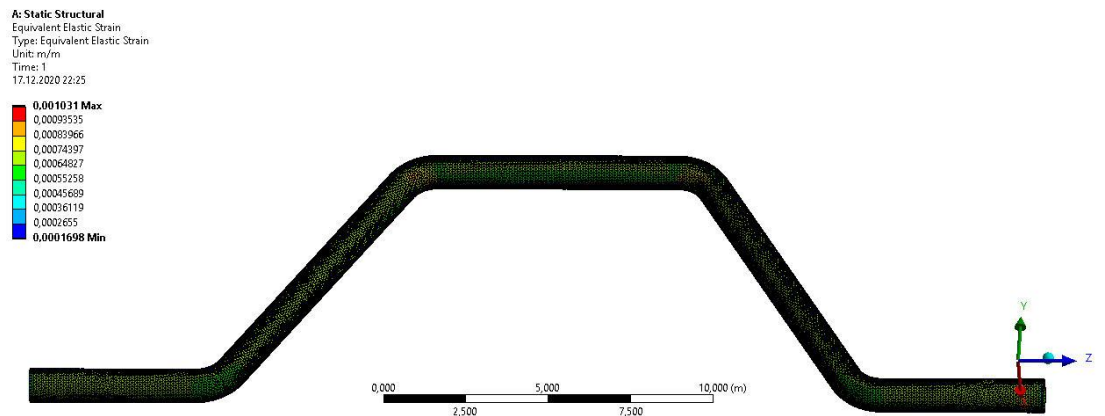


Рисунок 20 – Equivalent Elastic Strain, True Scale

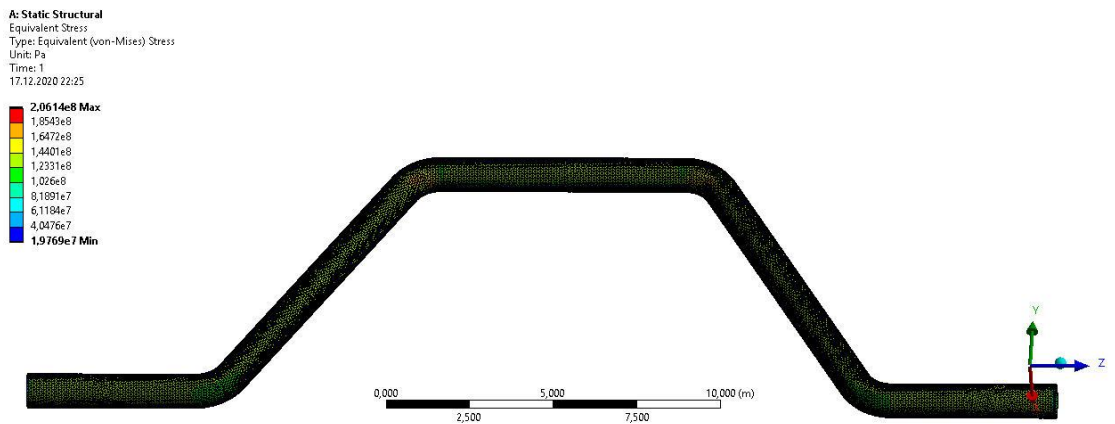


Рисунок 21 – Equivalent (von-Mises) Stress, True Scale

Коэффициент запаса прочности:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_{max}}, \quad (51)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести стали 09Г2С, МПа.  $\sigma_T = 410$  МПа [3].

$\sigma_{max}$  – максимальное расчетное напряжение, МПа. Определено в результате расчета в ПК Ansys.  $\sigma_{max} = 206,7$  МПа.

					Расчёты и аналитика	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент запаса прочности равен:

$$n = \frac{410}{206,7} = 1,98344.$$

Коэффициент запаса прочности эксплуатирующегося трапецевидного компенсатора составляет  $n \approx 1,98 > 1$ , соответственно, условие прочности выполняется.

#### 4.8.2. Расчёт S-образного компенсатора на прочность

Следующим шагом необходимо приложить давление на внутреннюю полость S-образного компенсатора, равное 5 МПа, то есть его рабочее давление. Данный шаг представлен на рисунке 22.

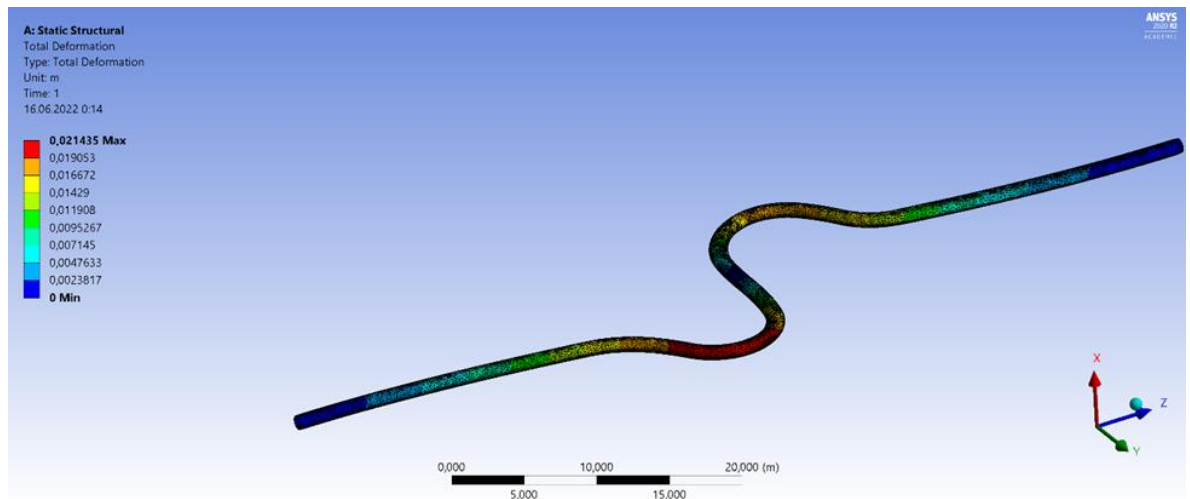


Рисунок 22 – Total Deformation, увеличенный масштаб

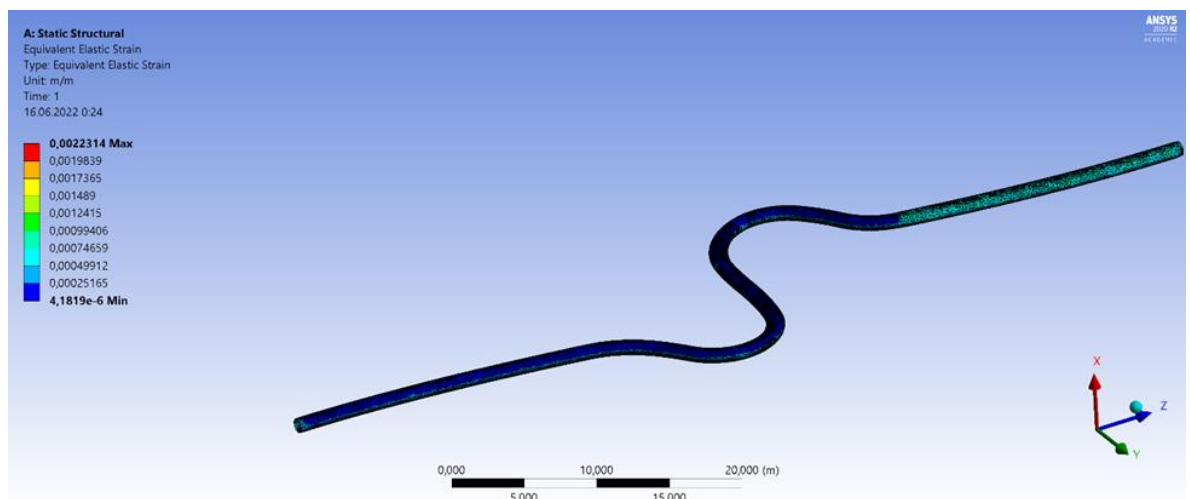


Рисунок 23 – Equivalent Elastic Strain, True Scale

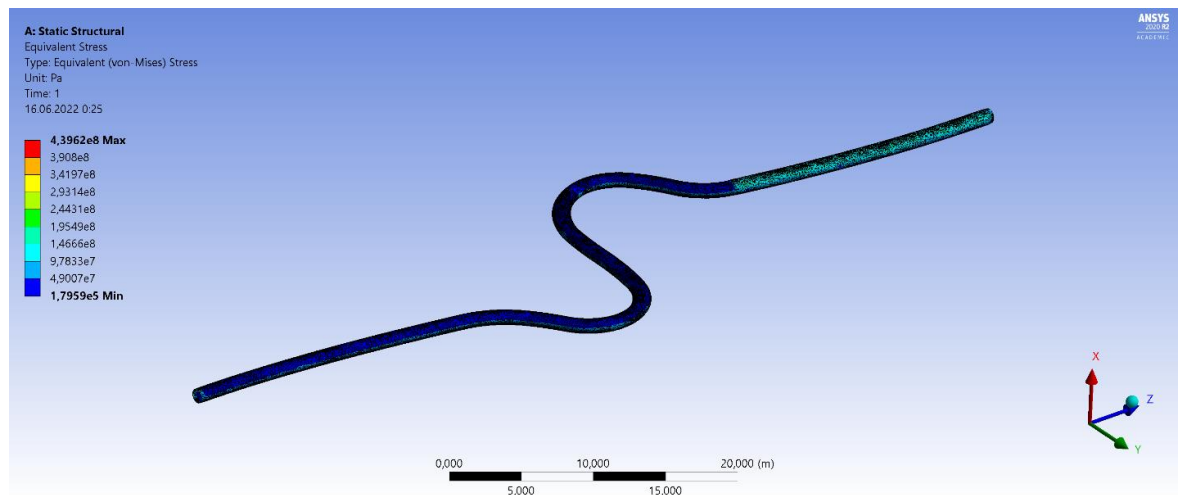


Рисунок 24 – Equivalent (von-Mises) Stress, True Scale

Коэффициент запаса прочности:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_{max}}$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести стали 09Г2С, МПа.  $\sigma_T = 410$  МПа [3].

$\sigma_{max}$  – максимальное расчетное напряжение, МПа. Определено в результате расчета в ПК Ansys.  $\sigma_{max} = 206,1$  МПа.

Коэффициент запаса прочности равен:

$$n = \frac{410}{206,1} = 1,9895.$$

Так как  $n \approx 2 > 1$ , S-образный компенсатор не теряет свою работоспособность. Это свидетельствует об отсутствии возникновения каких-либо проблем.

Результаты исследования НДС компенсаторов при изменении температуры перекачиваемой нефти приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты исследования

Параметр	Тип компенсатора	
	Трапециевидный	S-образный
Температура нефти 50 °С		
Перемещение, мм.	73,2	46,5
Максимальное напряжение, МПа.	98,8	88,5
Температура нефти 55 °С		



Перемещение, мм.	77,6	49,4
Максимальное напряжение, МПа.	100,1	89,2
Температура нефти 60 °С		
Перемещение, мм.	82,1	52,2
Максимальное напряжение, МПа.	101,5	89,9
Температура нефти 65 °С		
Перемещение, мм.	86,5	55,1
Максимальное напряжение, МПа.	102,9	90,7
Температура нефти 70 °С		
Перемещение, мм.	90,9	57,8
Максимальное напряжение, МПа.	104,3	91,5

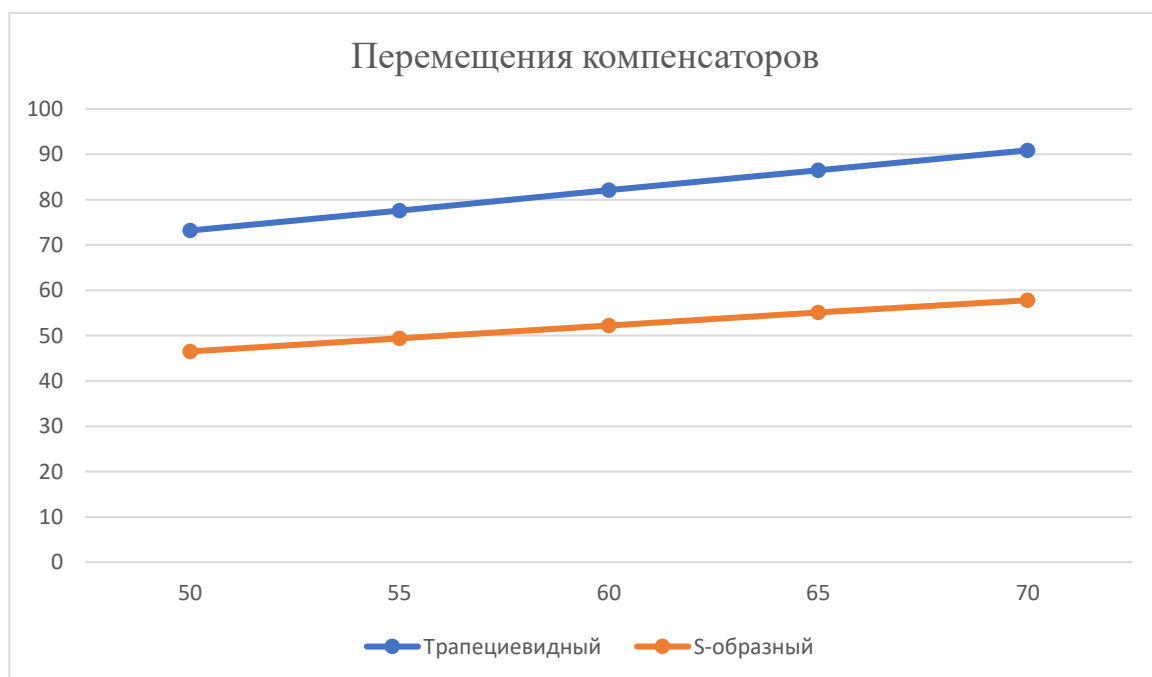


Рисунок 25 – Влияние температуры перекачиваемой нефти на перемещения компенсаторов

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

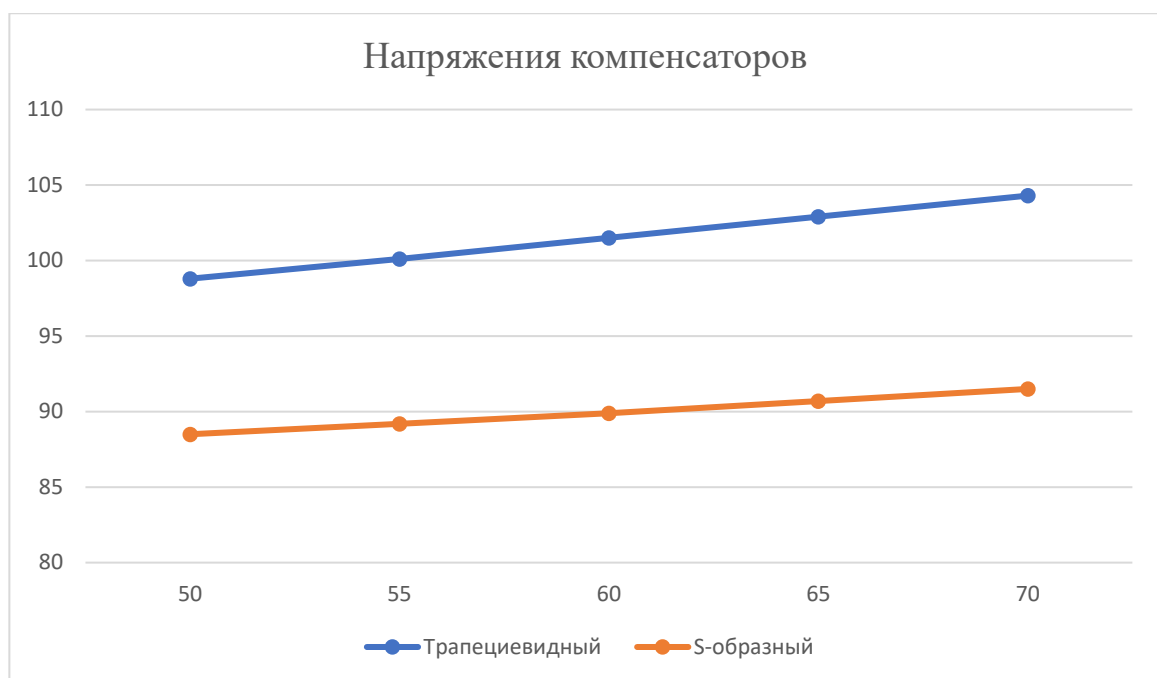


Рисунок 26 – Влияние температуры перекачиваемой нефти на напряжения компенсаторов

Как видно из результатов исследований зависимости напряжений и перемещений от температуры нефти носят линейный характер. При одинаковой длине плеч компенсаторов минимальные напряжения наблюдаются у S-образного компенсатора, а максимальные у трапецевидного. Следовательно, S-образный компенсатор испытывает меньшие напряжения и перемещения, что подтверждает больший запас прочности по сравнению с трапецевидным компенсатором.

А также исходя из проведенных выше исследований было получено минимальное количество компенсаторов для расчетного участка надземного нефтепровода при максимальной температуре «горячей» нефти 70 °С. Необходимое количество трапецевидных компенсаторов получили (196 шт.), S-образных (286 шт.). Помимо этого, удельная металлоемкость (415,44 кг/км) и протяженность НП (138424 м) наблюдается при сооружении надземного участка с компенсаторами S-образного типа. А при сооружении компенсаторов трапецевидного типа удельная металлоемкость составляет (420,03 кг/км) и протяженность НП (139968 м). Так как длина трапецевидного компенсационного участка больше на 213 м. Соответственно экономия

металлоемкости конструкций составляет 1283,89244 кг. Расчеты по опорам показали, что для трапециевидной конструкции количество опор равно (7580 шт.), а для S-образной (7547 шт.).

					Расчёты и аналитика	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Алиев Асиф Асаф оглы

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. «Нефтегазовое дело», «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

<b>Разработка методов ремонта и соединения стеклобазальтоволоконных труб</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение S-образного термокомпенсационного блока на магистральном нефтепроводе «Заполярье-Пурпе».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД-23.040.00-КТН-201-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022 г.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности применения S-образного термокомпенсационного блока на магистральном нефтепроводе «Заполярье-Пурпе».
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при внедрении S-образного термокомпенсационного блока.
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности от внедрения S-образного термокомпенсационного блока на магистральном нефтепроводе «Заполярье-Пурпе».

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.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Алиев Асиф Асаф оглы		

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

### **5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Результатом проведенного диссертационного исследования является выявление оптимальных конструктивных параметров термокомпенсационного блока на магистральном трубопроводе. В данном разделе будет проведено обоснование перспективности и экономической эффективности предполагаемых технических решений.

#### **5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Результатом исследования является выявление оптимальных конструктивных параметров термокомпенсационного блока. Чтобы провести анализ потенциальных потребителей результатов данного исследования необходимо определить целевой рынок.

В него, в первую очередь, входят нефтяные и газовые компании, осуществляющие транспортировку углеводородов. Наиболее востребована продукция для участков магистрального трубопровода, проходящих в мерзлых грунтах в условиях сурового климата. Подобные физико-географические и климатические особенности вызывают температурные изменения перекачиваемой и окружающей среды. В следствие этого возникает возможность деформации трубопровода, нарушение его целостности, снижение показателей надежности и устойчивости. Выявленная конструкция компенсатора позволяет устранить риск возникновения вышеперечисленных проблем.

Другим важным критерием сегментирования рассматриваемого целевого рынка является размер и уровень дохода компании. Проектирование и

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					77	123
Консульт.		Шарф И.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

строительство компенсационных конструкций требует больших экономических затрат, связанных с увеличением необходимых строительных материалов, дополнительной рабочей силы, повышенной степенью контроля и обслуживания объекта во время его эксплуатации. Крупным компаниям важны показатели надежности и долговечности их объектов, в связи с чем, они способны вкладывать большие средства для достижения необходимых целей.

Если рассматривать компании, ведущие деятельность преимущественно в России, то основными потребителями являются такие организации, как ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром».

### **5.1.2. Анализ конкурентных технических решений**

Условно компенсацию трубопровода можно разделить на естественную и специальную. Естественная компенсация обеспечивается за счет гибкости самого трубопровода с использованием вставок S-, П-, Г-, Z-образной формы или трапецеидальной (П-образный компенсатор с острым углом поворота оси трубопровода). В данной работе проведено исследование S-образного компенсационного блока.

Специальные компенсирующие устройства обычно являются соединительным элементом труб. Они также имеют свои преимущества и недостатки. Для компенсации трубопровода могут применяться трапецеидальные, П-образные, дугообразные и другие компенсаторы.

Все перечисленные конструкции конкурируют с исследуемым компенсатором. Необходимо провести их сравнительную оценку, чтобы выявить наиболее эффективную разработку. Для анализа помимо объекта исследования – S-образного компенсатора, выбираем трапецевидный, дугообразный и П-образный компенсатор.

Таблица 11 — Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		А	Б	В	Г	А	Б	В	Г
1. Надежность	0,18	5	2	2	4	0,9	0,36	0,36	0,72
2. Компенсирующая способность	0,12	5	4	3	5	0,6	0,48	0,36	0,6
3. Широкий диапазон допустимого давления	0,12	5	1	2	5	0,6	0,12	0,24	0,6
4. Герметичность	0,12	5	2	2	4	0,6	0,24	0,24	0,48
5. Срок службы	0,10	5	2	2	3	0,5	0,2	0,2	0,3
6. Простота эксплуатации	0,10	5	2	2	4	0,5	0,2	0,2	0,4
7. Простота изготовления	0,10	4	4	1	3	0,4	0,4	0,1	0,3
8. Низкая стоимость изготовления	0,10	3	4	3	3	0,3	0,4	0,3	0,3
9. Небольшая величина габаритов	0,6	3	5	5	5	0,18	0,3	0,3	0,3
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>40</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>36</b>	<b>4,58</b>	<b>2,7</b>	<b>2,3</b>	<b>4</b>

А – S-образный компенсатор, конкурентные конструкции: Б – трапецевидный компенсатор, В – П-образный компенсатор, Г – дугообразный компенсатор.

Анализируя результаты оценочной карты, делаем вывод, что эффективнее использовать компенсатор S-образного типа. Данная модель наиболее конкурентоспособна и имеет преимущество по многим критериям. Среди них, высокая компенсирующая способность, герметичность соединений и, следовательно, высокий уровень надежности конструкции. Широкий диапазон допустимого давления – важная особенность, позволяющая широко применять данную разработку. Простота обслуживания в период эксплуатации позволяет сохранять объект в работоспособном состоянии в течении всего срока использования. Основной упор в дальнейшей работе необходимо сосредоточить на снижение металлоемкости конструкции.

## 5.2. Планирование научно-исследовательских работ

### 5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Определим структуру работ: выделим основные этапы и исполнителей, ответственных за проведение этих видов работ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 12 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Руководитель, Инженер
	6	Проведение теоретических расчетов толщины стенки, прочности и устойчивости трубопровода	Инженер
	7	Расчет удлинения участка трубопровода из-за теплового расширения стали и внутреннего давления	Инженер
	8	Построение моделей компенсаторов различного типа в программном комплексе Autodesk Inventor	Руководитель, Инженер
	9	Проведение экспериментов и анализа напряжённо-деформированного состояния компенсаторов	Руководитель, Инженер
	10	Сопоставление результатов расчетов различных конструкций компенсаторов	Инженер
	11	Сравнение экспериментальных данных с теоретическими расчетами	Инженер
	12	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
Обобщение и оценка результатов	13	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Руководитель, Инженер
	14	Составление пояснительной записки	Инженер

### 5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Для того, чтобы определить трудоемкость работ научного руководителя и студента, необходимо рассчитать следующие значения:

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



— ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожі}$ , рассчитываемое по формуле (52):

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min i} + 2 \cdot t_{max i}}{5}, \quad (52)$$

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

$t_{min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

— продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$  считается по формуле (53):

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (53)$$

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

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

### **5.2.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)**

#### **5.2.3.1. Расчет материальных затрат НТИ**

Рассчитаем затраты на изготовление опытного образца с учетом всего необходимого оборудования. В таблице 4 приведена смета затрат для исследуемой разработки – Трапециевидный компенсатор (обозначен как Исполнение 1), для S-образного компенсатора (Исполнение 2) и П-образного (Исполнение 3). Изготовление всех компенсаторов предполагается для нефтепровода с диаметром трубы 1020 мм и толщиной стенки 16 мм.

Таблица 13 – Смета материальных затрат на реализацию опытного образца

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оборудование	Количество, шт.			Цена за шт., руб.	Стоимость, руб.		
	1 исп.	2 исп.	3 исп.		1 исп.	2 исп.	3 исп.
Трапецеидальный компенсатор (Исполнение 1)	1	-	-	76500	76500	-	-
S-образный компенсатор (Исполнение 2)	-	1	-	59000	-	59000	-
П-образный компенсатор (Исполнение 3)	-	-	1	1400000	-	-	1400000
Стальной фланец приварной	4	-	-	12014	48056	-	-
Опора скользящая	-	-	2	23200	46400	-	-
Опора неподвижная	3	2	2	17520	52560	35040	35040
Опора направляющая	-	1	1	57660	-	57660	57660
Электроэнергия, сеть интернет, затраченные при моделировании	-	-	-	10000	10000	10000	10000
Итого:					222116	151700	232700

### 5.2.3.2. Затраты на специальное оборудование и амортизацию

Расчет затрат на программные комплексы учитываем в виде амортизационных отчислений, так как данное оборудование и программы используется в течение длительного периода времени. Амортизационные затраты одинаковы для всех исполнений. Проектирование осуществлялось на ноутбуке HP 250. Были использованы следующие программные комплексы: Autodesk Inventor, Ansys и Microsoft Office 2016.

Таблица 14 — Затраты на амортизацию

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация за 1 дней использования, руб.
1	Лицензия на программный комплекс Autodesk Inventor (9дней)	1	98000	805,48

2	Лицензия на программный комплекс Ansys (6дней)	1	1900000	10410,96
3	Ноутбук+ Microsoft Office 2016 (82дня)	1	51500	3856,62
Итого:			2049500	15073,06

Продемонстрируем расчет показателей амортизации, результаты расчетов зафиксируем в таблице 14:

$$A_{Inventor} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{98000 \cdot 9}{3 \cdot 365} = 805,48 \text{ руб.}; \quad (54)$$

$$A_{Ansys} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{1900000 \cdot 6}{3 \cdot 365} = 10410,96 \text{ руб.};$$

$$A_{\text{ноутбук}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{51500 \cdot 82}{3 \cdot 365} = 3856,62 \text{ руб.}$$

### 5.2.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Для расчета основной заработной платы инженера берем оклад, равный 21760 руб. Оклад руководителя (доцент, кандидат наук) составляет 33664 руб. Пример расчёта основной заработной платы для руководителя:

Определим среднедневную заработную плату ( $Z_{\text{дн}}$ ):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{33664 \cdot 10,4}{243} = 1440,76 \text{ руб.}, \quad (55)$$

где  $Z_m$  - оклад;

$M$  - количество месяцев работы без отпуска в году;

$F_d$  - действительный годовой фонд рабочего времени персонала (для 6-дневной недели  $F_d = 243$  дня )

Рассчитаем основную заработную плату ( $Z_{\text{осн}}$ ) по формуле:

$$\begin{aligned} Z_{\text{осн}} &= Z_{\text{дн}} \cdot T_p \cdot (1 + K_{\text{пр}} + K_d) \cdot K_p = 1440,76 \cdot 30 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 \\ &= 89903,42 \text{ руб.}, \end{aligned} \quad (56)$$

где  $T_p$  - продолжительность работ, выполняемых работником;

$K_p$  –районный коэффициент (для Томска 1,3);

$K_d$  – коэффициент доплат и надбавок (0,3);

$K_{пр}$  – премиальный коэффициент (0,3).

Таблица 15 — Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{дн}$ , руб	$K_{пр}$	$K_{д}$	$K_{р}$	$T_{р}$ , дни	$Z_{осн}$ , руб.
Научный руководитель	1440,76	0,3	0,3	1,3	30	89903,42
Инженер	931,29	0,2	0,2	1,3	82	138985,72
Итого:						228889,14

#### 5.2.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей

Дополнительная заработная плата учитывает величину доплат за отклонение от нормальных условий труда и выплаты, связанные с обеспечением компенсаций и гарантий.

Рассчитаем дополнительную заработную плату по формуле (5):

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (57)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,12).

Для руководителя:

$$Z_{доп.рук.} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,12 \cdot 89903,42 = 10788,41 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{доп.инж.} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,12 \cdot 138985,72 = 16678,29 \text{ руб.}$$

Суммарно:

$$Z_{доп.} = Z_{доп.рук.} + Z_{доп.инж.} = 10788,41 + 16678,29 = 27466,7 \text{ руб.}$$

#### 5.2.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды

Данный вид отчислений отражает обязательные отчисления в фонд медицинского страхования, пенсионный фонд и фонд социального страхования.

Размер ставки данных отчислений составляет 30,2%. Определим размер отчислений по формуле (6):

$$Z_{внеб.} = k_{внеб.} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (58)$$

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

Для руководителя:

$$Z_{\text{внеб.рук.}} = k_{\text{внеб.}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (89903,42 + 10788,41) \\ = 30207,55 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{\text{внеб.инж.}} = k_{\text{внеб.}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (138985,72 + 16678,29) \\ = 46699,2 \text{ руб.}$$

Суммарно:

$$Z_{\text{внеб.}} = Z_{\text{внеб.рук.}} + Z_{\text{внеб.инж.}} = 30207,55 + 46699,2 = 76906,75 \text{ руб.}$$

### 5.2.3.6. Накладные расходы

Данный вид расходов учитывает не попавшие в другие статьи расходов затраты (оплата коммунальных услуг, услуг печати и т.п.) Величину накладных расходов рассчитаем по формуле (7):

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{мат}} + Z_{\text{оборуд}} + Z_{\text{аморт}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (59)$$

Где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 0,16).

Для 1 исполнения:

$$Z_{\text{накл}} = (222116 + 2049500 + 15073,06 + 228889,14 + 27466,7 + 76906,75) \\ \cdot 0,16 = 419192,264 \text{ руб.}$$

Аналогично, для 2 исполнения  $Z_{\text{накл}} = 407925,7 \text{ руб.}$

Для 3 исполнения  $Z_{\text{накл}} = 420885,7 \text{ руб.}$

### 5.2.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат выполним в табличном виде (таблица 16)

Таблица 16 — Бюджет затрат НТИ

Наименование	Сумма, руб.		
	1 исп.	2 исп.	3 исп.
Материальные затраты	222116	151700	232700
Затраты на оборудование	2049500		
Затраты на основную заработную плату	228889,14		

Затраты на дополнительную заработную плату	27466,7		
Страховые взносы	76906,75		
Накладные расходы	419192,264	407925,70	420885,70
Общий бюджет	3039643,914	2957461,35	3051421,35

В соответствии с результатами расчета бюджета затрат на разработку проекта, сумма, необходимая на его реализацию составила 3039644 руб.

Основные расходы пришлись на затраты на оборудование – 67,42% от общего бюджета затрат проекта. Для исполнения 2 затраты на реализацию получились меньше на 82183 руб. Реализация 3 исполнения выходит дороже исследуемого проекта на 11777 руб.

### 5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения таких величин, как финансовая эффективность и ресурсоэффективность, необходимо рассчитать их интегральные показатели.

Интегральный показатель финансовой эффективности рассчитывается по формуле (60):

$$I_{\text{фин } p}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (60)$$

где  $I_{\text{фин } p}^{\text{исп } i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Таблица 17 — Значения стоимостей и интегральных финансовых показателей различных исполнений проекта

	1 исполнение	2 исполнение	3 исполнение
Стоимость исполнения, руб	3039643,914	2957461,35	3051421,35
Максимальная стоимость исполнения, руб	3051421,35		
Интегральный финансовый показатель разработки	0,996	0,969	1

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяется по формуле (61):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (61)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Таблица 18 — Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Надежность	0,20	5	2	4
2. Компенсирующая способность	0,15	5	4	5
3. Безопасность	0,25	4	4	4
4. Материалоемкость	0,10	3	4	5
5. Срок службы	0,15	5	2	3
6. Простота эксплуатации	0,15	5	2	4
Итого	1	4,55	3	4,1

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 4,55;$$

$$I_{p-исп2} = 2 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,10 + 2 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,15 = 3;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,10 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испи}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (62):

$$I_{испи} = \frac{I_{p-испи}}{I_{финр}^{исп i}}. \quad (62)$$

$$I_{исп1} = 4,57; I_{исп2} = 3,09; I_{исп3} = 4,10.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительную эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ ) рассчитаем по формуле (63):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{исп} \min}} \quad (63)$$

Таблица 19 — Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,996	0,969	1,000
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,00	4,10
3	Интегральный показатель эффективности	4,57	3,09	4,10
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,48	1	1,33

#### 5.4. Определение экономического эффекта

В данном разделе будет рассмотрена оценка экономического эффекта от сооружения S-образного компенсатора.

Стоимость материалов, необходимых для устройства трапециевидного компенсатора составит 76500 руб. Стоимостные расчёты трапециевидного компенсатора выполнены с учетом конкретно подобранных труб, отводов, опор по данным заводов-изготовителей. Так как S-образный компенсатор меньше по размерам конструкции, его стоимость будет находиться в пределах 59000 руб.

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

$$\Pi = \mathcal{E}_{\text{эл}} + \sigma_{\text{л}} \cdot L \cdot (\varepsilon_{\text{н}} + \xi_{\text{л}}) + [\sigma_{\text{кс}} \cdot (\varepsilon_{\text{н}} + \xi_{\text{кс}}) + e_{\text{кс}}] \cdot n_{\text{кс}}, \quad (64)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{эл}}$  – стоимость потребляемой на перекачку электроэнергии;

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

$\sigma_{\text{л}1} = 33930$  руб.;  $\sigma_{\text{л}2} = 29000$  руб.

$L$  – общая длина нефтепровода;

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

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



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

$n_{\text{КС}}$  – число КС;

$\epsilon_{\text{Н}}$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$\epsilon_{\text{Н}} = 0,15$  (для трапецеидального);

$\epsilon_{\text{Н}} = 0,20$  (для S-образного).

Так как некоторые 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 трапецеидального компенсатора:

$$\Pi = \sigma_{\text{Л1}} \cdot (\epsilon_{\text{Н}} + \xi_{\text{Л}}) + \epsilon_{\text{Н}}, \quad (65)$$

$$\Pi_1 = 33930 \cdot (0,15 + 318,75) + 0,15 = 10,8 \text{ млн. руб.}$$

$$\xi_{\text{Л}} = \frac{C}{\text{СПИ}} / 12, \quad (66)$$

$$\xi_{\text{Л}} = \frac{76500}{20} / 12 = 318,75 \text{ руб.}$$

где  $C$  – первоначальная стоимость объекта;

$C = 76500$  руб. (для трапецеидального)-исполнение 1;

$C = 59000$  руб. (для S-образного)-исполнение 2;

СПИ – срок полезного использования объекта в годах;

СПИ = 20 лет. (для трапецеидального).

Ввиду того, что продольные напряжения S-образного компенсатора меньше, соответственно усталостное разрушение будет длиться дольше, а, следовательно, и его срок полезного использования будет больше, т.е. примерно 23 года.

При сооружении S-образного компенсатора:

$$\Pi = \sigma_{\text{Л2}} \cdot (\epsilon_{\text{Н}} + \xi_{\text{Л}}) + \epsilon_{\text{Н}}, \quad (67)$$

$$\Pi_2 = 29000 \cdot (0,20 + 213,7) + 0,20 = 6,2 \text{ млн. руб.}$$

$$\xi_{\text{Л}} = \frac{59000}{23} / 12 = 213,7 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовой экономический эффект находится по формуле:

$$\text{Э}_\phi = \Pi_1 \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{\text{л2}}}{\sigma_{\text{л1}}}\right); \quad (68)$$

$$\text{Э}_\phi = 10,8 \cdot \left(1 - \frac{29000}{33930}\right) = 1,57 \text{ млн. руб.}$$

### **5.5. Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В результате выполнения раздела финансового менеджмента была доказана конкурентоспособность данного исследования. Бюджет научно-технического исследования, основная часть которого приходится на статью затрат по основной заработной плате сотрудников, составил 228889,14 руб.

С позиции финансовой и ресурсной эффективности более эффективным вариантом является второе исполнение проекта, по которому проводилось исследование, а именно S-образный компенсатор.

Годовой экономический эффект при сооружении S-образного компенсатора составит 1,57 млн. руб.

Все полученные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная конструкция компенсатора экономически выгодна.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

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

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа.

### 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 магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе».</p> <p>Область применения: прокладка и ремонт трубопровода линейной части магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе»</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> </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> </ul>

<p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>- Возможность поражения электрическим током;          - Сварочные работы;          - Грузоподъемные работы          Средства индивидуальной и коллективной защиты:          - Комбинезон, наушники, сапоги, перчатки, каска, очки защитные, сигнальная лента, источники света, оградительные устройства, знаки безопасности</p> <p>Расчет электробезопасности</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>Воздействие на литосферу: земляные работы в зоне укладки, разработка котлованов, объезды на технике.          Воздействие на гидросферу: воздействие при строительстве и обслуживании подводных переходов линейной части нефтепроводов.          Воздействие на атмосферу: продувка оборудования, выпуск газа при технологических операциях.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС: разгерметизация, взрыв или пожар, сопровождающиеся разливом нефти, разрушение механическим воздействием, опрокидывание строительной техники, стихийные бедствия (пожары, паводки), несанкционированные врезки.          Наиболее типичная ЧС: аварийный разлив нефти</p>
<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Алиев Асиф Асаф оглы		

## **6. Социальная ответственность**

В данной работе рассматривается применение технологий, обеспечивающих повышение эффективности транспорта нефти в районах, приближенных Крайнему Северу, а также надёжности оборудования линейной части магистрального нефтепровода. Следовательно, для обеспечения производительности нефтепровода на высоком уровне, необходимо соблюдать меры предосторожности на опасных объектах и следовать правилам, установленным производственной и экологической безопасностью в организации.

Так как, при реконструкции нефтепровода с применением технологий, используется специализированная техника, для выполнения различных технологических операций. При внедрении технологий могут производиться работы экскаватором, бульдозером, автокраном для выполнения обслуживания, монтажа и демонтажа оборудования. Также следует учитывать, что работы производятся в аномально-геологических условиях. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при эксплуатации и ремонте нефтепровода.

Знание работниками возможных угроз их безопасности, и предупреждение таких угроз повысит безопасность труда.

### **6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **6.1.1. Производственная безопасность**

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».

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					93	123
Консульт.		Сечин А.А.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

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. 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

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [24].

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [23].

#### **6.1.2. 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,

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [22]. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники обязаны принять меры к их устранению 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.

## 6.2. Производственная безопасность

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

Таблица 20 – 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 [27].

### *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 [29].

### *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

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [28].

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 [31].

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 21.

Таблица 21 – 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

### 6.3. 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 [27].

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [26].

#### 6.4. Расчёт 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) [30].

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.

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассмотрим схему действия защитного заземления на примере трехфазной сети с изолированной нейтралью [32].

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

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3}}, \quad (69)$$

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:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3} \cdot \left(\frac{R_{\text{ч}} + R_{\text{з}}}{R_{\text{з}}}\right)} \quad (70)$$

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

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

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.

### 6.5. 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.

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 6.5.1. Анализ влияния на окружающую среду

#### *Воздействие на атмосферу*

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

- 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 [35].

#### *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.

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В таблице 22 представлены ПДК некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [34].

Таблица 22 – 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 23 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 [34].

Таблица 23 – 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

## 6.5.2. 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 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.

### **6.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **6.6.1. 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

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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 [36].

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,

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

### **6.7. Выводы по разделу «Социальная ответственность»**

В разделе «социальная ответственность» рассматриваются законодательные основы трудовых взаимоотношений работника с предприятием. Это именно то, что необходимо знать и учитывать, не только при трудоустройстве, но и при осуществлении своей трудовой деятельности.

Также, именно в этом разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы. Правильная организация труда, с учетом этих факторов не только повышает производительность работника, но и что более важно, значительно снижает риск получения производственных травм.

Нельзя забывать и об экологической безопасности, основы которой приведены в данном разделе. В современном мире забота об экологии является важной частью деятельности производственных предприятий.

Особо важным является и знание своих действий для работника при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, полные и точные знания работника охраны труда и социальной ответственности, является одним из важнейших принципов осуществления своей деятельности для производственных предприятий.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

В результате выполнения магистерской диссертации были получены следующие результаты:

1. Согласно проведенному литературному обзору, оптимальной технологией ресурсо- и энергоэффективной транспортировкой нефти с высокими или аномально высокими показателями реологических параметров являются технологии термического воздействия на углеводородную среду, позволяющие добиться требуемых объемов гидравлических потерь по заданному участку нефтепровода.

2. Обеспечение безаварийной работы участков НП с перекачкой подогретой нефти требует соблюдения условий минимизации температурного воздействия на грунт, исключения процессов растепления и интенсивного изменения НДС трубопровода.

3. Оценка прочностных параметров свайных опор выбранного участка надземной части НП показала, что предельные условия устойчивости фундамента на действие вертикальной и горизонтальной нагрузки выполняются. Помимо этого, расчеты показали, что свайные конструкции опор нефтепровода выдерживают нагрузку с запасом.

4. Расчет толщины теплоизоляционного слоя с применением ППУ и ПИР свидетельствует о том, что минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением ППУ составляет 0,195 м (17 % от общего диаметра трубопровода с нанесенным слоем изоляции), в то же время минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением ПИР составляет 0,157 м (14 % от общего диаметра трубопровода с нанесенным слоем изоляции). Соответственно рационально использовать теплоизоляцию с применением ПИР, исходя из экономически менее затратных соображений.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					108	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

5. Исследование НДС компенсаторов в программном комплексе Ansys позволило установить, что коэффициент запаса прочности S-образного компенсатора больше на 1 % и составил  $n = 2$ , в отличие от трапецеидального компенсатора, имеющего запас прочности  $n = 1,98$ . Несмотря на рост перемещений и напряжений, коэффициент запаса двух типов компенсаторов примерно одинаковы  $2 > 1,98$ , что говорит об отсутствии проблем, но все же целесообразней использовать S-образный компенсатор.

6. Установлено, что для сооружения 130 км участка надземной части магистрального нефтепровода (153,5-283,7км) трапецевидных компенсаторов потребуется в количестве 196 шт. Тем не менее, S-образные компенсаторы в количестве 286 шт. обеспечивают минимальную общую протяженность надземного участка – 138,424 км по сравнению с применением трапецевидных (139,968 км) термостабилизационных блоков.

7. Получено, что при выборе S-образных компенсаторов удельная металлоемкость надземного участка НП минимальна и составляет 415,44 кг/км. Для трапецевидной конструкций металлоемкость выше на 1 % , а именно составляет 420,03кг/км. Соответственно с помощью вычислений было получено, что применение S-образных компенсационных блоков позволяет снизить металлоемкость конструкции на 1283,89244 кг.

9. Использование S-образной конструкции позволяет снизить капитальные затраты на сооружении НП более чем на 200 млн. руб., а именно 228889,14 руб. и эксплуатационные расходы на 1,57 млн. руб./год в сравнении с трапецевидным компенсатором соответственно.

Таким образом, в результате выполнения магистерской диссертации поставленные цели были достигнуты. Результаты проведенных исследований будут полезны нефтедобывающим компаниям, заинтересованным во внедрении на своих объектах S-образных компенсаторов с целью повышения эксплуатационных свойств, и соответственно снижении эксплуатационных затрат.

					Заключение	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Список использованной литературы

1. Схема магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pipelines/>;
2. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Павлов В.В., Суриков В.И., Зотов М.Ю. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – 2014. № 1 (13). С. 24-28.– Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21367871&>;
3. Мальцев С.А. Анализ способов прокладки нефтепроводов в районах с вечной мерзлотой // Современные технологии в строительстве [Электронный ресурс]. – 2019.– Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=39283661>;
4. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебное пособие / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – 368 с. – ISBN 5-247-00064-1;
5. Анисимов В. В. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В. В. Анисимов, М. И. Криницын. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 147 с.;
6. Транснефть. Энциклопедия технологий [Электронный ресурс].– режим доступа к стр.: <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/53/> (дата обращения: 24.04.2022);
7. 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;
8. А.К. Даркацакян, Н.П. Васильев, Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах.- М.: Недра, 1987 – 167с.;

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Алиев А.А.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					110	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

9. М.В. Малышев, Г.Г. Болдырев; Механика грунтов. Основания и фундаменты: учебное пособие. – изд АСВ – М. 2000.-320 с.;
10. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы;
11. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (с Изменением N 1) условия [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050> (дата обращения: 22.05.2022);
12. СП 25.13330.2012. Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88;
13. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85;
14. Карнаухов Н. Н., Кушнир С. Я., Горелов А.С., Долгих Г.М. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях севера. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. - 432 с.;
15. Гаррис Н.А., Колоколова Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 1. С. 13–17.;
16. СП 497.1325800.2020. Основания и фундаменты зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах. Правила эксплуатации: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/603253375> (дата обращения: 08.04.2022). – Текст : электронный;
17. Патент № 95059 Российская федерация, МПК F16L 51/00 (2006.01). S-образный компенсатор для трубопровода : заявл. 24.12.2009 : опубл. 10.06.2010 / Шаммазов А. М., Мустафин Ф. М., Ахметов Ф. Ш. [и др.]. ; заявитель УГНТУ;
18. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть»: дата введения 2009-09-16. – Текст : непосредственный;

					Список использованной литературы	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. СП 20.13330. Нагрузки и воздействия: дата введения 2017-06-04. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456044318> (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный;
20. РД 10-400-01 Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей;
21. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. СПб.: Недра, 2009. 409 с.;
22. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;
23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
24. Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19.02.1993 N 4520-1;
25. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
26. СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
27. ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
28. СанПиН 2.2.4.3359–16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
29. ГОСТ 12.3.009-76 «ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;
30. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

					Список использованной литературы	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



31. ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
32. ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
33. ГН 2.2.5.2308-07 «Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
34. ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»;
35. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»;
36. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»;
37. Ohaeri E. G., Szpunar J. A. (2022) An overview on pipeline steel development for cold climate applications. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 1-17;
38. Goli-Oglu, E.A. (2015) Improving the cold resistance of 70–100-mm-thick heavy plates FH40 for marine structures built for arctic service. *Metallurgist* 59, 498–504;
39. Li X. (2022) Mitigation Strategies and Measures for Frost Heave Hazards of Chilled Oil Pipeline in Permafrost Regions. Pages 3-11;
40. Wei X., Niu Z., Li Q., Ma J. (2018) Potential failure analysis of thawing-pipeline interaction at fault crossing in permafrost. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 31-40;
41. H.Shafeek, H.A.Soltan, M.H.Abdel-Aziz (2021) Corrosion monitoring in pipelines with a computerized system. *Alexandria Engineering Journal*. 5771-5778;
42. Bekibayev T., Zhapbasbayev U., Ramazanova G. (2022) Optimal regimes of heavy oil transportation through a heated pipeline. *Journal of Process Control*. 27-35.

					Список использованной литературы	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# Приложение А

## Раздел 7

### Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Алиев Асиф Асаф оглы		

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	Организационно-техническое обеспечение эксплуатации объектов магистрального трубопровода на примере объекта Ямало-Ненецкого автономного округа			
Разраб.		Алиев А.А.			Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					114	123
Консульт.		Айкина Т.Ю.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

## Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions

When laying a pipeline in the northern regions of the Russian Federation, it is possible to encounter such a problem as permafrost soils up to hundreds of meters deep from the surface. Permafrost soil is very sensitive to changes in ambient temperature, as well as to disturbance of its top layer. For example, when performing pipeline construction and installation by the tracks of all-terrain vehicles, bulldozers and many other heavy equipment. Because of that the soil can thaw and cave in places, in addition, it can turn into a swamp in a few seasons with serious consequences such as the floatation of the pipeline and its deformation. Therefore, when laying a pipeline in difficult geological and climatic conditions, it is necessary to carry out a comprehensive analysis not only of the pipeline route, but also of the permafrost soil in order to understand where it is acceptable to disturb the frozen soil and where it is necessary to preserve its previous structure.

Taking into account all the problems and economic costs, it was decided to lay the pipeline above the ground, on special supports, laying it on the ground surface with the creation of a special soil cushion and trenching method. Thus, the pipeline on special supports will be able to experience large temperature differences. The supports under consideration can store the cold in winter to make use of the permafrost in summer. Such a pipeline on piles in the Russian Federation is called “Zapolyarye-Purpe”.



Figure 1 – Oil pipeline «Zapolyarye-Purpe».

					Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

When building such an unusual pipeline, loose frozen ground is used, i.e. with low ice particles. It is also necessary to use thermal insulation. When laying the pipeline in a trench, it is necessary to fill the frozen soil to the bottom of the trench and to lay thermal insulation baffles. In addition, ballasting and anchoring of the pipeline are necessary so that the pipeline will not float when the season changes.

The materials presented in the following articles made it possible to study in more depth the problems of the construction of the pipeline in the Far North.

### **An overview on pipeline steel development for cold climate applications**

The focus of the paper [37] by Canadian researchers Ohaeri E. G. and Szpunar J. A. is to assess the basic manufacturing requirements of steels designed for applications in extremely cold polar regions. The study includes structural steels and high-strength grades of pipeline steels used in applications with sub-zero temperatures. Emphasis is placed on the role of mechanical properties, chemical composition and microstructure in the design of steels for cold regions. How these factors influence failure is critical, especially in terms of cracking behavior. Therefore, additional details about the synergy between low temperature and corrosion degradation are also discussed.

Developing suitable steel grades, and modifying existing ones for use in cold arctic climates is very important for oil pipeline construction in extremely low arctic temperatures without ensuring their reliability. It is critical to produce steels that can withstand sub-zero temperatures without the risk of sudden failure. The remote Arctic region is characterized by a wide temperature range from +30 °C to -70 °C, as well as strong winds depending on time and location. Such changes in metrological conditions can cause thermal shocks in poorly designed materials. In addition, seasonal changes in weather can lead to cyclic temperatures and ice loading on structures. This situation can turn minor defects into cracks, thereby causing materials to burst unexpectedly. Therefore, the overall performance of steel in cold regions can be adversely affected by environmental factors. The review seeks to identify important characteristics of steels designed for use in polar (arctic) regions.

					Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

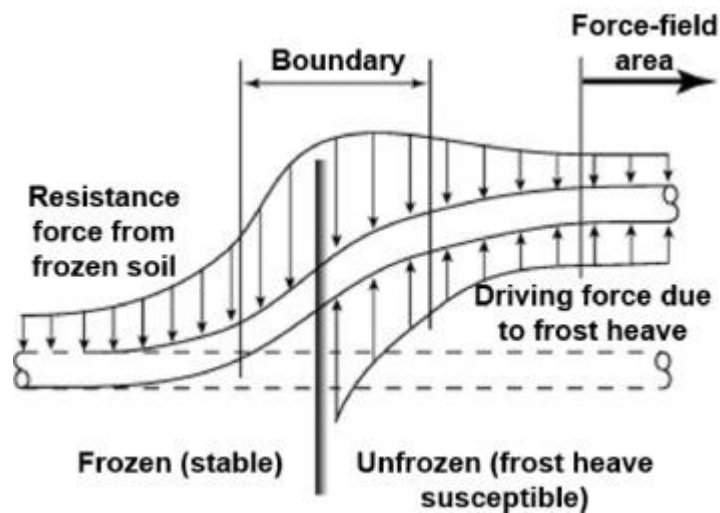


Figure 2 – Differential heave pattern along pipeline in permafrost indicating driving forces for and against pipeline frost heaving.

Permafrost degradation poses a serious threat to oil pipelines in difficult geological and climatic conditions. Pipelines can experience buoyancy problems as permafrost thaws. The undesirable consequences can be the elevation of buried pipelines from their design location. The stability of pipelines to rise upwards is highly dependent on the strength of the ground. Therefore, it is highly recommended to use specialized pipeline embedding systems inside the cold Arctic soil. In extreme cases of frozen ground, pipes can be insulated or installed above ground. Another practical means of minimizing frost formation in the long term is to operate the pipelines under carefully controlled cyclic temperature conditions. This approach is useful for ensuring the structural integrity of pipelines embedded in discontinuous permafrost. The goal is to minimize the likelihood of frost-induced buckling deformation along the pipeline due to sudden temperature increases.

### **Design considerations for cold climate steels**

Strategies for developing new materials are often based on lessons learned from previous industrial operations or existing constraints. Unfortunately, a significant number of engineering projects have yet to be adopted in the Arctic region. Some common offshore design standards, such as Norsok and ISO 19,902, are widely accepted in the Arctic. Solving this problem requires understanding the geology and climatic conditions in the region. Arctic weather affects heat transfer in metals, facility operations, hydrology, and hydraulics. Thus, awareness of the least expected operating

temperature is important to ensure that steels retain sufficient impact toughness to overcome brittle failure throughout their service life. It is recommended to consider temperature as a variable parameter for arctic applications. The suitability of non-ferrous metals and welds at temperatures as low as  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  is required in the Arctic. According to Goli-Oglu E.A. [38], the main criteria for producing low-temperature steel plates over 70 mm thick are high-quality plate macrostructure, well-controlled elemental composition, and adequate methods for developing a homogeneous microstructure consisting of purified grains. In addition, equipment and infrastructure located in challenging Arctic climates require reliable and cost-efficient welds.

Arctic steel production entails controlling the rolling schedule and other related processing criteria to achieve high quality. This requires strict adherence to proper planning, improved rolling processes, and identification of any conditions that may affect the overall result of the selected parameters. Ultimately, Arctic steels are expected to undergo a ductile structural reaction before fracture. Therefore, the following strategies have been recommended to overcome the brittle type of material failure:

- Ductile material approach: This requires ensuring that the materials fail in ductile mode under arctic conditions, hence all property requirements should facilitate ductile behavior.
- Plastic collapse approach: This method requires that the material experience extensive plastic deformation before the initiation of brittle failure. It is dependent on a quantitative definition of the tolerable amount of plastic deformation.
- Fracture resistance method: Here, extensive understanding of fracture mechanism is used to understand the effects of applied loads, internal defects, and material toughness towards evaluating acceptable risk of brittle failure.

### **Weld damage in cold climate**

Extreme low temperatures pose a particular challenge to welded joints made of metallic materials. In addition, steels used in arctic conditions will have excellent

					Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

impact toughness, but their welds tend to degrade at low temperatures. This loss of mechanical properties is most often noticed around the heat-affected zone. As operating conditions tend toward sub-zero temperatures, steel welds begin to lose ductility and become more brittle. Large-diameter pipelines have both longitudinal and girth welds. These two types of joints are susceptible to damage during operation, and low-temperature cracking remains a major cause of unexpected weld failure. Therefore, the properties of the welds affect the overall low-temperature impact toughness of the entire pipeline. To achieve long weld life, the following key factors have been identified: heat treatment, electrode selection, weld design, welding process, and weld microstructure. Proper design of welding parameters is still critical for the deployment of steels at low temperatures. The choice of electrodes must be such that optimum weld integrity is ensured. This means that the metallurgical structure formed in the weld zone must contribute to excellent tensile properties throughout the steel.

### **Mitigation Strategies and Measures for Frost Heave Hazards of Oil Pipeline in Permafrost Regions**

This article by Li X. [39] addressed the relevance of developing oil pipeline installations in permafrost areas. The main problem turned out to be the frost strain of foundation soils when a chilled pipeline passes through unfrozen areas with frost-susceptible soils. In this regard, the author of the article proposes to mitigate the consequences of freezing at the stage of design and operation. However, oil pipelines in permafrost areas differ from oil pipelines in the configuration of construction, transportation and regulation of the working oil flow temperature. This article discusses the formation mechanisms and mitigation strategies for differential frost heave along buried chilled oil pipelines in permafrost areas. For the first time, a single pipe buried configuration with frost mitigation and monitoring measures is proposed for engineering applications. Since this technology is new, there is a possibility that it will be considered and moved to the design and development stage by major companies to build oil pipelines in Arctic permafrost areas.

### **Potential failure analysis of thawing-pipeline interaction at fault crossing in permafrost**

					Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Wei X. et al. [40] investigated a 3D thermo-hydronechanical model of a warm steel oil pipeline crossing an active tectonic fault in permafrost. The study highlighted the problem of fault slippage during permafrost thawing and the mechanical behavior of the pipeline. To more accurately analyze this problem, the effects of pipeline fluid temperature, permafrost ground permeability, and fault mode on longitudinal deformation along the pipeline were investigated. The study found that a relatively warm pipeline heats the surrounding soil-ice bound permafrost, permafrost thawing leads to diffusion of pore fluid surrounding. The warm pipeline, and accumulated pore water near the impermeable freezing front can cause a dramatic change in pore pressure, affecting destabilization of previously stable faults in a critically stressed regime. In addition, fault slippage and associated longitudinal deformation along the pipeline increase with the temperature of the pipeline fluid and the passage of unfrozen ground, while relatively large longitudinal deformation occurs in the shock-slip regime.

#### **Corrosion monitoring in pipelines with a computerized system**

Shafeek H. et al. [41] analyzed the integration of smart pigs as a non-destructive testing (NDT) method with software designed to assess pipeline corrosion defects to ensure surface suitability. The software uses decision support systems that are linked through the correlated communication method, which is coded using Microsoft Access and Visual C#. This software measures the common patterns of internal corrosion in a pipeline to identify potential corrosion spots and predict future corrosion conditions.

If internal corrosion occurs in a pipeline, damage to the pipelines can continue until they are removed or used preventing corrosion reactions. The most common internal inspection and monitoring tool for most liquid and gas pipelines is inline inspection instruments.

					Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



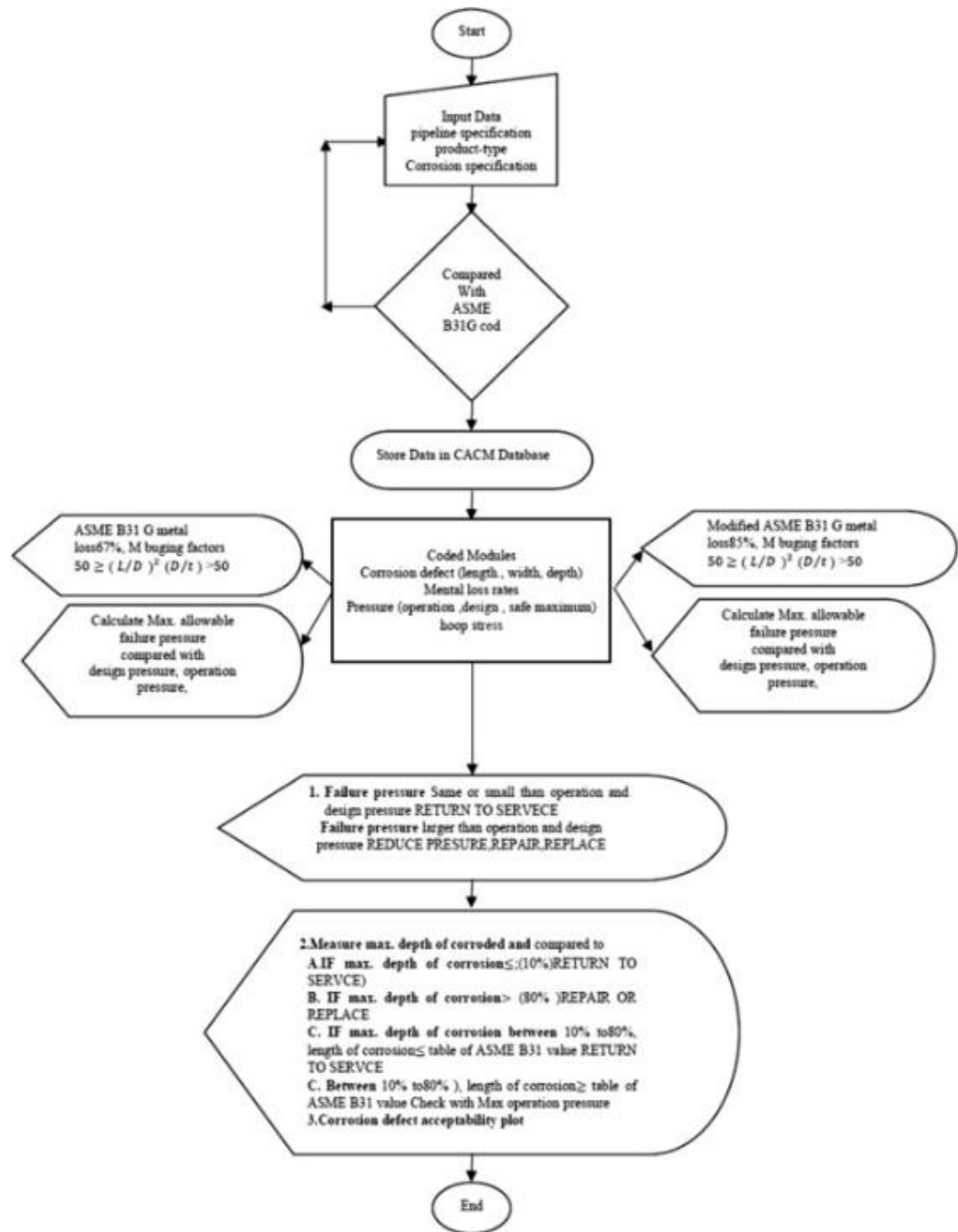


Figure 4 – CACM program flowchart for calculation failure pressure and maximum allowable corrosion defect depth.

The program depends on the accurate input of CACM data such as piping specification, product type and corrosion specification obtained from the built-in inspection vehicle.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

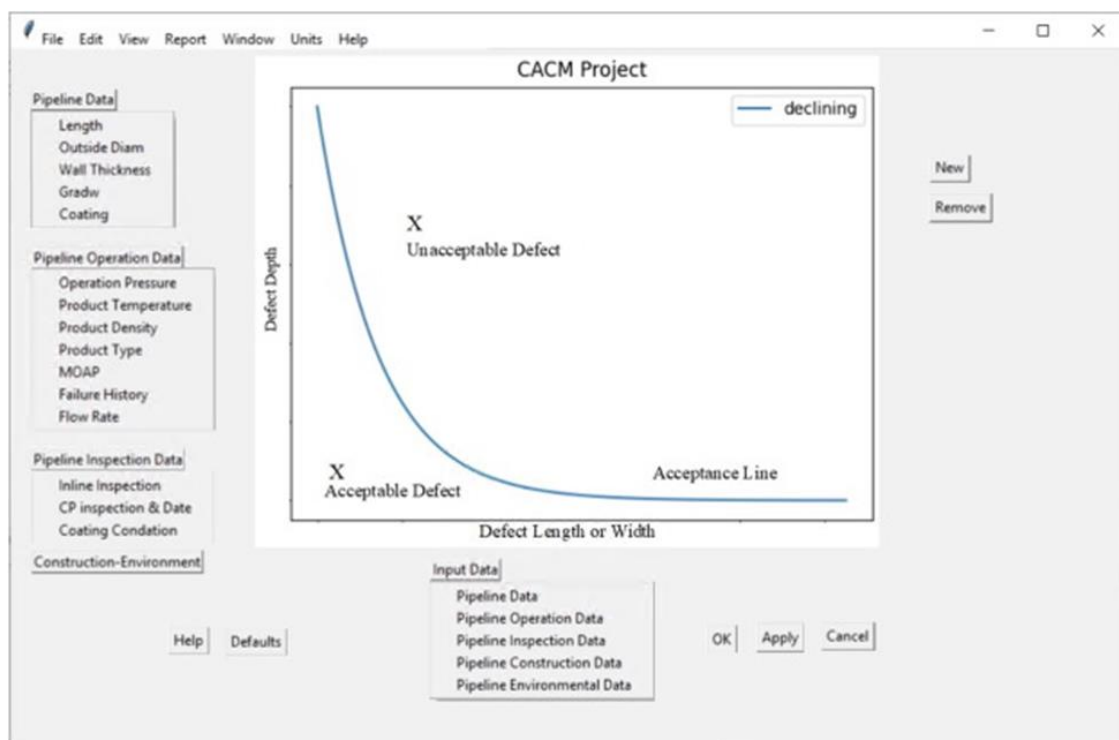


Figure 5 – Typical Microsoft Window screen of CACM program.

The main functions of CAMC are to predict if a given pipeline is susceptible to a certain type of corrosion in a given environment; check the maximum depth of internal corrosion, maximum permissible axial corrosion defect, burst pressure, corrosion rate and remaining pipeline life to assess the corrosion rate of the material; and help to develop, if necessary, justification methods for controlling the corrosion rate.

The materials presented by the authors will help to more accurately identify defects of the pipeline inner surface by monitoring the corrosion rate and control over it.

### **Optimal regimes of heavy oil transportation through a heated pipeline**

Bekibayev T. et al. in [42] considered criteria for optimizing transportation of heavy oil with high pour point and high viscosity through a “hot” oil pipeline. For such transportation, the oil pipeline and the oil pumping station are heated. The problem is that energy and fuel costs account for a large share of the total pumping costs. Therefore, it is necessary to minimize the total operating costs of pumps and heating furnaces, as well as to rationally distribute pressure and temperature along the oil pipeline using their hydrodynamic parameters. The author of the article applied graph

theory and dynamic programming to solve this problem. The object of the research was a trunk interstate oil pipeline, 450 km long. As a result of the study, the thermohydraulic calculations corresponded to the actual data of the supervisory control and data acquisition system (SCADA). Energy saving was 38.9 % at optimum mode.

					Laying an oil pipeline in permafrost: problems and design solutions	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		