

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

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера

УДК 622.691.4.053-049.32(211-17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Местников Федор Мичилович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В. К.	к.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., профессор		

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
Профессор ОНД	Шадрина А. В.	д.т.н., профессор		

Результаты обучения  
по Основной образовательной программе подготовки магистров по направлению **21.04.01**  
**«Нефтегазовое дело»**  
профиль подготовки **«Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»**

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 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

<b>ПК(У)-4</b>	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
<b>ПК(У)-5</b>	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)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР  
\_\_\_\_\_ А.В. Шадрина  
(Подпись) (Дата) (ФИО)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистра
----------

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ11	Местников Федор Мичилович

Тема работы:

Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2023 г. № 37-59/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.06.2023 г.
--------------------------------------------	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Нормативно-техническая документация, научные статьи отечественных и зарубежных исследователей, монографии, учебники, методические пособия, исполнительно – проектная документация. Объектом исследования является магистральный газопровод _____; производительность составляет _____; режим работы непрерывный; сталь _____; поставляется природный газ, перекачка должна происходить бесперебойно; объект эксплуатируется в условиях Крайнего Севера</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников 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>Обзор литературы по теме исследования.          Выявить особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах.          Выполнить оценку аварийной ситуации, которая произошла на участке магистрального газопровода [REDACTED], определить причину аварии, разработать рекомендации по оптимизации аварийных работ.          Оценить экономическую эффективность рекомендаций.</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки – 46 шт.          Таблицы – 21 шт.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------

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

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф Ирина Валерьевна, профессор, д.э.н.
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.
Иностранный язык	Айкина Татьяна Юрьевна, доцент, к.ф.н.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone

<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	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Местников Федор Мичилович		



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма предоставления работы:

Выпускная квалификационная работа магистра

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ11	Местников Федор Местников

Тема работы:

Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур  
Крайнего Севера

Срок сдачи обучающимся выполненной работы: 08.06.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.02.2023	Обзор литературы	15
20.02.2023	Изучение особенностей ремонта газопровода в условиях Крайнего Севера	15
30.03.2023	Расчеты и моделирование	20
29.04.2023	Разработка рекомендаций по оптимизации аварийных работ	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
31.05.2023	Социальная ответственность	10
05.06.2023	Раздел на иностранном языке	10
Итого		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	д.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Местников Федор Мичилович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ11	Местников Федор Мичилович

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.21 Нефтегазовое дело Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на укладку газопровода совместно с коробом на участке [REDACTED]
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка затрат на внедрение короба для магистрального газопровода
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Формирование видов затрат на укладку газопровода совместно с коробом
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Обоснование ресурсной, экономической эффективности на укладку газопровода совместно с коробом на участке [REDACTED]

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Местников Федор Мичилович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ11		<b>ФИО</b> Местников Федор Мичилович	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</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:

<b>Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<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: линейная часть магистрального газопровода [REDACTED]</p> <p>Область применения: газовая отрасль Рабочая зона: полевые условия Климатическая зона: многолетнемерзлые грунты, Крайний Север Количество и наименование оборудования рабочей зоны: при ремонте газопровода используется тяжелая техника, и дополнительное оборудование (сварка, шлейф машинки Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Сварочно-монтажные работы, земляные работы, огневые работы</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения</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>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»; ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Земельный кодекс «Охранные зоны трубопроводов»</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>2. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); Электрический ток;</li> <li>3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>4. Пожаровзрывоопасность объекта</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> <li>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>5. Физические перегрузки.</li> </ol>
<b>3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u></b>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> токсическое заражение территории природным газом</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение почвенно-растительного покрова производственными отходами, оттаивание многолетнемерзлых грунтов</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение сточными водами и производственных отходов</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы природного газа</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u></b>	<p><b>Возможные ЧС:</b> техногенного характера (аварии, инциденты), стихийное бедствие (лесные пожары, паводки);</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> техногенный характер</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Местников Федор Мичилович		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 141 с., 46 рис., 21 табл., 42 источников, 1 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, аварийный ремонт, многолетнемерзлые грунты, напряженно-деформированное состояние, земляные работы, короб

Объектом исследования является магистральный газопровод [REDACTED]

Цель работы - разработка рекомендаций по организации ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера, с учетом климатических особенностей и специфики эксплуатации газового оборудования в условиях многолетнемерзлых грунтов.

В рамках данной работы было проведено комплексное исследование с целью разработки рекомендаций по организации ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера. Работа включала в себя изучение особенностей методов ремонта газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, определение типичных дефектов, описание процесса ремонта и его специфики в данных условиях. Был также проведен анализ района исследования с учетом его физико-географических и климатических особенностей. С использованием программного комплекса «Ansys» были изучены возможные сценарии развития и ликвидации аварийных ситуаций на примере магистрального газопровода [REDACTED] [REDACTED] после чего были выработаны рекомендации по предотвращению подобных ситуаций.

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф.М.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никulichков В.К.					10	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ11		

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

**Магистральный газопровод (МГ):** комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

**Аварийный ремонт** – внеплановый ремонт, который может быть вызван несоблюдением правил технической эксплуатации оборудования, скрытым браком в деталях оборудования, недостаточной квалификацией рабочих, несоблюдением технических требований, отсутствием или не надлежаще проведенном техническом обслуживании или планово-предупредительном ремонте.

**Рабочее давление:** Максимальное, из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки, избыточное давление в секции трубопровода.

**Напряженно-деформированное состояние трубопровода (НДС):** Совокупность внутренних напряжений и деформаций, возникающих при действии на трубопровод внешних нагрузок, температурных полей и других факторов.

**Метод конечных элементов:** Математический метод численного решения системы уравнений механики деформируемого твёрдого тела с целью определения распределения напряжений и деформаций в деформируемых телах.

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В. К.					11	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				Группа 2БМ11		

**Надёжность:** Свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

**Трещина** - экстремальный дефект, представляющий собой области с полностью нарушенными межзатомными связями (берега трещин) и частично нарушенными межзатомными связями (вершина трещины).

**Грунт:** горные породы (включая почвы), техногенные образования, залегающие преимущественно в пределах зоны выветривания, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека.

**Многолетнемерзлые грунты (вечномерзлые):** грунты, которые находятся в мерзлом состоянии на протяжении многих лет (от трех и более).

**Морозное (криогенное) пучение:** процесс, вызванный промерзанием грунта, миграцией влаги, образованием ледяных прослоев, деформацией скелета, приводящих к увеличению объема грунта, поднятию дневной поверхности

#### **Обозначения и сокращения**

**МГ** – магистральный газопровод;

**ЛЧ** – линейная часть;

**ММГ** – многолетнемерзлые грунты;

**НДС** – напряженно-деформированное состояние.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		12

## Нормативные ссылки

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.

СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

ГОСТ 25100–2020. Грунты. Классификация.

СП 11–105.97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть III. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов.

СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

СТО Газпром 2–2.1–390–2009. Руководство по проектированию и применению сезонно-охлаждающих устройств для термостабилизации грунтов оснований фундаментов.

ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

СанПиН 1.2.3685–21. "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.0.002–2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		13

## Содержание

Введение.....	17
1. Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах .....	19
1.1 Обзор нормативно-технической документации.....	19
1.2 Основные виды ремонтных работы .....	19
1.3 Дефекты трубопроводов.....	24
1.4 Организация ремонта газопровода.....	27
1.5 Ремонт газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов .....	28
1.4.1 Строительство временных дорог и технологических проездов.....	30
1.4.2 Разработка околотрубных траншей и выемок.....	32
1.4.3 Засыпка и обвалование оголенного и всплывшего газопровода .....	33
1.4.4 Методы заглубления и балластировки газопровода .....	35
1.4.5 Врезка "катушек" и компенсаторов .....	37
2. Характеристика района исследования .....	40
2.1 Физико-географическая характеристика района .....	40
2.2 Климатические условия.....	41
2.3 Объект исследования .....	42
3. Расчетная часть.....	46
3.1 Определение толщины стенки участка газопровода .....	46
3.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении .....	47
3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении .....	49
4. Описание и ликвидация аварийной ситуации .....	54
4.1 Сценарий развития разрушения при аварии .....	54
4.1.1 Общее описание и осмотр места аварии .....	54

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера									
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата										
Разраб.		Местников Ф. М.			Содержание									
Руковод.		Никутьчиков В. К.												
Консульт.														
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.												
					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%;">Литера</td> <td style="width: 25%;">Лист</td> <td style="width: 25%;">Листов</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">14</td> <td style="text-align: center;">141</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">                     Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11                 </td> </tr> </table>	Литера	Лист	Листов		14	141	Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Литера	Лист	Листов												
	14	141												
Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11														

4.1.2	Анализ режима и условий работ газопровода к моменту аварии. ....	56
4.1.3	Визуально - измерительное обследование, толщинометрия .....	57
4.1.4	Последовательность выполняемых работ на аварийном участке .....	59
4.2	Определение глубины трещины, вызвавшей аварию на магистральном газопроводе [REDACTED] с помощью программного комплекса "Ansys" .....	65
4.2.1	Постановка задачи .....	65
4.2.2	Исследование напряженно-деформированного состояния участка газопровода без трещины .....	68
4.2.3	Исследование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с трещиной .....	73
4.3	Разработка рекомендаций по оптимизации аварийного ремонта .....	78
4.3.1	Обеспечение пространственного положения газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтах при помощи короба .....	78
4.3.2	Оптимизация земляных работ при проведении аварийного ремонта .....	83
4.3.3	Использование муфты «Конус-композит плюс» при последующей эксплуатации газопровода.....	86
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	93
5.1	Расчет затрат на укладку газопровода .....	94
5.1.1	Расчет времени укладки всего трубопровода совместно с коробом	94
5.1.2	Расчет на материалы.....	95
5.2	Расчет экономического эффекта укладки газопровода совместно с коробом .....	97
5.3	Оценка экономической эффективности укладки газопровода совместно с коробом.....	97
6.	Социальная ответственность .....	99
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ....	100
6.1.2	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	100

6.1.3	Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды...	101
6.2	Производственная безопасность при разработке проектного решения	102
6.2.1	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	102
6.2.2	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	106
6.3.	Экологическая безопасность.....	111
6.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	116
	Заключение.....	119
	Список литературных источников.....	123
	Приложение А .....	128

## Введение

В условиях низких температур, характерных для Крайнего севера, магистральные газопроводы подвергаются существенным нагрузкам, вызванным различными факторами, такими как коррозия, термические деформации и снижение прочности материалов. В связи с этим, организация ремонтных работ на таких объектах представляет собой сложную и актуальную задачу, требующую разработки новых подходов и технологий для обеспечения безопасности и экономической эффективности.

Настоящая выпускная квалификационная работа магистра посвящена теме "Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера". Последние десятилетия отмечены активной промышленной деятельностью в труднодоступных регионах с суровым климатом, что обуславливает высокую актуальность разработки эффективных методик ремонта и обслуживания газотранспортных систем в таких условиях.

Целью работы является разработка рекомендаций по организации ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера, с учетом климатических особенностей и специфики эксплуатации газового оборудования в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Исследовать особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов;
2. Определить виды дефектов магистральных газопроводов;
3. Описать процесс организации ремонта газопровода и особенности его проведения в условиях многолетнемерзлых грунтов;

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никутьчиков В. К.					17	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				Группа 2БМ11		

4. Проанализировать характеристику района исследования с точки зрения физико-географических и климатических условий;

5. Выполнить расчеты для определения толщины стенки участка газопровода и проверки его прочности и общей устойчивости в продольном направлении.

6. Изучить сценарий развития и ликвидации аварийной ситуации, а также при помощи программного комплекса «Ansys» провести анализ аварийной ситуации на магистральном газопроводе «Таас-Тумус-Якутск» 1 нитка, и выработать рекомендации по предотвращению аварийной ситуации;

7. Разработать рекомендации по повышению надежности участка газопровода и оптимизации земляных работ при проведении аварийно-восстановительных ремонтных работ;

8. Оценить экономическую эффективность предложенных методов и подходов.

Работа включает в себя анализ теоретических исследований по теме, изучение особенностей ремонта в условиях низких температур и практическое применение полученных знаний при ликвидации аварийной ситуации. В результате проведенного исследования ожидается получение решений, способных повысить эффективность организации ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.

# 1. Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах

## 1.1 Обзор нормативно-технической документации

Инженерно-геологические исследования почв, включая талые и вечномерзлые, опираются на такие документы, как "Строительные нормы и правила Российской Федерации (СНиП)". Основополагающий документ в этом контексте - СП 47.13330.2016 "Инженерные изыскания для строительства. Основные положения". Касательно исследовательских и проектировочных работ на территории с вечномерзлыми почвами, они регламентированы в СП 25.13330.2020 (СНиП 2.02.04-88) "Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах". СП 36.13330.2012 "Магистральные трубопроводы" определяет требования и рекомендации к планируемым трубопроводам.

В процессе проектирования, ремонта, строительства и при осуществлении исследовательских работ могут применяться разнообразные подходы и методы для решения поставленных задач. Нормативные документы, такие как государственные стандарты или ГОСТ, помогают организовать и структурировать выполнение конкретных работ. Они представляют собой единые методики для регулирования процесса работы. В ходе исследования был использован СТО Газпром 2-2.3-231-2008 "Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО Газпром".

## 1.2 Основные виды ремонтных работы

В соответствии с [29], существует несколько основных видов ремонта:

- Аварийный ремонт;
- Текущий ремонт;

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера							
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах			Литера	Лист	Листов		
Разраб.		Местников Ф. М.									19	141
Руковод.		Никulichиков В. К.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.										

- Капитальный ремонт.

### Аварийный ремонт

Аварийный ремонт магистрального газопровода связан с устранением внезапно возникших проблем или повреждений на газопроводе. Это может включать в себя обнаружение и устранение утечек, восстановление поврежденных участков трубопровода или ремонт оборудования, связанного с газопроводом.

Аварийные ремонты обычно не планируются заранее, поскольку они являются реакцией на неожиданные проблемы. Они могут быть вызваны различными причинами, такими как механические повреждения, природные катастрофы, износ и старение материалов и оборудования, а также другие непредвиденные обстоятельства.

Основной целью аварийного ремонта является быстрое и эффективное восстановление нормальной работы газопровода, чтобы минимизировать простой в подаче газа и обеспечить безопасность окружающей среды и людей.

### Текущий ремонт

Что касается текущего ремонта магистральных газопроводов, то это процесс регулярного обслуживания и поддержания газопровода в рабочем состоянии. Текущий ремонт может включать в себя ряд задач, таких как:

1. Надземные газопроводы:
  - устранение провеса (прогиба) газопроводов;
  - ремонт или замена креплений газопровода, устранение повреждений опор;
  - окраска газопроводов и арматуры (по мере необходимости);
  - ремонт и замена компенсаторов;
  - очистка арматуры и компенсаторов от грязи и ржавчины;
  - восстановление или замена настенных знаков;
  - проверка герметичности всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений прибором или мыльной эмульсией;

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		20

- устранение утечек газа из арматуры, вварка катушек;
- устранение закупорок газопровода и арматуры;
- устранение механических повреждений (не сопровождающихся выходом газа) труб газопровода;

- устранение утечек газа из газопроводов.

2. Подземные и наземные газопроводы:

- восстановление обвалования наземных газопроводов, засыпка подземного газопровода до проектных отметок в случае размыва, эрозии, оползней грунта;

- устранение перекосов, оседаний и других неисправностей коверов крышек газовых колодцев, оголовков стояков конденсатосборников и гидрозатворов;

- устранение закупорок газопроводов;

- устранение утечек газа из арматуры и газопроводов;

- ремонт отдельных мест повреждений изоляционных покрытий газопроводов;

- замена коверов и контрольных трубок;

- восстановление постели подводных переходов, футеровки труб, засыпка размывших участков прокладки газопроводов и восстановление пригрузов;

- очистка газовых колодцев от грязи, воды и посторонних предметов, проверка и закрепление лестниц и скоб, восстановление отдельных мест кирпичной кладки и штукатурки, заделка выбоин горловин, восстановление отмостки и гидроизоляции колодцев [22].

Текущий ремонт обычно планируется и проводится систематически, чтобы предотвратить возникновение серьезных проблем в будущем. Его цель - удерживать газопровод в рабочем состоянии, продлевая его срок службы и уменьшая риск неожиданных отказов или аварий.

Он может включать в себя как простые, так и сложные работы, в

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		21

зависимости от состояния газопровода и требований по обслуживанию. Основная идея текущего ремонта газопроводов - предотвращение возможных аварий, путем регулярного обслуживания и ремонта.

### Капитальный ремонт

Капитальный ремонт магистрального газопровода является комплексом технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого газопровода до проектных характеристик.

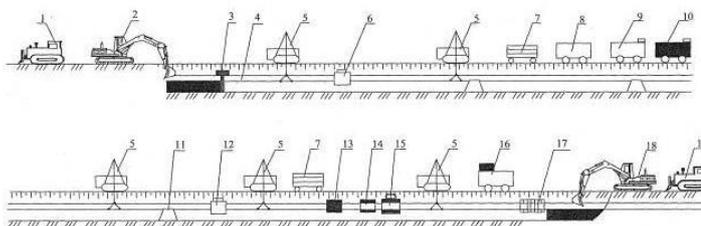
Это обычно включает в себя более сложные и затратные работы, чем текущий ремонт, и может включать следующие виды работ:

- замена отдельных участков газопроводов;
- замена газовых колодцев;
- замена изоляции на отдельных участках газопроводов;
- восстановление стенки трубы газопровода, врезка катушек;
- установка усилительных муфт;
- замена вводов газопроводов;
- разборка и замена перекрытий, перекладка горловин газовых колодцев, полное восстановление их гидроизоляции, наращивание колодцев по высоте, оштукатуривание, смена лестниц и скоб;
- демонтаж, установка дополнительных или замена коверов конденсатосборников, гидрозатворов;
- вынос участков подземных газопроводов на опоры и фасады зданий;
- замена изоляции и футляров вводов и выходов подземных газопроводов из земли;
- замена опор надземных газопроводов [22].

Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов производится следующими методами:

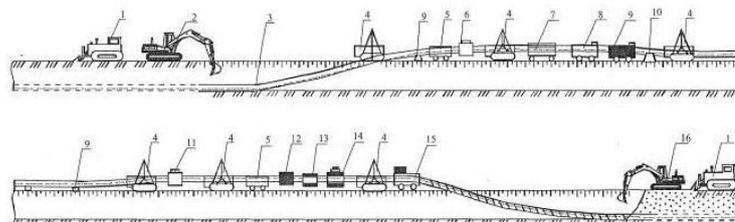
					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		22

Первый метод – ремонт газопровода методом сплошной переизоляции. Может осуществляться в траншее (рисунок 1.1) или с подъемом на берму траншеи (рисунок 1.2);



1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - подкапывающая машина; 4 - трубопровод; 5 - трубоукладчик; 6 - машина предварительной очистки; 7 - электростанция; 8 - пост отбраковки труб; 9 - сварочный пост; 10 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 11 - инвентарные опоры; 12 - машина окончательной очистки; 13 - оборудование подогрева трубопровода; 14 - грунтовочная машина; 15 - изоляционная машина; 16 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 17 - машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод; 18 - экскаватор засыпки

Рисунок 1.1 - Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее [33]



1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - трубопровод; 4 - трубоукладчик; 5 - электростанция; 6 - машина предварительной очистки; 7 - пост отбраковки труб; 8 - сварочный пост; 9 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 10 - инвентарные опоры; 11 - машина окончательной очистки; 12 - оборудование подогрева трубопровода; 13 - грунтовочная машина; 14 - изоляционная машина; 15 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 16 - экскаватор засыпки

Рисунок 1.2 - Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода на берме траншеи [33]

Второй метод – замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого;

Третий метод – выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики [33].

Такой ремонт часто требует значительных ресурсов и времени для выполнения, но его цель - восстановить или улучшить долгосрочную надежность и эффективность газопровода. В большинстве случаев капитальный ремонт значительно продлевает срок службы газопровода и обеспечивает его безопасную эксплуатацию в течение длительного времени.

### 1.3 Дефекты трубопроводов

В сфере транспортировки газа, поддержание работоспособности и надежности магистральных газопроводов является важным элементом устойчивого и безопасного энергетического обеспечения. Основные виды дефектов, с которыми сталкиваются эксплуатационные службы, включают коррозию, механические повреждения, отказы сварных соединений, а также дефекты, вызванные природными факторами, такими как геологические перемещения или криогенные условия.

Коррозия является одной из основных проблем, вызывающих обеспокоенность, так как она может значительно сократить срок службы газопровода и увеличить риск происшествий. Проявляется коррозия в виде образования ржавчины, а также питтинга, или малых углублений, на поверхности металла. Механические повреждения, такие как вмятины и сколы, обычно возникают в результате внешних воздействий, например, во время строительства или ремонта.

Сварные соединения, в свою очередь, могут давать отказы из-за несоответствия процедур сварки или неправильной эксплуатации. Кроме того, природные факторы, такие как сейсмическая активность, могут вызвать перекосы и деформации трубопроводов, что в свою очередь ведет к нарушению их целостности.

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		24

Ниже представлена классификация и виды дефектов в виде таблицы 1.1.

Таблица 1.1 – Классификация дефектов и их виды

Классы дефектов магистрального газопровода	Дефект		
Отклонение оси трубы от проектного положения	всплывшие участки трубопровода		
	арочные выбросы и выпучины		
	провисы, просадки.		
Нарушение формы поперечных сечений труб	овальность трубы		
	вмятины		
	гофры		
Дефекты стенки трубы и сварных соединений	Дефекты стенок труб металлургического происхождения	расколы	
		расслоения	
		закаты	
		плены	
		рванины	
		ликвация	
	Дефекты стенок труб, образовавшиеся при транспортировке труб, сооружении и эксплуатации МГ	утонения стенки трубы на значительной площади	линейно-протяженные дефекты
		локальные повреждения стенки трубы как единичные, так и групповые	задиры

Ниже, на рисунке 1.3 и 1.4 наглядно представлены встречающиеся дефекты.

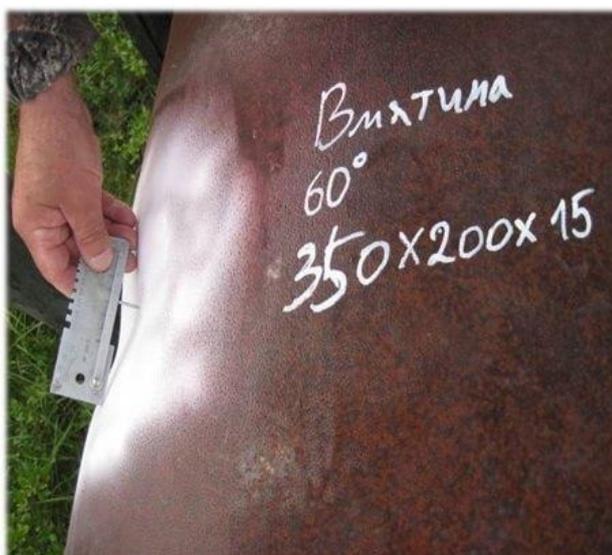


Рисунок 1.3 - Вмятина



Рисунок 1.4 - Трещина

Расслоение – несплошность металла, ориентированная параллельно поверхности стенки трубы (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 - Расслоение газопровода

Важнейшим аспектом эксплуатации газопровода является раннее обнаружение и своевременное устранение дефектов. Среди наиболее эффективных методов диагностики и контроля можно выделить использование внутритрубных дефектоскопов или "скребков", ультразвуковую и радиографическую дефектоскопию, а также методы контроля коррозии, включая катодную защиту и применение защитных покрытий.

В зависимости от характера и глубины дефекта, методы устранения варьируются от простого ремонта до замены отрезка трубы. Решение о выборе подхода зависит от оценки влияния дефекта на безопасность и надежность эксплуатации газопровода.

Осознание того, что дефекты магистральных газопроводов неизбежны и потенциально опасны, делает регулярное обследование и обнаружение дефектов важнейшей задачей в области поддержания работоспособности газопроводов. Прогресс в технологиях диагностики и контроля дает возможность обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию магистральных газопроводов, что, в свою очередь, способствует стабильности энергетической инфраструктуры.

#### 1.4 Организация ремонта газопровода

Ремонт газопроводов проводится благодаря комплексу действий и процедур, предназначенных для проведения и управления процессом ремонта магистрального газопровода. Это включает в себя несколько этапов, начиная от первоначального обследования и диагностики до планирования, выполнения и контроля качества ремонтных работ. В таблице 1.2 представлены этапы организации ремонтных работ и их состав и содержание. Таблица 1.2 – Этапы организации ремонтных работ их состав и содержание.

Этап организации ремонтных работ	Состав и содержание выполняемых работ при данном этапе
Обследование линейной части магистрального газопровода	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Обследование ЛЧМГ;</li> <li>– Осмотры;</li> <li>– Применение технических средств и оборудования;</li> <li>– Регистрация и анализ результатов.</li> </ul>
Планирование ремонта газопроводов	<ul style="list-style-type: none"> <li>– объемы ремонтных работ на ЛЧМГ;</li> <li>– потребности газотранспортного предприятия в материально-технических ресурсах;</li> <li>– ориентировочные объемы финансирования ремонтных работ</li> </ul>
Организационно-техническая подготовка	<ul style="list-style-type: none"> <li>– проектно-техническая документация;</li> <li>– материально-техническое обеспечение;</li> <li>– инженерная подготовка вдольтрассовых объектов и газопровода к ремонту</li> </ul>
Организация труда	
Исполнительная документация по промежуточному контролю и приемке работ	
Состав и содержание документов по приемке отремонтированного газопровода в эксплуатацию	

Этот процесс требует участия различных специалистов, включая инженеров, техников и рабочих, а также может требовать использование специализированного оборудования и технологий.

### 1.5 Ремонт газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

Ремонт газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов представляет собой сложный процесс, требующий специализированных подходов и технологий. В этих условиях обычно возникают определенные типы проблем, включая нарушения положения газопровода и дефекты трубы и покрытия.

Особенности проведения ремонтных работ в условиях многолетнемерзлых грунтах представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Особенности ремонта газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

Этап работ	Особенность	Описание
Строительство временных дорог и технических проездов	Сезонные ограничения	Строительство ведется в зимний период, чтобы грунт замерзал прочно и поддерживал транспорт и оборудование, предотвращая повреждение верхнего слоя грунта и нагревание мерзлого грунта.
	Защита мерзлого грунта	Используются методы, такие как прокладка слоя термоизоляции под дорогой или создание воздушного зазора, чтобы замедлить передачу тепла от дороги к грунту.
	Материалы для строительства	Традиционные материалы, как асфальт, могут быть непрактичны, вместо этого используются местные материалы, как гравий, снег или лед.
	Планирование и дизайн	Требуется тщательное планирование и дизайн, учитывающее специфические условия каждого места, включая геологические исследования, гидрологическую оценку и учет климатических условий.
	Учёт воздействия на окружающую среду	Необходимо учитывать влияние на окружающую среду, т.к. разрушение верхнего слоя грунта и изменение температурного режима могут оказывать значительное воздействие на местные экосистемы.
Разработка околотрубных траншей и выемок	Мерзлый грунт	Многолетнемерзлые грунты могут быть очень твёрдыми и сложными для разработки, возможно, потребуется специализированное оборудование.
	Тепловой режим	Тепло от оборудования или работников может привести к таянию верхнего слоя мерзлоты и нестабильности грунта. Необходим постоянный контроль температуры грунта и его охлаждение при необходимости.
	Сезонные ограничения	Работы лучше проводить в зимний период, когда грунт замерзает достаточно прочно для безопасной работы.
	Безопасность	Таяние мерзлоты может привести к обвалам и провалам, что представляет угрозу для безопасности работников.

		Необходима строгая процедура безопасности и мониторинг состояния грунта.
	Учёт воздействия на окружающую среду	Разработка траншей и выемок может вызвать влияние на окружающую среду, включая разрушение грунтов и влияние на местные экосистемы.
Засыпка и обвалование оголенного всплывшего газопровода	Вспучивание грунта	Необходимо гарантировать достаточную массу грунта над газопроводом для предотвращения поднятия из-за вспучивания мерзлого грунта.
	Тепловой баланс	Важно сохранять тепловой баланс грунта вокруг газопровода, чтобы предотвратить оттаивание и перемещение газопровода.
	Стабильность грунта	При обваловании траншеи или выемки необходимо обеспечить стабильность грунта, так как мерзлые грунты могут обвалиться при нагреве или изменении давления.
	Экологический учет	Необходимо минимизировать воздействие на окружающую среду, включая предотвращение оттаивания грунта, которое может влиять на местные экосистемы.
	Технологические требования	Могут применяться различные методы засыпки и обвалования в зависимости от характеристик газопровода и грунта.
	Оборудование и контроль качества	Требуется использование специализированного оборудования, обученный персонал и строгий контроль качества для обеспечения безопасности и надежности газопровода.
Методы заглубления и балластировки газопровода	Тепловой режим грунта	При заглублении и балластировке газопровода важно сохранять температурный баланс многолетнемерзлого грунта.
	Материал для балластировки	Выбор материала для балласта должен учитывать его устойчивость к перепадам температур и влажности, и его влияние на температурный баланс.
	Устойчивость газопровода	Балластировка должна обеспечивать устойчивость газопровода к поднятию из-за вспучивания мерзлого грунта.
	Технологические требования	Работы должны проводиться согласно специализированным строительным нормам и правилам.
	Мониторинг состояния газопровода	Важно проводить периодический мониторинг состояния газопровода и многолетнемерзлого грунта после выполнения работ.
	Сезонные особенности	Необходимо учитывать сезонные особенности, связанные с перепадами температур, снегопадами и наличием вечной мерзлоты.
	Экологический учет	Необходимо минимизировать воздействие на окружающую среду, включая предотвращение оттаивания грунта.
Врезка «катушек» и компенсаторов	Учет температурных условий	Материалы и оборудование должны выдерживать значительные температурные перепады.
	Подготовка грунта	Могут потребоваться специальные методы для работы с многолетнемерзлыми грунтами.
	Монтаж и установка	Установка "катушек" и компенсаторов может требовать специального оборудования и подходов.
	Учет воздействия на грунт	Установка оборудования может влиять на тепловой баланс грунта, что требует учета.
	Теплоизоляция	"Катушки" и компенсаторы должны быть обеспечены надлежащей теплоизоляцией.

	Тестирование и проверка	После установки требуется тщательное тестирование и проверка оборудования.
--	-------------------------	----------------------------------------------------------------------------

Обнаружение этих проблем осуществляется при помощи специально назначенной комиссии, которая проводит обследование трассы и составляет дефектную ведомость. Этот документ служит основанием для принятия решения о необходимости капитального ремонта и разработки соответствующего проекта.

#### **1.4.1 Строительство временных дорог и технологических проездов**

Для начала подготовительных работ, крайне важным становится тщательный осмотр и анализ маршрута и сопутствующей территории, с целью корректировки начальных данных проекта по восстановлению газопровода. При выявлении несовпадений, требуется переосмысление объемов работ и проектных технологий, а если требуется, составление дополнительных действий для выполнения строительных процессов, которые изначально не были учтены в проекте.

Реализация трассовых промышленных путей, временных подъездных дорог и переходов через газопроводы следует проводить в соответствии с [6] и обычно реализуется без снижения газового давления.

В зависимости от множества условий, например, грузоподъемности грунтов, климатических факторов, времени года, транспортной нагрузки, наличия местных дорожных строительных материалов, времени и скорости строительства, а также типа транспортного оборудования, дорожные и проезжие конструкции могут быть либо стационарными, либо переносными. Определение конструкций для дорог и промышленных переходов должно быть подкреплено соответствующими технико-экономическими расчетами.

Дороги с переносным покрытием используются как транспортные подъездные пути, устраиваемые на болотах I и II типов, на многолетнемерзлых и мелкодисперсных, высоко влажных грунтах.

Для создания грунтовых дорог грунт добывают в карьерах с помощью одноковшовых экскаваторов и доставляют к месту насыпки дорожной насыпи.

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		30

Насыпка производится с послойным выравниванием и уплотнением грунта при помощи бульдозеров и дорожных катков.

Пересечение транспортных и специализированных строительных машин через действующие коммуникации разрешается только в специально оборудованных местах, местоположение и конструкция которых определяются в проекте производства работ и согласуются с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

С целью обеспечения выполнения ремонтных и строительных работ в холодный период в условиях болот и многолетнемерзлых грунтов, создаются временные зимние подъездные дороги и промышленные пути вдоль трассы.

В холодные месяцы, подходы к проектированию и организации транспортных путей могут быть существенно разными. Два из основных методов включают использование снежно-уплотнительных и снежно-ледяных подходов, оба из которых формируются при движении транспортных средств и строительных машин, а в случае снежно-ледяных дорог – через естественное промерзание или целенаправленное поливание отдельных участков дороги.

Сезонные зимние дороги могут быть созданы непосредственно на земной поверхности или в снежных насыпях, где промерзший грунт служит основанием для дорог. Если грунт недостаточно промерзает, тогда укрепление дорожного полотна можно осуществить с помощью лесных отходов или, в регионах, где лесов нет, с использованием нетканых синтетических материалов.

Создание дорог в снежных насыпях является удачным решением в регионах с большим перемещением снега (выше 200 м<sup>3</sup>/м) и в ситуациях, когда необходимо выровнять дорогу в районах пересечения с оврагами, балками и прочими участками с резкими перепадами высоты. Если снега недостаточно, то можно применить грунт для создания насыпи.

Оптимальный уклон снежной насыпи не должен быть больше, чем 1:3. Зимние дороги, в свою очередь, можно классифицировать на четыре основных типа, в зависимости от основания и срока эксплуатации. Эти типы включают

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		31

дороги, построенные на промерзающих болотах, на плохо промерзающих участках, ледяные переправы и дороги с продлённым сроком эксплуатации.

#### 1.4.2 Разработка околотрубных траншей и выемок

Реализация земляных работ требует строгого соблюдения норм, установленных [28], [31]. В контексте осуществления земляных работ во время капитального ремонта можно встретить ряд ключевых процессов, включая образование каналов для водоотвода, создание защитных земельных насыпей, удаление грунта, содержащего плодородную почву, открытие трубопроводной системы, обеспечение траншей вокруг трубопровода, восстановление поверхностей земли и т.д.

Важно отметить, что обустройство траншей для укладки лупинга и добыча карьеров для местного минерального грунта ведется по аналогии со строительством трубопроводов.

В ситуации, когда земляные работы пересекаются с уже существующими подземными или надземными коммуникациями, необходимо обозначить их на месте работ с помощью специального знака, указывающего на защищенную зону. Если встречаются неожиданные коммуникации или подземные конструкции, работы следует приостановить и пригласить специалистов от заказчика и компании, обслуживающей обнаруженные коммуникации, с целью предпринятия мер по защите найденных объектов от повреждений. Если нельзя установить ответственную организацию, рекомендуется обратиться к местной исполнительной власти.

Любые работы, связанные с разработкой выемок, созданием насыпей или вскрытием подземных коммуникаций в пределах охранной зоны, возможны только с письменного разрешения эксплуатирующих организаций.

Стандарты [31] указывают на ряд условий и ограничений, которые следует соблюдать при проведении земляных работ в близости с уже существующими коммуникациями. При использовании землеройных машин, принимаются следующие минимальные дистанции: 2 метра для подземных, надземных линий связи и электрических, магистральных трубопроводов, с

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		32

последующей ручной работой под наблюдением ответственного; 0,5 метра для стальных сварных, керамических, чугунных и асбестоцементных трубопроводов при использовании гидравлических экскаваторов; 2 метра для остальных подземных коммуникаций и средств механизации.

Для болотистых и многолетнемерзлых грунтов механизированное вмешательство над коммуникациями запрещено. Все остаточные работы с грунтом должны выполняться с использованием ручных безударных инструментов.

Особенно интересна процедура разработки околотрубных траншей, которая используется для углубления трубопроводов, выступающих на поверхность в болотных областях. В зимний период, когда болотная поверхность надежно замерзает, экскаватор движется вдоль трубопровода. Летом применяются различные устройства, такие как слань, щиты или пеноволокуш.

#### **1.4.3 Засыпка и обвалование оголенного и всплывшего газопровода**

Процесс засыпки и обвалования газопроводов на болотных и многолетнемерзлых грунтах направлен на обеспечение устойчивости газопроводов и их защиту от различных внешних факторов. Он включает в себя защиту от механических повреждений, защиту от УФ-излучения и стремится минимизировать влияние газопровода на окружающую среду.

Проектирование и особенности засыпки и обвалования газопровода обусловлены рядом факторов: диаметром газопровода, геологическими характеристиками почвы, текущим положением газопровода и наличием доступных местных и промышленных ресурсов. Учитывается также естественное смещение грунта из-за усадки.

Засыпка и обвалование обычно выполняются с использованием импортированного минерального грунта, добываемого в карьерах, или гидронамывного грунта. В районах с глубоким сезонным таянием в перманентно замерзших почвах, защиту основания от эрозии обеспечивают полотно НСМ или резиноканевые коврики.

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		33

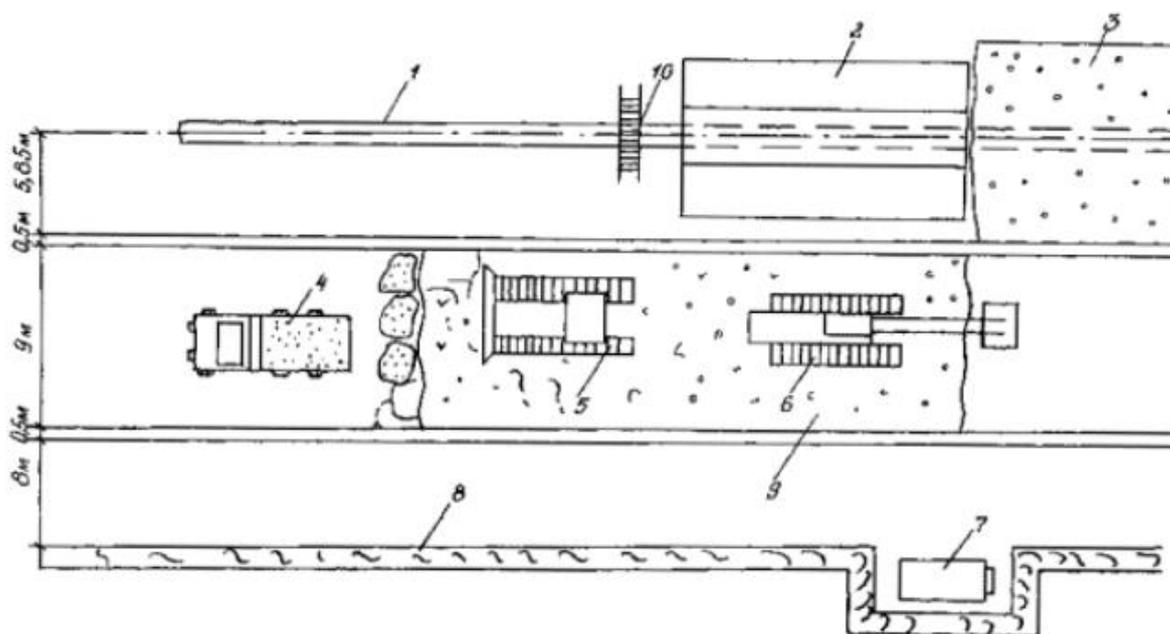
В условиях, где глубина таяния не превышает одного метра, возможно обвалование с отсыпкой на грунтовое основание. При засыпке трубопровода грунтом, содержащим мерзлые куски, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм, изоляционное покрытие защищается мягким грунтом толщиной 20 см или установкой защитных покрытий.

Если верхняя часть газопровода находится не выше уровня земли во время ремонта, пенополимерные материалы могут быть использованы для защиты изоляционного покрытия от механических повреждений.

Для обвалования используются хорошо дренирующие грунты, такие как супеси, песок, гравий. Если нет поперечного потока грунтовых вод на болоте, суглинистые грунты могут быть использованы. Угол склона обвалования колеблется от 1:1,25 до 1:1,5.

Чтобы укрепить склоны обвалования, на поверхность минерального грунта наносится слой плодородной почвы или торфа толщиной 0,2 м, а затем производится посев многолетних трав.

План размещения оборудования в зоне работы по засыпке и обвалованию газопровода с использованием НСМ представлен на рисунке 1.6.



1 - трубопровод; 2 - заготовка НСМ; 3 - обвалование; 4 - автосамосвал; 5 - бульдозер; 6 - одноковшовый экскаватор; 7 - передвижной вагон-домик; 8 - отвал снега; 9 - привозной грунт; 10 - переходный мостик

Рисунок 1.6 - Схема расстановки техники на трассе при производстве обвалования газопровода [7]

Для отвода поверхностных вод при обваловании газопровода строятся водопропускные сооружения. Их тип и конструкция определяются проектом.

#### 1.4.4 Методы заглубления и балластировки газопровода

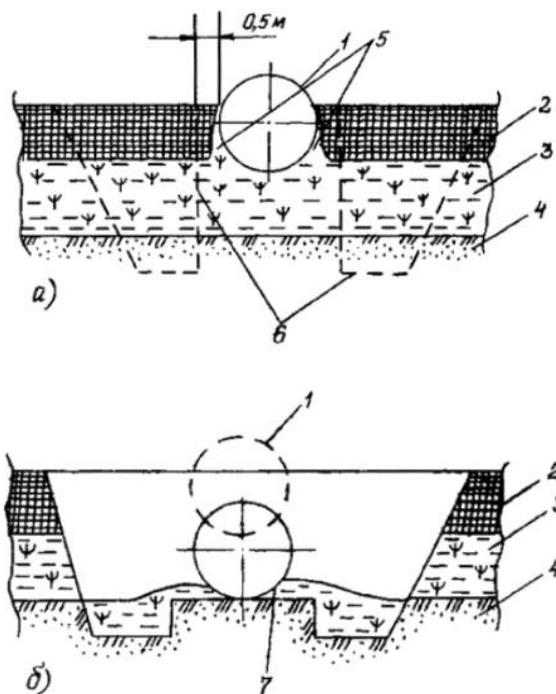
Заглубление и балластировка выдавленных и выпучившихся сегментов газопровода, включая балластировку недавно проложенных участков взамен демонтированных, должны выполняться в соответствии с [3, 5].

Проект капитального ремонта газопровода, который учитывает специфические условия грунта, рассчитанные нагрузки, доступность локальных строительных материалов и экономическое обоснование, определяет методику глубокого расположения и балластирования.

В зависимости от реального состояния газопровода, операции по глубинному размещению и балластированию могут включать:

- восстановление нарушенной балластировки;
- дополнительная балластировка трубопровода;
- погружение и добавочная загрузка ранее незабалластированных сегментов трубопровода.

На болотах для глубокого расположения без разрезания и демонтажа газопровода осуществляется разработка околотрубной канавы с одной или с обеих сторон от газопровода. Вес трубы и балластирующих устройств выталкивает болотный грунт из-под трубопровода в околотрубные канавы. Первоначальная глубина околотрубной канавы должна превышать рассчитанную глубину погружения газопровода, что учитывает резервное пространство для размещения грунта, выталкиваемого из-под трубы (рисунок 1.7).

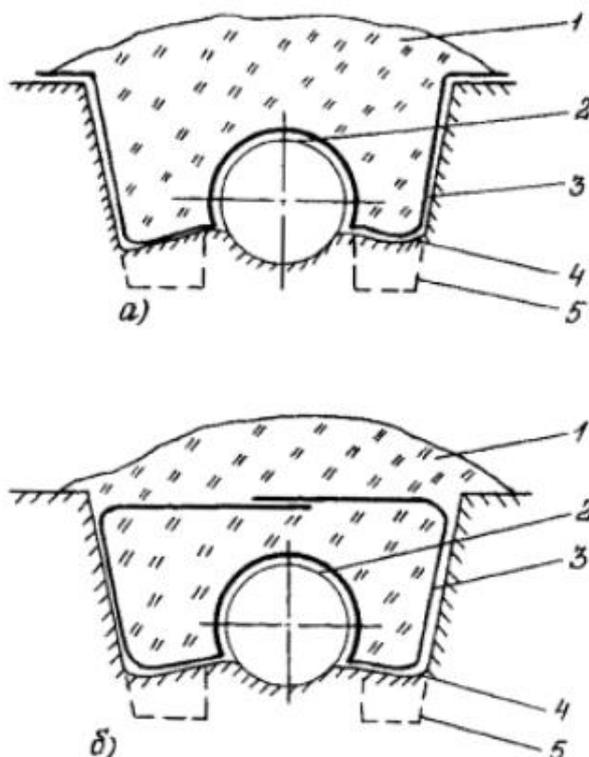


а - первоначальное положение всплывшего газопровода; б - положение газопровода после разработки околотрубных траншей: 1 - положение всплывшего газопровода; 2 - промерзший торфяной слой; 3 - непромерзший торфяной слой; 4 - уровень минерального грунта или многолетней мерзлоты; 5 - ореол оттаивания грунта; 6 - профиль околотрубных траншей; 7 - положение газопровода после разработки околотрубных траншей

Рисунок 1.7 - Заглубление всплывшего газопровода путем разработки околотрубных траншей [7]:

Конструктивные решения балластирования газопровода с использованием полимерных полотнищ определяются проектом и зависят от типа и состояния минерального грунта.

Ниже на рисунке 1.8 представлена схема балластирования заглубляемого трубопровода грунтом с применением полимерных полотнищ.



а - в песчаных грунтах; б - в глинистых грунтах; 1 - минеральный грунт; 2 - трубопровод; 3 - полотнище; 4 - профиль околотрубной траншеи после оплывания грунта; 5 - первоначальный профиль околотрубной траншеи  
 Рисунок 1.8 – Схема балластировки заглубляемого трубопровода грунтом с применением полимерных полотнищ [7]:

Балластировку газопровода указанным методом выполняют в два этапа:

- расположение полотен, подготовленных в базовых условиях, вдоль трубы и стенок канавы;
- заполнение образованного полостного пространства пригруженным минеральным грунтом, не содержащим твердых и мерзлых частиц, размером более 50 мм в поперечнике.

#### 1.4.5 Врезка "катушек" и компенсаторов

В инсталляция "катушек" и компенсаторов в процессе капитального восстановления газопроводов осуществляется в точках, где обнаруживаются искривления и прогибы. "Катушки" также используются для замены сегментов трубы, обнаруженных с неустраняемыми локальными повреждениями.

Установка "катушек" и компенсаторов должна быть выполнена в соответствии с нормативами [27], [26]. В мультипоточных системах при определении места и положения компенсатора необходимо обеспечить минимальное расстояние от установленного компенсатора до ближайшей параллельной линии, как указано в требованиях [27].

Инсталляция "катушек" и компенсаторов в болотистых условиях требует поднятия и перемещения трубопровода на поверхность специально подготовленной ремонтной зоны для выполнения сварочных и монтажных работ. Если эти требования не могут быть выполнены, инсталляция должна осуществляться над проектной осью трубопровода, с обязательным отводом воды из траншеи или монтажного ямы.

### **Вывод**

В главе подробно рассмотрены особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Первоначально обсуждаются общие положения, связанные с ремонтом газопроводов, а также типичные дефекты, с которыми сталкиваются специалисты при выполнении таких работ.

Далее изложена информация об организации процесса ремонта газопроводов, уделяется внимание специфике работы в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Подробно описаны шаги, связанные со строительством временных дорог и технологических проездов, разработкой околотрубных траншей и выемок, засыпкой и обвалованием оголенного и всплывшего газопровода.

Большое внимание уделено методам заглубления и балластировки газопроводов, включая врезку "катушек" и компенсаторов.

В результате проведенного обзора, можно сделать вывод, что ремонт магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов требует особого подхода и использования специализированных методов и технологий. Это необходимо для обеспечения эффективности работ, а также для

предотвращения дополнительного воздействия на эти сложные и чувствительные к изменениям условия грунтов.

					Особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		39

## 2. Характеристика района исследования

### 2.1 Физико-географическая характеристика района

Объект данного исследования располагается в пределах административной единицы - [REDACTED], также известной как [REDACTED] является административным центром улуса. Формирование [REDACTED] произошло 20 апреля 1937 года в результате объединения удаленных поселений из [REDACTED] районов. [REDACTED] занимает северную часть [REDACTED] [REDACTED] простиравшись на территории в 107.8 тыс. квадратных км.

Соседи [REDACTED] – это [REDACTED] на севере, [REDACTED] - на северо-востоке, [REDACTED] - на востоке, [REDACTED] и [REDACTED] - на юге, а [REDACTED] - на западе и северо-западе соответственно. В районе отсутствуют круглогодичные автомобильные дороги. Однако, в зимнее время функционирует автодорога [REDACTED]. [REDACTED] также располагает аэропортом. Пристаней на [REDACTED] и [REDACTED] имеется несколько: [REDACTED].

Специфика географического местоположения улуса представлена горно-равнинным рельефом. Север и северо-восток украшает [REDACTED] [REDACTED], в то время как [REDACTED] низменность занимает основную часть территории. Наиболее значительными реками улуса являются [REDACTED] (между устьями притоков [REDACTED] и [REDACTED]) и её приток [REDACTED] в нижнем течении.

Три основные категории почв характеризуют данную территорию: таежные мерзлотные палевые, осолоделые таежные мерзлотные палевые и комбинация аласно-болотных почв. Почвы аласно-болотного типа и их

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Характеристика района исследования	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никучиков В. К.					40	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				Группа 2БМ11		

вариации наиболее типичны для верховий небольших рек и потоков, а также открытых участков водоразделов. Лесные массивы и дна речных долин чаще всего покрыты мерзлотными таежными палевыми почвами и их разновидностями.

Растительный покров района отличает аласно-таежная равнина. На территории главным образом представлена лиственничная тайга, дополненная березовым и ольховым подлеском в сочетании с брусничником. Чистые сосновые боры и осина обычно образуют покров на водораздельных пространствах. Некоторые участки до сих пор не восстановились после пожаров и имеют обнаженные лесные площади. В речных долинах можно найти такие кустарники как карликовая береза, сопровождающаяся ползучим тальником и приземистой ивой, "ерники", шиповник, голубичник, багульник. Вездесущий почвенно-растительный слой отсутствует только на уже существующих проездах.

## 2.2 Климатические условия

Уникальность климата данной области определяется физическими и географическими факторами, особенностями общего круговорота атмосферы, а также сложной орографией.

Территория исследуемого объекта обладает резко-континентальным климатом. Этот тип климата проявляется в экстремальных колебаниях температуры между летом и зимой. Абсолютный диапазон температур достигает примерно 100°C (с абсолютным минимумом в зимнее время до -65°C и летним максимумом до 35°C). Средняя температура в январе, самом холодном месяце, составляет около -41°C.

Зимний снежный покров в среднем достигает 42 см, а максимальная высота - 60 см. Устойчивый снежный покров формируется уже в середине октября и продерживается до начала мая. Дни со снежным покровом насчитывают около 200 в году. Ветровые условия здесь не особенно активны, со средней скоростью ветра около 1,5 м/с в течение года.

					Характеристика района исследования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Резко-континентальный климат обуславливает быстрые сезонные переходы. В периоды смены сезонов наблюдаются значительные колебания температуры. Обычно весна приходит не в марте, а в конце апреля или начале мая, когда можно наблюдать наибольшие температурные перепады и ветровые условия. Весенний день обычно теплый, но ранние весенние ночи часто сопровождаются заморозками.

Летний и осенний периоды в указанной местности отличаются своей кратковременностью. Лето в основном характеризуется теплым и сухим климатом. Начало июня и конец августа обычно отмечаются заморозками в ночные часы. Июль считается самым жарким месяцем, когда средняя температура достигает около 16°C. Осень ощущается уже с середины до конца августа, причем это время года отмечено сухой и ясной погодой, с дневными температурами не выше 10°C.

Количество выпадающих осадков определяется конфигурацией местности и циркуляцией атмосферы. В летний период, благодаря наиболее активной циклонической активности, выпадает наибольшее количество осадков в течение года. Согласно данным метеорологической станции "Бердигестях", средний годовой уровень осадков составляет 260 мм, причем основная часть выпадает в июле и августе.

### 2.3 Объект исследования

История компании ██████████ началась в далеком 1963 году с первого шага по строительству главного газопровода ██████████ от месторождения ██████████. Этот путь был полон трудностей, ведь укладка газопровода производилась в условиях постоянно замерзшей земли, через болота и реки. Этот начальный этап заложил основу для долгосрочной программы газификации региона.

Компания контролирует около ██████████ главных и отводных газопроводов, а также почти ██████████ распределительных газовых сетей. В частности, в управлении компании находится ██████████ главных газопроводов. Среди них более ██████████ газопроводов, что

					Характеристика района исследования	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

составляет [REDACTED] от общего объема главных газопроводов. Срок эксплуатации от [REDACTED] до [REDACTED] лет имеют [REDACTED] газопроводов, что составляет [REDACTED] от общего числа главных газопроводов. От [REDACTED] до [REDACTED] лет имеют [REDACTED] газопроводов, что равно [REDACTED] общего числа главных газопроводов.

Моложе [REDACTED] лет имеются [REDACTED] газопроводов – это [REDACTED] от общего объема главных газопроводов. Что касается отводных газопроводов, их общая протяженность составляет [REDACTED]. Среди них более [REDACTED] лет функционируют [REDACTED], что составляет [REDACTED] от общего числа отводных газопроводов. Протяженность газопроводов от [REDACTED] до [REDACTED] и от [REDACTED] до [REDACTED] лет составляет соответственно [REDACTED] и [REDACTED], что составляет [REDACTED] от общего числа отводных газопроводов. До [REDACTED] лет работают [REDACTED] отводных газопроводов, это составляет [REDACTED] от их общего числа. На рисунке 2.1 представлена схема всей газотранспортной сети [REDACTED]



Рисунок 2.1 – Схема магистрального газопровода [REDACTED]

Данные о магистральном газопроводе [REDACTED] представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Данные о МГ [REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]

На рисунке 2.2 представлена схема магистрального газопровода [REDACTED]

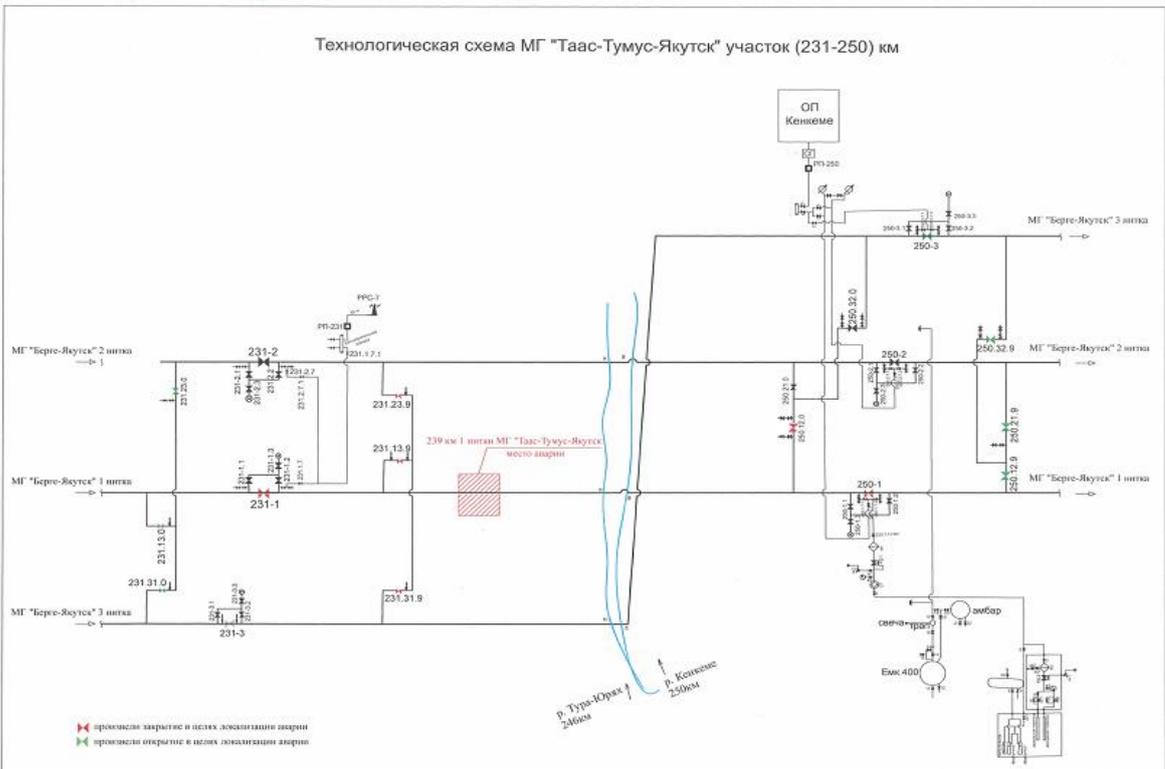


Рисунок 2.2 – Технологическая схема [REDACTED]

[REDACTED] км.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

## Вывод

В данной главе было подробно описан район исследования, представляя его физико-географическую характеристику, климатические условия, а также объект исследования.

В первом разделе детально изложена физико-географическая характеристика района. Это важно, так как природные условия и географическое расположение влияют на методы и подходы, используемые в ходе исследования.

Следующий раздел посвящен климатическим условиям района. Понимание климата обеспечивает ценную информацию о возможных воздействиях на объект исследования и помогает специалистам планировать и проводить исследования эффективно, учитывая возможные изменения погодных условий.

В последнем разделе представлен объект исследования. Знание свойств объекта, его состояния и особенностей позволяет лучше понять контекст исследования и формировать точные выводы.

Исходя из изложенной в главе информации, можно сделать вывод, что подробное понимание района исследования, включая его физико-географические характеристики, климатические условия и особенности объекта исследования, является ключевым для успешного и точного проведения исследования.

					Характеристика района исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		45

### 3. Расчетная часть

Исходными данными послужит таблица 2.1, которая более подробно описана в предыдущем разделе. Перед началом изучения сценария аварийной ситуации, проведем проверку толщины стенки магистрального газопровода [REDACTED] 1 нитка, также проверим газопровод на прочность и устойчивость при рабочем давлении. Длина магистрального газопровода составляет [REDACTED] километра. Диаметр газопровода составляет [REDACTED] миллиметров. Годовая пропускная способность составляет [REDACTED]. Рабочее давление в полости газопровода составляет [REDACTED]. Все расчеты были проведены согласно [37]

#### 3.1 Определение толщины стенки участка газопровода

Определяем толщину стенки для магистрального газопровода по формуле (3.1) [37]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (3.1)$$

где:  $D_H$  – наружный диаметр трубы, м;

$p$  – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления (принимается равным  $n = 1,1$  исходя из внутреннего давления для газопроводов согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»);

$R_1$  – расчетное сопротивление, МПа

$$R_1 = \frac{R^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.2)$$

где:  $R^H$  – временное сопротивление металла труб (марка стали газопровода [REDACTED], тогда  $R^H = [REDACTED]$  МПа);

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода (согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» в зависимости от рабочего

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В. К.					46	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				Группа 2БМ11		

давления  $m = 0,825$ );

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу ( $k_1 = 1,55$  для электросварных труб);

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению ( $k_H = 1,1$  для газопроводов в зависимости от номинального диаметра и внутреннего давления).

Определяем расчетное сопротивление для участка трубопровода по формуле (3.2):

$$R_1 = \frac{\blacksquare}{1,55 \cdot 1,1} = 237,1 \text{ МПа,}$$

Определяем толщину стенки трубы:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot \blacksquare}{2 \cdot (\blacksquare + 1,1 \cdot \blacksquare)} = 0,00589 \text{ мм,}$$

По расчетным данным принимаем стандартную величину стенки для газопровода. Для трубы диаметром  $\blacksquare$  мм толщина стенки составит  $\blacksquare$  мм с учетом припуска на коррозию и неравномерность проката, тогда, внутренний диаметр участков трубопровода составит:

$$d = D - 2\delta; \quad (3.3)$$

$$d_1 = D_1 - 2\delta_1 = \blacksquare - 2 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ мм;}$$

### 3.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении

Проведем проверку на прочность магистральный газопровод в продольном направлении. Так как способ прокладки подземный, то проверку необходимо проводить по условиям:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (3.4)$$

где  $\sigma_{пр.N}$  – продольное осевое напряжение, которое определяется от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2\delta} = \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 67,14 + 0,3 \\ &\cdot \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare} = -43,54 \text{ МПа;} \end{aligned} \quad (3.5)$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				Расчетная часть	47

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона (принимается равным 0,3 для стали);

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, принимается равным  $1,2 \cdot 10^{-5}$  град;

$E$  – модуль Юнга, принимается равным  $2,06 \cdot 10^5$  МПа;

$\Delta t$  – температурный перепад, °С;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубопровода, принимается равным 530 мм;

Температурный перепад определяется по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 237,1}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 28,77 \text{ град;} \quad (3.6)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 237,1}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 67,14 \text{ град.} \quad (3.7)$$

Для расчетов примем положительный перепад температур, соответственно 67,14 градусов.

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода. При сжимающих осевых продольных напряжениях  $\sigma_{пр.N} < 0$ , коэффициент рассчитывается по данной формуле:

$$\begin{aligned} \psi_2 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{R_1} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{198,66}{237,1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{198,66}{237,1} = 0,269; \end{aligned} \quad (3.8)$$

где  $\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа. Данный параметр определяется по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,1 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = 198,66 \text{ МПа;} \quad (3.9)$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,269 \cdot 237,1 = 63,81;$$

$$|-43,54| \leq 63,81$$

Условие прочности трубопровода при толщине стенки  $\blacksquare$  мм выполняется.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Расчетная часть				

### 3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует проводить по условию:

$$S < m_0 \cdot N_{кр}, \quad (3.10)$$

где  $S$  – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

$N_{кр}$  – продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F, \quad (3.11)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $m^2$ , которое определяется по следующей формуле:

$$F = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2) = \frac{3,14}{64} \cdot ( \blacksquare^2 - 0, \blacksquare^2 ) = 0,0007 \text{ м}^2; \quad (3.12)$$

Далее по формуле определяем эквивалентное продольное осевое усилие:

$$\begin{aligned} S &= [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F = \\ &= [(0,5 - 0,3) \cdot 198,66 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 67,14] \cdot 0,0007 = \\ &= 0,143 \text{ МН}. \end{aligned}$$

Для прямолинейных участков продольное критическое усилие рассчитывается по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (3.13)$$

где  $P_0$  – сопротивление грунта продольным перемещениям;

$J$  – крутящий момент, который определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{ВН}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot ( \blacksquare^4 - \blacksquare^4 ) = 0,00039 \text{ м}^4; \quad (3.14)$$

$q_{верт}$  – сопротивление вертикальным перемещениям, вычисляется по формуле:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}; \quad (3.15)$$

Величина  $P_0$  определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot (C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}}), \quad (3.16)$$

где  $C_{\text{гр}} = 20$  кПа – коэффициент сцепления грунта;

$P_{\text{гр}}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{\text{гр}} = 16^\circ$  – угол внутреннего трения грунта.

Величина  $P_{\text{гр}}$  вычисляется по следующей формуле:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \left[ \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}}, \quad (3.17)$$

где  $n_{\text{гр}} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}} = 16,8$  кН/м<sup>3</sup> – удельный вес грунта;

$h_0 = 1$  м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{\text{тр}}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом. Определяется по формуле:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}} \quad (3.18)$$

Нагрузку от собственного веса металла трубы можно определить по следующей формуле:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (3.19)$$

где  $n_{\text{св}} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_{\text{м}}$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали

$$\gamma_{\text{м}} = 76980 \text{ Н/м}^3.$$

Определим величину  $q_{\text{м}}$ :

$$q_{\text{м}} = 0,95 \cdot 76980 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (\text{---}^2 - \text{---}^2) = 840,68 \text{ Н/м}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		50

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов высчитывается по следующей формуле:

$$q_{и} = 0,1 \cdot q_{м} = 84,06 \text{ Н/м.} \quad (3.20)$$

Нагрузка от веса продукта, находящегося в трубопроводе, определяется по следующей формуле:

$$q_{пр} = n_{пр} \cdot q_{пр}^H, \quad (3.21)$$

где  $n_{пр}$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта, принимаем равным 0,95;

$q_{пр}^H$  – нормативная нагрузка от веса продукта.

Для природного газа допускается рассчитывать значение нормативной нагрузки от веса продукта по эмпирической зависимости:

$$q_{пр}^H \approx 100 \cdot P \cdot D_{вн}^2 = 100 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare^2 \approx 130,46 \text{ Н/м.} \quad (3.22)$$

Найдем нагрузку от веса продукта:

$$q_{пр} = 0,95 \cdot 130,46 = 123,94 \text{ Н/м,}$$

Далее по формуле (3.18) находим расчетную нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода по формуле:

$$q_{тр} = 840,68 + 84,06 + 123,94 = 1048 \text{ Н/м.}$$

Находим по формуле (3.17) среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot \blacksquare \left[ \left(1 + \frac{0,53}{8}\right) + \left(1 + \frac{0,53}{2}\right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2}\right) \right] + 1048}{3,14 \cdot \blacksquare} = 15906 \text{ Па.}$$

Далее определим величину  $P_0$  по формуле (3.16):

$$P_0 = 3,14 \cdot \blacksquare \cdot (20000 + 15906 \cdot tg16^\circ) = 40874,3 \text{ Па,}$$

Затем находим значение  $q_{верт}$  по формуле (3.19):

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot \blacksquare \cdot \left(1 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot \blacksquare}{8}\right) + 1048 = 8577 \text{ Н/м.}$$

В итоге рассчитываем величину  $N_{кр}$  по формуле (3.13):

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{40874,3^2 \cdot 8577^4 \cdot 0,0007^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,00039^3} \\ = 3309873 \text{ Н;}$$

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,825 \cdot 3,31 = 2,73 \text{ МН};$$

$$S = 0,143 \text{ МН};$$

$$m_0 \cdot N_{кр} = 2,73 \text{ МН};$$

$$0,143 \text{ МН} < 2,73 \text{ МН}.$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков труб в случае упругой связи с грунтом рассчитывается по формуле:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}, \quad (3.23)$$

где  $k_0 = 25 \text{ МН/м}^3$  – коэффициент нормального сопротивления грунта.

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,00039} = 65,25 \text{ МН};$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^2 = 0,825 \cdot 65,25 = 53,83 \text{ МН};$$

$$0,143 \text{ МН} < 53,83 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости прямолинейных участков газопровода выполняется.

### **Вывод**

В разделе были произведены расчеты на толщину стенок труб, в ходе которых было определено, что толщина стенки составила █ мм.

Также была проведена проверка на прочность газопровода █. В ходе данных расчетов было определено, что условие ( $|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1$ ) на прочность в продольных направлениях выполняется  $|-43,54| \leq 63,81$ . Из этого следует вывод, что эксплуатируемый газопровод надежен и выполнил проверку на прочность.

Далее была проведена проверка на общую устойчивость газопровода в случае пластической связи трубы с грунтом, а также в случае упругой связи с грунтом. В ходе проверки было определено, что газопровод выполняет условия проверки в обоих случаях:

–  $0,143 \text{ МН} < 2,73 \text{ МН}$  – условие проверки на устойчивость в случае с пластической связью с грунтом;

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

–  $0,143 \text{ МН} < 53,83 \text{ МН}$  – условие проверки на устойчивость в случае с упругой связью с грунтом.

Исходя из этого можно сделать вывод, что эксплуатируемый газопровод устойчив к нагрузкам.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		53

#### 4. Описание и ликвидация аварийной ситуации

##### 4.1 Сценарий развития разрушения при аварии

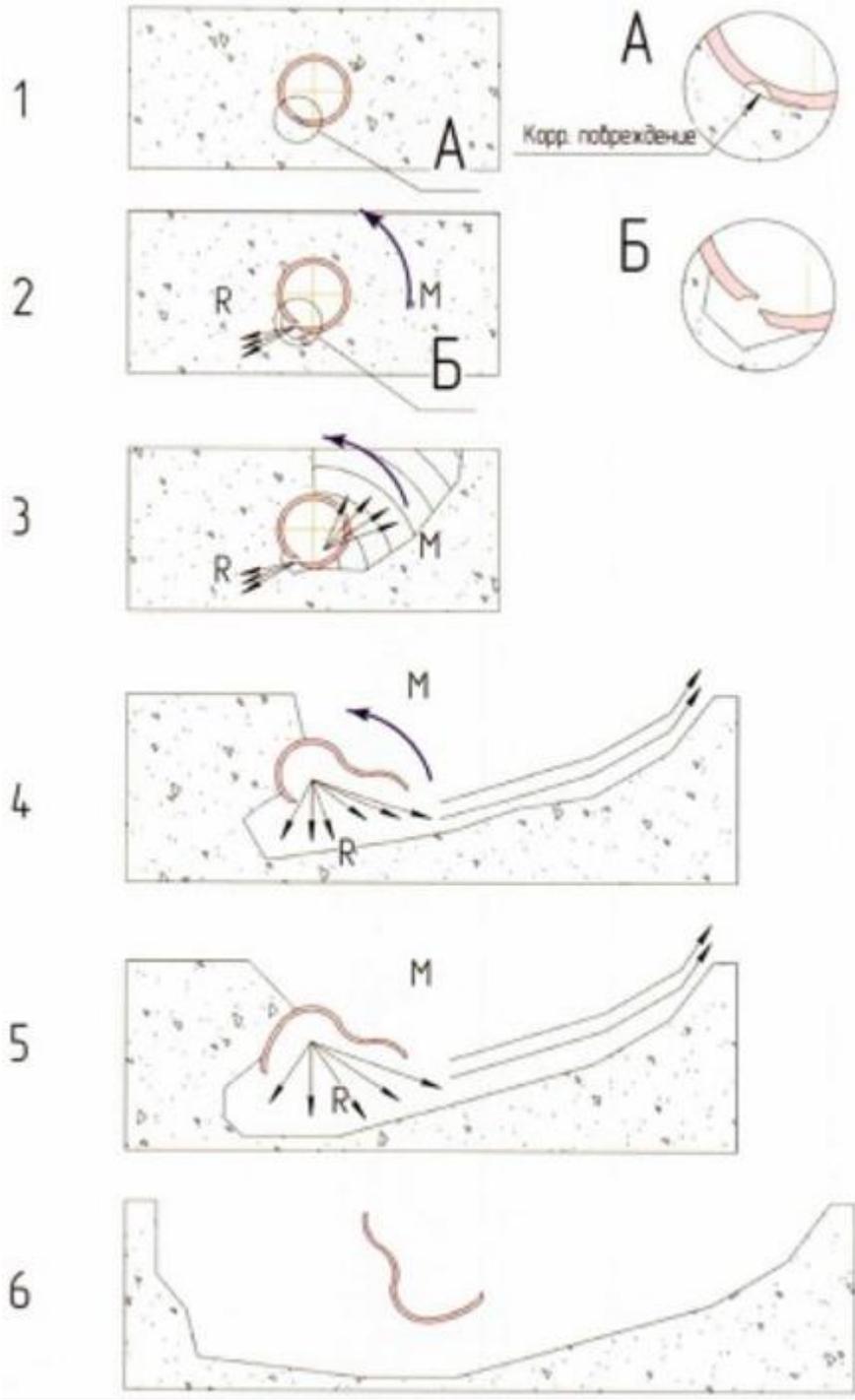
##### 4.1.1 Общее описание и осмотр места аварии

[Redacted text block containing the main body of the report, consisting of multiple paragraphs of blacked-out content.]

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Описание и ликвидация аварийной ситуации	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Местников Ф. М.					54	141
Руковод.		Никольчиков В. К.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

[Redacted]

[Redacted]



[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

[Redacted text block]



[Redacted text block]

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

[Redacted text block]

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

Описание и ликвидация аварийной ситуации

[Redacted text block]

Для полного анализа аварийной ситуации может также использоваться методика с применением программного комплекса «ANSYS», которая в

					Описание и ликвидация аварийной ситуации	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		58

совокупности с диагностическим исследованием поможет дать более полное представление об аварийной ситуации.

#### 4.1.4 Последовательность выполняемых работ на аварийном участке

Ниже, в таблице 4.1 представлены выполняемые работы при устранении аварии на МГ XXXXXXXXXX

Таблица 4.1 - Технология производства ремонтных работ

Выполняемые работы	Состав работ
Подготовительные работы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Получение всех соответствующих разрешений и лицензий перед началом работ.</li> <li>2. Проведение предварительной очистки предполагаемого маршрута от снега.</li> <li>3. Строительство временных дорог для обеспечения доступа к рабочей зоне.</li> <li>4. Подготовка необходимых узлов и деталей на производственных базах.</li> <li>5. Обеспечение исправности и готовности к работе всей используемой техники.</li> <li>6. Формирование запасов оборудования, материалов и труб для будущего использования.</li> <li>7. Организация комфортных условий проживания для работников прямо на трассе.</li> <li>8. Установка и подготовка мобильных осветительных устройств для работы в условиях трассы.</li> <li>9. Создание технических проездов для облегчения передвижения персонала и техники.</li> <li>10. Подготовка строительной зоны путем удаления растительности.</li> <li>11. Установка деревянных маркеров для обозначения маршрута будущего газопровода.</li> </ol>
Сварочные работы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технология сварочных работ проводится в соответствии с ВСН 006-89, с использованием ручной дуговой сварки обратной полярности.</li> <li>2. Сварка стыковых соединений производится в минимум трех слоях.</li> <li>3. Параметры сборки труб определены, включая угол скоса, зазор между кромками, притупление кромок и максимально допустимое смещение кромок.</li> <li>4. При сборке используется наружный центратор.</li> </ol>

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

	<p>5. Сварочный материал выбран специально для корневого шва, заполняющего слоя и облицовочного слоя.</p> <p>6. Сварка на трассе производится в неповоротном положении.</p> <p>7. Производится обязательная просушка участка трубы вблизи кромки, с определенной температурой.</p> <p>8. Контроль стыков производится визуально и с помощью радиографии, при этом проверяется 100% стыков в соответствии с [4] и [15].</p>
<p>Изоляция сварных стыков термоусадочными муфтами, манжетами и лентами</p>	<p>1. Манжеты устанавливаются на сварных стыках после очистки и подогрева изолируемой поверхности.</p> <p>2. Стыковую зону подогревают до температуры около 120-140°C, но не выше 200°C, в зависимости от типа манжет.</p> <p>3. Усадку манжеты начинают с её середины, равномерно подогревая пламенем газовой горелки.</p> <p>4. После укладки средней части процесс продолжается от середины к краям. Если на манжете образуются гофры, нагрев прекращают и переносят на ровные соседние участки.</p> <p>5. Для ускорения выравнивания поверхности манжеты следует использовать прикатывающие ролики из фторопласта.</p> <p>6. Термоусадочные ленты наносятся на предварительно подогретую поверхность стыка последовательной намоткой с одновременной прикаткой.</p> <p>7. Конец ленты должен перекрывать на 30 см, располагая его не ниже оси трубы.</p> <p>8. Сформированное покрытие должно соответствовать определенным требованиям, включая ширину нахлеста, отсутствие гофр, протяженных и локальных воздушных включений, отсутствие проколов и других дефектов.</p> <p>9. После усадки муфты или термоусаживающейся ленты нахлест на заводское покрытие должен быть не менее 75 мм.</p> <p>10. Трубопровод можно опустить и уложить в траншею, а затем засыпать, если температура изоляционного стыка не превышает 60°C.</p>
<p>Пневматическое испытание газопровода</p>	<p>1. Пневматическое испытание газопровода включает в себя этапы подготовки к</p>

	<p>испытанию, заполнение газопровода воздухом и его очистка, подъем давления до испытательного, испытание на прочность, сброс давления до проектного рабочего, проверка на герметичность и сброс давления до 0,1-0,2 МПа.</p> <p>2. При необходимости могут проводиться работы, связанные с выявлением и устранением дефектов.</p> <p>3. Подготовка к испытанию включает в себя монтаж обвязочных трубопроводов наполнительных и опрессовочных агрегатов, а также установку контрольно-измерительных приборов.</p> <p>4. Давление в газопроводе поднимается до испытательного с помощью компрессорных станций высокого давления.</p> <p>5. Время выдержки под испытательным давлением должно составлять 24 часа.</p>
Стравливание участка от газа	<p>1. Стравливание участка от газа осуществляется бригадой ЛПУМГ.</p> <p>2. Сначала от газа стравливается весь участок Магистрального газопровода Мастах-Берге 1 нитка.</p> <p>3. После этого производится дегазация ремонтируемого участка, включая шурфовку газопровода и вырез технологических отверстий.</p> <p>4. Для обеспечения безопасности устанавливаются специальные запорные шары.</p> <p>5. Остатки газа удаляются путем выдавливания инертными газами с помощью землеройной или другой техники.</p>
Вырез участка газопровода	<p>1. Демонтированный газопровод режут на отдельные трубы с помощью газового резака.</p> <p>2. Перед началом работ проверяют оборудование на полную исправность и комплектность.</p> <p>3. Погрузку и разгрузку труб осуществляют трубоукладчиком или автомобильным краном под руководством ответственного лица.</p> <p>4. Все погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться с соблюдением строгих безопасных процедур.</p> <p>5. Только обученные и сертифицированные рабочие могут выполнять работы по строповке труб.</p>

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

	<p>6. Такелажные приспособления подвергаются регулярному техническому осмотру.</p> <p>7. Трубы должны быть надежно закреплены при перевозке.</p> <p>8. Грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители и надежные тормозные устройства.</p> <p>9. В процессе подъема начального участка газопровода используются трубоукладчики и троллейные подвески.</p> <p>10. Усилия на крюках стреловых кранов контролируются динамометрами или индикаторами усилия.</p> <p>11. После подъема газопровода на определенную высоту производится очистка участка от изоляции.</p>
<p>Футеровка всего участка деревянными футеровочными матами</p>	<p>1. Футеровка участка трубопровода выполняется с помощью деревянных футеровочных реек длиной 2 м, сечением 30×60 мм, предназначенных для трубопроводов диаметром 530 мм.</p> <p>2. Рейки прикрепляются к трубопроводу с помощью хомутов (скруток) из 6-миллиметровой проволоки, расположенных через каждый метр.</p> <p>3. Перед футеровкой, трубопровод должен быть уложен на подкладки.</p> <p>4. Работа по футеровке включает в себя следующие этапы: раскладка реек вдоль трубопровода; укладка реек по тросам (ремням); обжим трубопровода тросами (ремнями) с выравниванием реек; крепление реек к трубопроводу проволочными хомутами (скрутками).</p>
<p>Балластировка газопровода чугунными кольцевыми пригрузами с шагом 2.5м</p>	<p>1. Балластировка (утяжеление) газопровода чугунными кольцевыми пригрузами производится после выполнения изоляционно-укладочных работ и укладки трубопровода на проектные отметки. Это особенно важно при работе методом сплава, когда балластировка производится до укладки трубопровода в траншею.</p> <p>2. Закрепление трубопроводов типа УЧК-500 осуществляется путем сварки или с использованием самозаклинивающихся устройств, соединяющих силовые пояса с анкерными тягами.</p> <p>3. Расстояние между установками кольцевых пригрузов на трубопроводе должно составлять 2,5 м.</p>

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

	4. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод и наклонная установка седловидных утяжеляющих грузов на трубопровод не допускается.
Освобождение прилегающих участков газопровода от грунта с одновременным его опусканием до проектных отметок	<p>1. Вскрытие участков действующих газопроводов для освобождения от грунта производится после отключения магистрального газопровода и должно быть выполнено с соблюдением строгих требований безопасности.</p> <p>2. Механическое удаление грунта должно быть проведено на безопасном расстоянии от газопровода, а оставшийся грунт должен быть вручную доработан, чтобы предотвратить возможные повреждения газопровода.</p> <p>3. Все работы по подъему и укладке газопровода должны производиться только в присутствии специалиста, ответственного за производство работ, и выполняться плавно, без рывков и резких колебаний.</p> <p>4. Во время длительных остановок или в конце рабочего дня, газопровод должен быть уложен на специальные подставки (лежки) для безопасности.</p> <p>5. Сотрудникам запрещено находиться в траншее или стоять на газопровode во время подъема или опускания газопровода.</p> <p>6. Во время перерывов в работе газопровод не должен оставаться в поднятом состоянии.</p>

Технология сварочных работ производится согласно [2]. Сварка стыковых соединений производится ручной дуговой сваркой обратной полярности. Сварка производится не менее чем в три слоя. Параметры режима сварки представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Режим сварки

Параметры	Наименование слоя шва		
	корневой	Заполняющие	Облицовочный
Диаметр электрода, мм.	2,6 (3,2)	3,2 (4,0)	3,2 (4,0)
Сила тока, А	60-80 (80-110)	90-120 (140-170)	70-100 (130-150)
Род тока, полярность	Постоянный, обратная	Постоянный, обратная	Постоянный, обратная
Напряжение на дуге, В	20-24	22-26	22-26
Скорость сварки, м/ч	6-8	5-6	4-5

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Для общего понимания аварийной ситуации структурируем краткую рабочую хронологию ЛПУМГ на момент аварии.

[Redacted text block containing a chronological sequence of events, represented by multiple lines of black bars.]

[Redacted text block]

**4.2 Определение глубины трещины, вызвавшей аварию на магистральном газопроводе [Redacted] с помощью программного комплекса "Ansys"**

**4.2.1 Постановка задачи**

Цель исследования:

Целью данного исследования является определение глубины трещины, которая стала причиной аварии на магистральном газопроводе [Redacted]. Для достижения этой цели будет использоваться программный комплекс "Ansys", который предоставляет возможности для численного моделирования и анализа различных физических процессов, включая механику разрушения материалов.

Исходные данные:

Технические характеристики трубопровода задавались в соответствии с данными на момент аварии по участку магистрального трубопровода [REDACTED]. Для расчета задачи отобразим недостающие исходные данные в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Исходные данные

Рабочее давление P, МПа	Марка стали	$\sigma_{\text{тек}}$ , МПа	$\sigma_{\text{в}}$ , МПа	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина трещины, мм	Ширина трещины, мм
[REDACTED]	Static Structural [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Задачи исследования:

Подготовка геометрической модели: Создание трехмерной модели газопровода [REDACTED] с учетом его геометрических параметров и особенностей конструкции. Это включает в себя создание внутренних повреждений и трещин, которые потенциально могут вызывать аварию.

1. Задать материальные свойства стали (марка стали, предел текучести и прочности) для модели.
2. Анализ влияния трещины: Проведение анализа влияния трещины на механическое поведение газопровода. Это включает в себя оценку напряжений и деформаций в окрестности трещины.
3. Используя результаты анализа, определить глубину трещины путем сравнения расчетных напряжений с пределом текучести и прочности стали.
4. Разработать рекомендации по предотвращению подобных аварийных ситуаций в будущем, включая регулярный мониторинг состояния газопровода и предупредительные меры для раннего обнаружения и устранения трещин.

Методы исследования:

Для выполнения поставленной задачи будет использоваться программный комплекс "Ansys". В нем будут применяться методы конечных элементов (Finite Element Method, FEM) для моделирования механического поведения газопровода и анализа влияния трещины. Также возможно использование методов механики разрушения для определения критериев разрушения материала при наличии трещин.

Также будет применяться модуль "Static Structural", который использует уравнения теории упругости для моделирования структур. Эти уравнения, известные как уравнения движения Ньютона, объединяют законы баланса массы, импульса и энергии.

В общем виде уравнение движения для упругого тела представляет собой второе дифференциальное уравнение в частных производных, которое выражается следующим образом:

$$\rho \cdot \frac{du}{dt} = \nabla \cdot \sigma + b \quad (4.1)$$

где:  $\rho$  – плотность материала;  $u$  – вектор перемещения;  $\sigma$  – тензор напряжения;  $b$  – вектор объемных сил (например, силы тяжести);  $\nabla \cdot \sigma$  – дивергенция тензора напряжения;  $\frac{du}{dt}$  – ускорение.

Это уравнение описывает движение упругого тела под действием внешних сил. Также применяются уравнения связи между напряжением и деформацией, которые могут быть линейными или нелинейными в зависимости от свойств материала. В случае линейно-упругого материала, используется закон Гука, который связывает тензор напряжения с тензором деформации через модули упругости материала.

Нужно отметить, что "Static Structural" решает стационарные (время не входит в уравнения) версии этих уравнений, поскольку динамические эффекты игнорируются в статическом анализе.

### Ожидаемые результаты:

1. Определение глубины трещины, которая вызвала аварию на магистральном газопроводе [REDACTED]
2. Оценка влияния трещины на механическое поведение газопровода и безопасности его эксплуатации.
3. Рекомендации по предотвращению подобных аварийных ситуаций в будущем и обеспечению безопасности газопровода.

#### **4.2.2 Исследование напряженно-деформированного состояния участка газопровода без трещины**

Создание модели производим в следующей последовательности:

Выбираем в разделе Analysis Systems панели Toolbox готовый шаблон для численного анализа, а именно для статического анализа НДС конструкции, то есть Static Structural. Далее задаются свойства используемого в расчетах материала. В качестве материала используется сталь 09Г2С, поскольку именно она соответствует по механическим показателям (предел текучести и временное сопротивление разрыву) стали в ANSYS, называемой Structural Steel. На рисунке 4.3 строки 24 и 26 принадлежат пределу текучести и пределу прочности, соответственно.

	A	B	C	D	E
1	Property	Value	Unit		
2	Material Field Variables	Table			
3	Density	7850	kg m <sup>-3</sup>		
4	Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion				
6	Isotropic Elasticity				
12	Strain-Life Parameters				
20	S-N Curve	Tabular			
24	Tensile Yield Strength	3,45E+08	Pa		
25	Compressive Yield Strength	2,5E+08	Pa		
26	Tensile Ultimate Strength	4,9E+08	Pa		
27	Compressive Ultimate Strength	0	Pa		

Рисунок 4.3 – Характеристика стали

Далее импортируем готовую 3D-модель в разделе Geometry. Нажимаем два раза левой кнопкой мыши на строчку “Model”. Создается модель участка трубопровода.

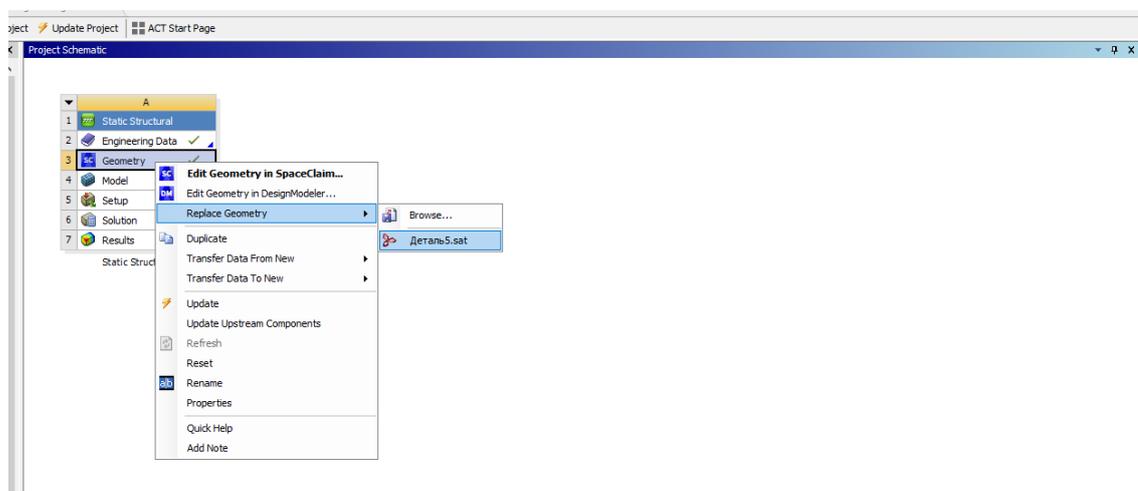
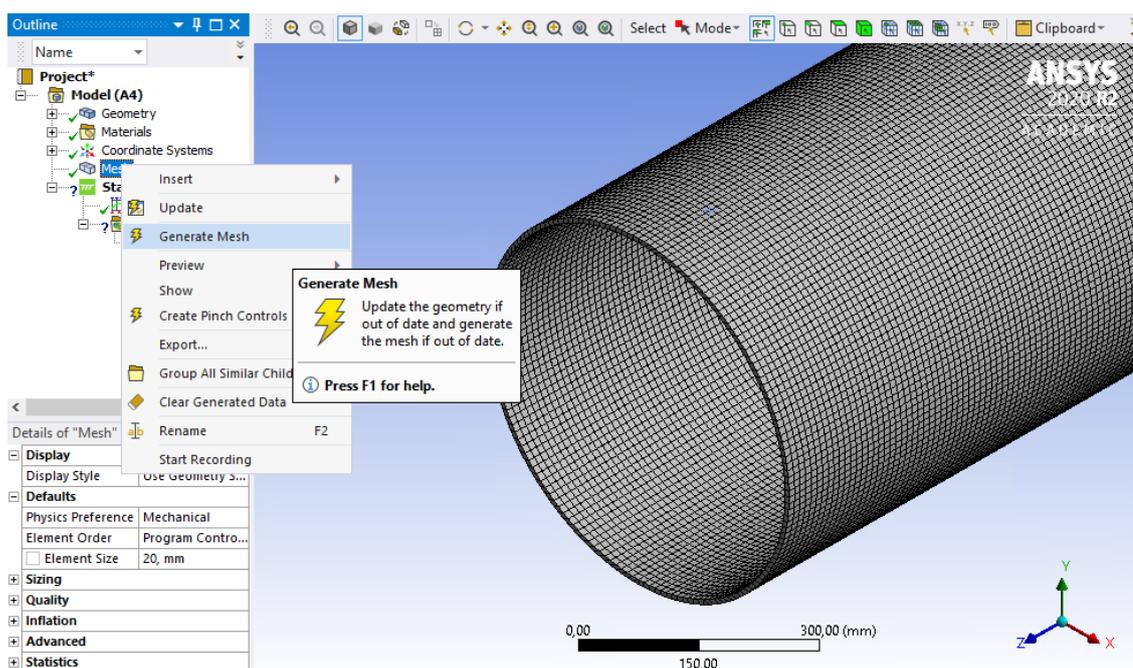


Рисунок 4.4 – Импорт геометрии

Производится разбиение модели на конечные элементы. Для этого заходим в параметр “Mesh” и вводим размер в разделе “Element Size”. При построении сеточной модели необходимо искать оптимальную дискретность сетки и балансировать при этом между задействованными ресурсами вычислительной системы (память, время) и точностью вычислений. А затем нажимаем функцию “Generate Mesh” (Рисунок 4.5), то есть осуществляем генерацию сетки.



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

#### Рисунок 4.5 – Конечно-элементная сетка

Выбираем параметры решателя с помощью команды “Insert” и запускаем расчет функцией “Solve”:

- а) полное смещение (**Total Deformation**);
- б) эквивалентные напряжения по Мизесу (**Equivalent von-Mises Stress**);
- в) запас прочности (**Safety Factor**).

Расчетные результаты представляются на деформированной конструкции в виде контуров. Анализ (Рисунок 4.6) показывает, что максимальные перемещения составляют 0,19 мм, а минимальные равны 0 и располагаются в месте закрепления трубопровода.

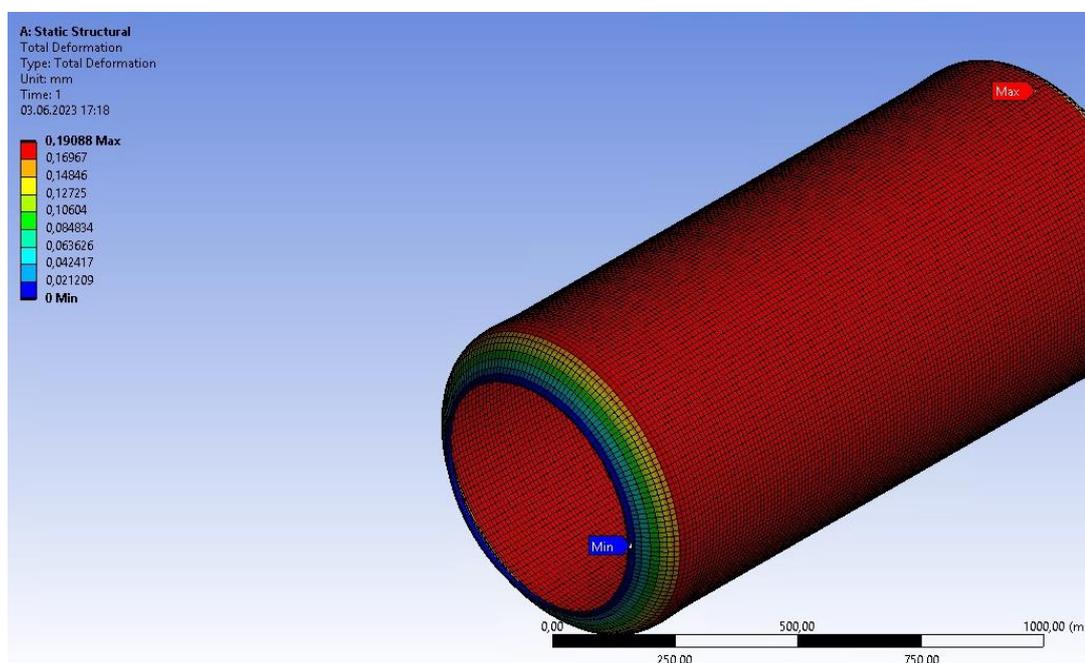


Рисунок 4.6 – Отображение результата по перемещению

Анализ эквивалентных напряжений в трубопроводе показывает, что уровень напряжений ниже предела текучести ( $189,52 < \blacksquare$ ), то есть при давлении  $\blacksquare$  МПа в трубопроводе возникают напряжения, которые не угрожают целостности конструкции, максимальные напряжения не превышают 189,52 МПа (Рисунок 4.7).

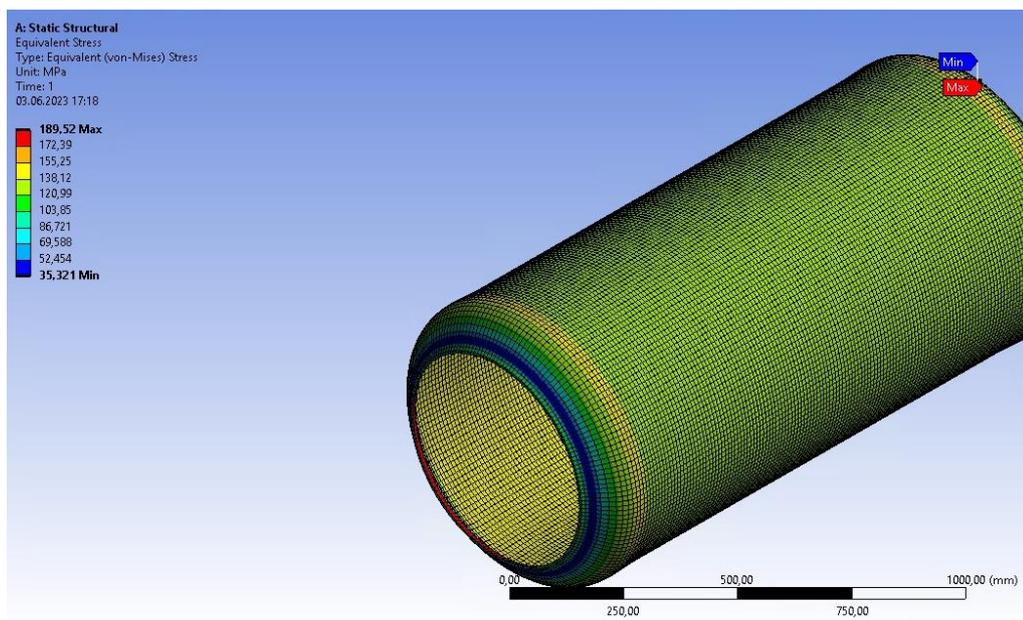


Рисунок 4.7 – Результаты расчета напряжений по Мизесу на исследуемом участке

При визуальном осмотре модели установлен интервал напряжений для модели согласно цветовому спектру. В нашем случае он составляет [35,32; 189,52] МПа.

Для оценки конструкции вычисляется коэффициент запаса прочности (Рисунок 4.8). Используемый расчетный параметр – эквивалентные напряжения. Критерий сравнивает эквивалентные напряжения с пределом текучести.

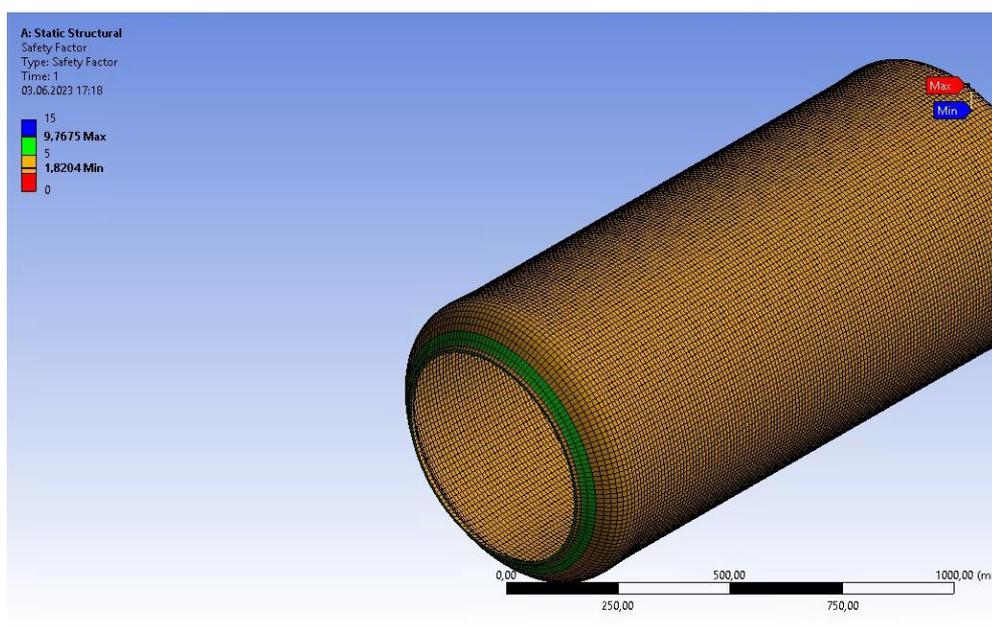


Рисунок 4.8 – Результаты расчета коэффициента запаса прочности

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Значение запаса прочности ( $n$ ) на участке составляет 1,82.

Проверим погрешность расчета эквивалентных напряжений. Для этого сначала вычислим кольцевые напряжения в стенке трубы от расчетного внутреннего давления ( $\sigma_{кц}$ ):

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (4.2)$$

где  $n_p = 1,2$  – коэффициент надежности по внутреннему рабочему давлению в трубопроводе [27];

$P = \blacksquare$  МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{вн} = 51,6$  см – внутренний диаметр трубопровода;

$\delta = 0,7$  см – толщина стенки.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,2 \cdot \blacksquare \cdot 51,6}{2 \cdot 0,7} = 181,78 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения в трубопроводе под действием приложенных сил по методу конечных элементов  $\sigma_{max} = 189,52$  МПа.

Расчетное напряжение в средней части  $\sigma_{кц} = 181,78$  МПа.

Погрешность расчета:

$$\Delta = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{кц}}{\sigma_{max}} \cdot 100\% = \left| \frac{189,52 - 181,78}{189,52} \right| \cdot 100\% = 4,08\% \quad (4.3)$$

Таким образом, можно считать модель достаточно достоверной при проведении комплексного расчета на прочность, а сама принятая модель дает адекватный результат.

В соответствии с приведёнными расчётами можно сделать вывод, что результаты коррелируются с конечно-элементным моделированием, также выполняются условия проверки трубопровода на прочность. Корреляция расчётов проверяется сравнением полученных методом конечных элементов и выполненных по НД.

### 4.2.3 Исследование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с трещиной

Дефект стенки трубы был выбран в соответствии с данными об аварийной ситуации:

- Длина трещины ██████;
- Ширина трещины ██████.

Подбор глубины трещины будет производиться с шагом в 0,5 мм.

Выберем три значения глубины трещины:

- 3,5 мм;
- 4,0 мм;
- 4,5 мм.

Смоделируем три участка трубопровода, для удобства обозначим трубопроводы участок 1; участок 2; участок 3. (Рисунки 4.9, 4.10, 4.11)

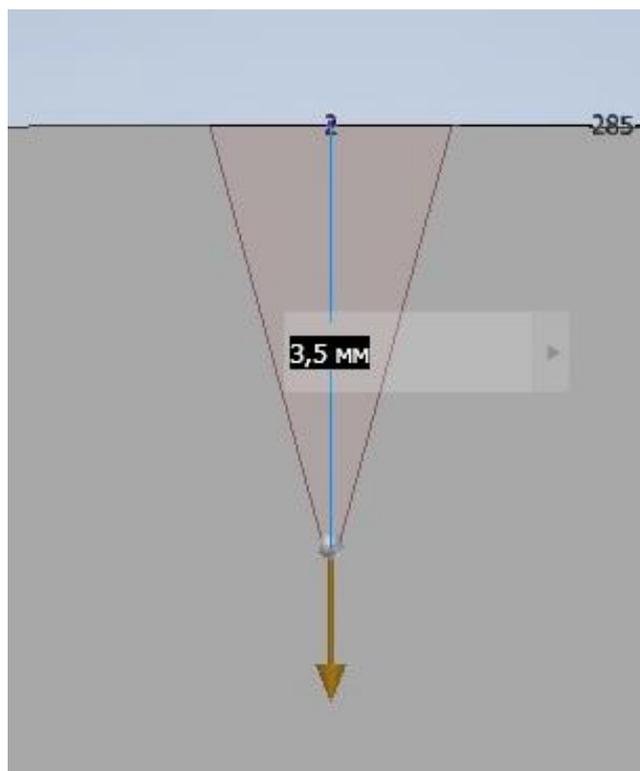


Рисунок 4.9 - Участок 1: трубопровод с трещиной глубиной 3,5

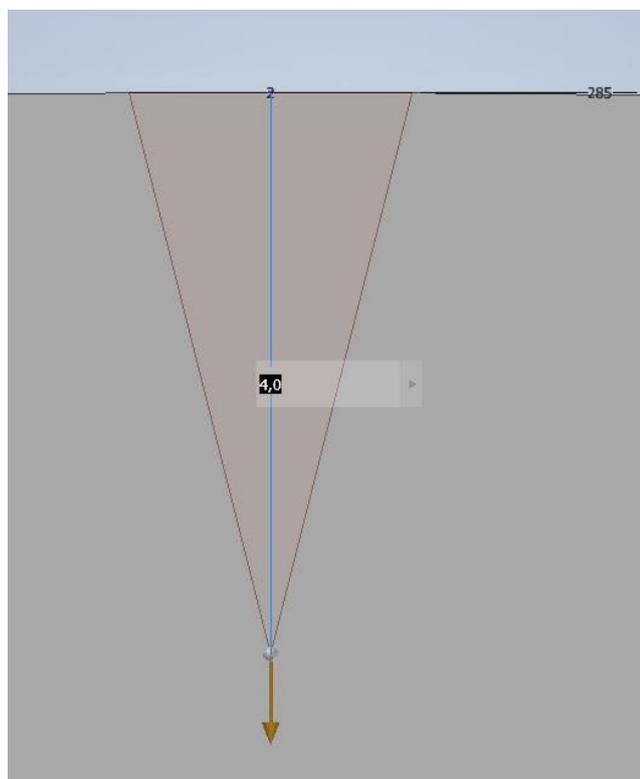


Рисунок 4.10 – Участок 2: трубопровод с трещиной, глубиной 4,0 мм.

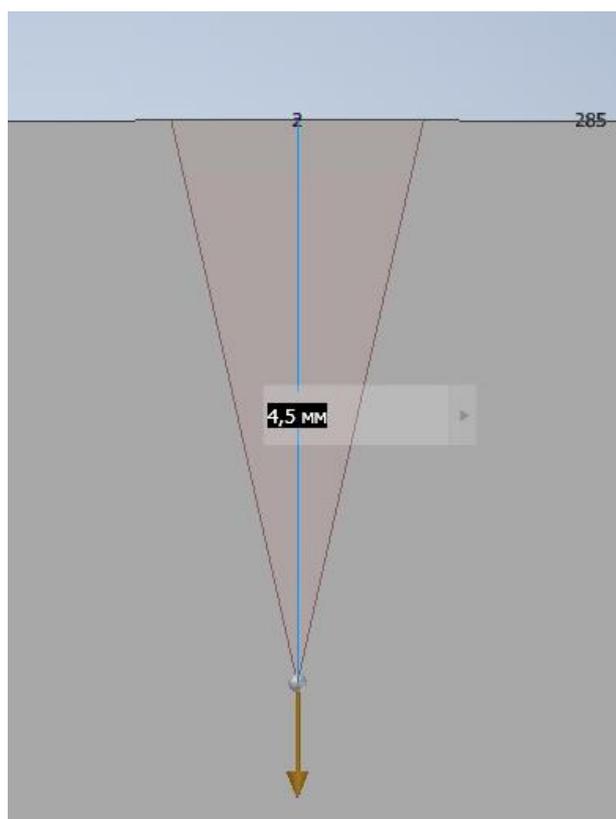


Рисунок 4.11 - Участок 3: трубопровод с трещиной, глубиной 4,5 мм.

Далее проанализируем полученные результаты по эквивалентным напряжениям (Рисунки 4.12, 4.13, 4.14).

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

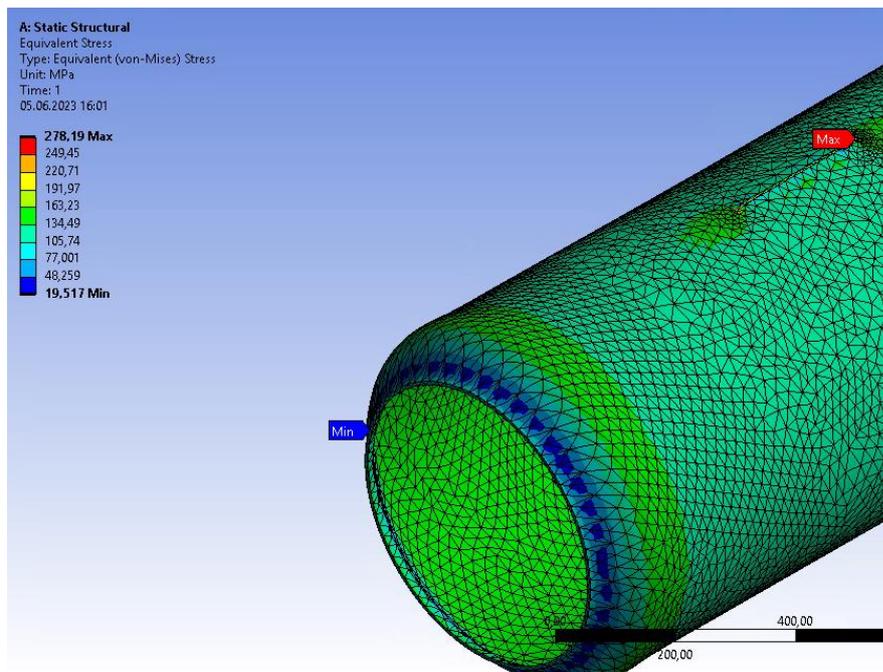


Рисунок 4.12 – Расчет эквивалентных напряжений на участке 1

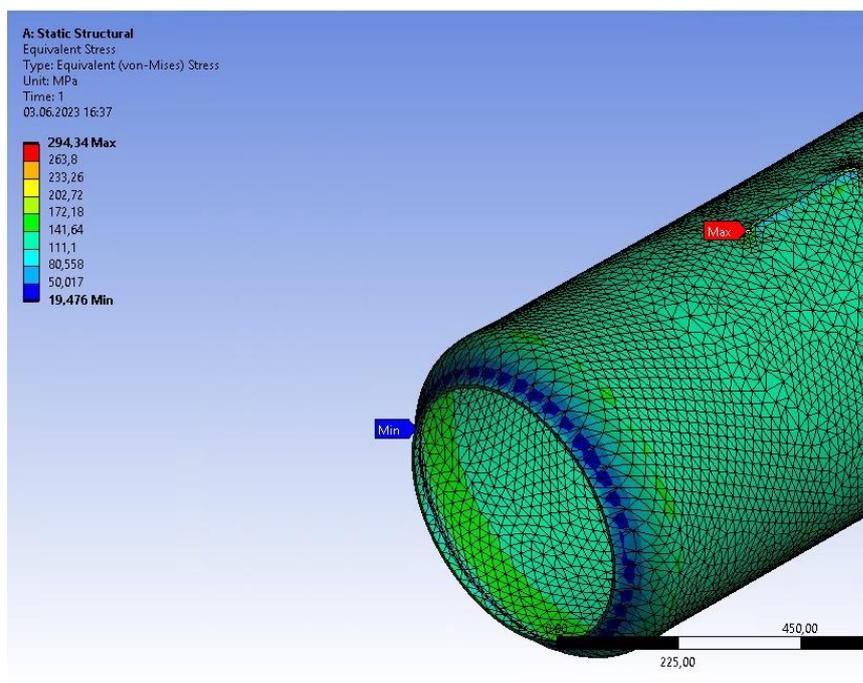


Рисунок 4.13 – Расчет эквивалентных напряжений на участке 2

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

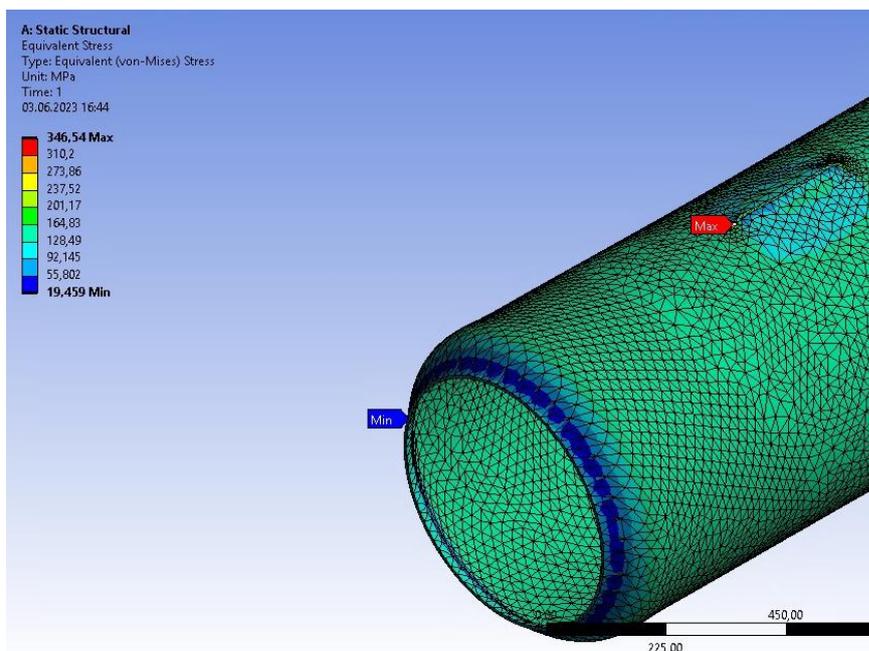


Рисунок 4.14 – Расчет эквивалентных напряжений на участке 3

Анализ эквивалентных напряжений в трубопроводе показывает, что уровень напряжений на первых двух участках ниже предела текучести ( $278,19 < 345$ ;  $294,34 < \blacksquare$ ). На третьем участке уровень напряжений выше предела текучести стали ( $346,54 < \blacksquare$ ).

Также рассмотрим расчетные результаты по коэффициенту запаса прочности, которые представлены на рисунках 4.15, 4.16, 4.17.

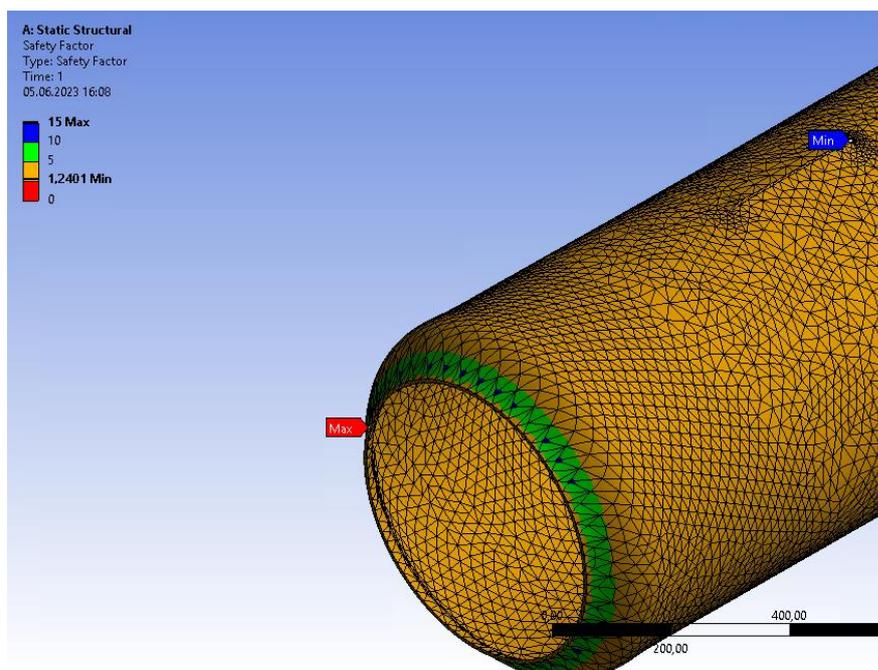


Рисунок 4.15 – Результаты по запасу прочности на участке 1

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

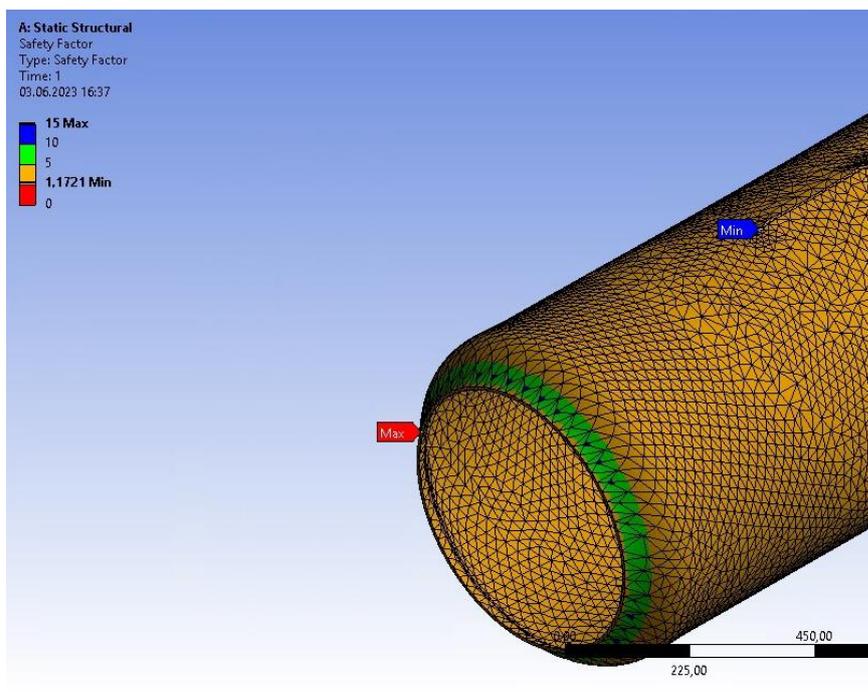


Рисунок 4.16 – Результаты по запасу прочности на участке трубопровода с трещиной, глубиной 4,0 мм.

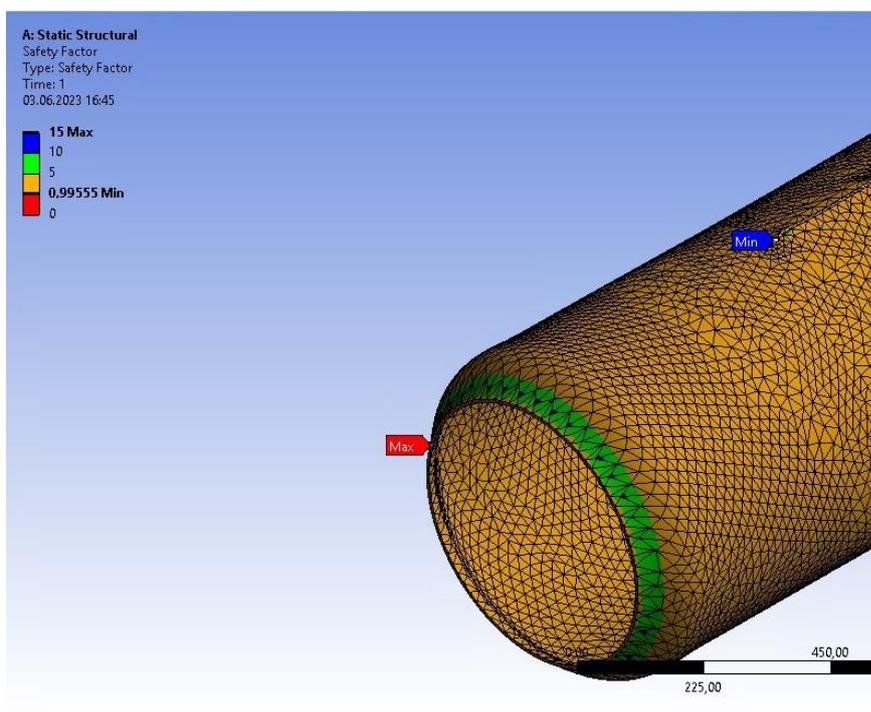


Рисунок 4.17 – Результаты по запасу прочности на участке трубопровода с трещиной, глубиной 4,5 мм.

Значение запаса прочности ( $n$ ) должно быть больше 1,5, иначе прочность трубопровода будет нарушена. Таким образом, чем больше  $n$ , тем прочнее

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

конструкция, тем большим запасом она обладает. С другой стороны, излишний запас прочности приводит к завышенному значению металлоемкости, что не оптимально по данному параметру.

Значение запаса прочности (n) на всех трех участках составляет 1,24; 1,17; 0,995. Данный результат не удовлетворяет условию прочности, так как значение запаса прочности на всех трех участках ниже 1,5.

При давлении в [REDACTED] МПа в первых двух случаях в области дефекта трубопровода не возникают напряжений, превышающие предел текучести стали 09Г2С, что не приводит к разрыву. Однако в третьем случае происходит разрыв газопровода, так как уровень напряжений в области трещины превышает предел текучести стали.

Можно сделать вывод, что образовавшаяся трещина размерами [REDACTED], стала очагом образования более крупной трещины длиной [REDACTED].

#### **4.3 Разработка рекомендаций по оптимизации аварийного ремонта**

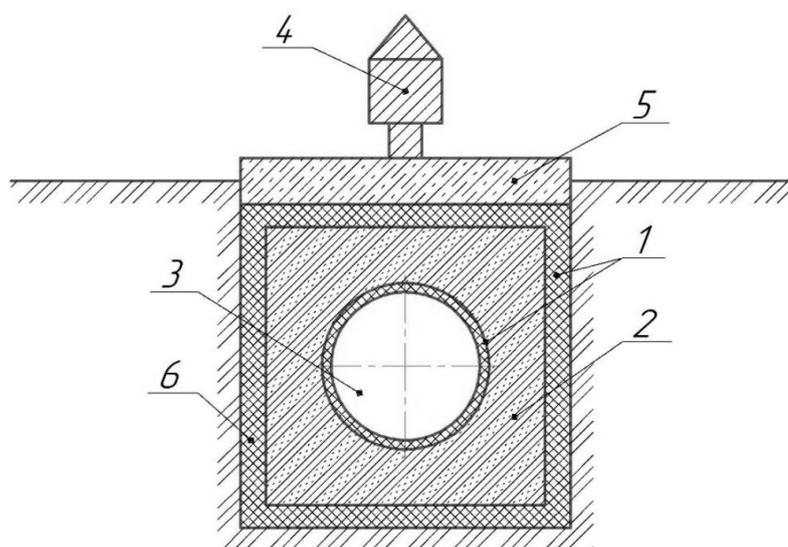
##### **4.3.1 Обеспечение пространственного положения газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтах при помощи короба**

Исходя из причин аварии на газопроводе [REDACTED], можно сделать вывод, что изначальной причиной возникновения трещины критических размеров являются коррозионные язвы, а также на газопроводе наблюдалось пучение грунта. В результате аварии тепло от разрыва газопровода вызвало таяние многолетней мерзлоты, что привело к изменению ландшафта местности, вследствие чего возрос риск обрушения земли на участке.

Используемый метод подземной прокладки трубопровода во время проведения аварийного ремонта имеет ряд существенных недостатков, таких как последующее тепловое воздействие трубопровода на многолетнемерзлые грунты (ММГ) в процессе эксплуатации и возникновение неприемлемых деформаций трубопровода.

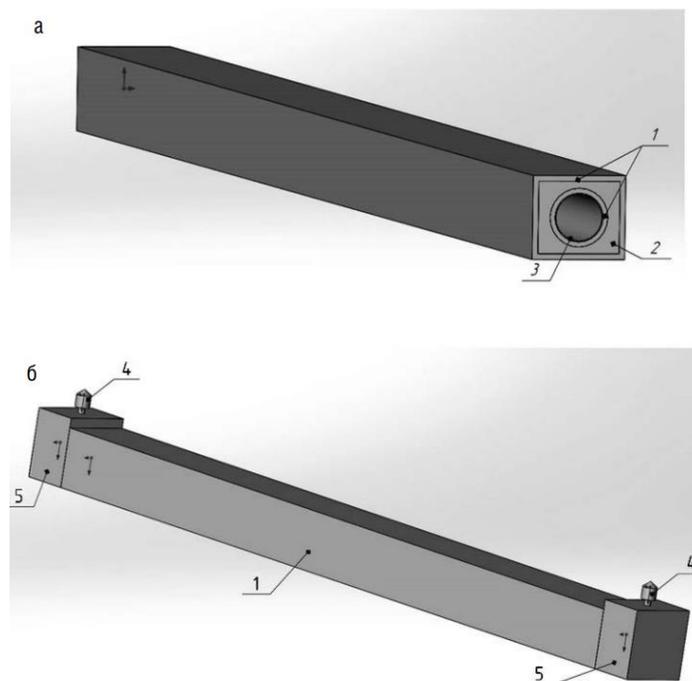
					Описание и ликвидация аварийной ситуации	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		78

Для предотвращения затрат на последующее техническое обслуживание и ремонт, а также во избежание возможных деформаций, возникновения коррозионных язв и теплового воздействия на ММГ, предлагается использование короба [1] при укладке газопровода во время выполнения аварийного ремонта на участке. Данный короб представляет из себя конструкцию, состоящую из пенополистирола, который является теплоизоляционным материалом, сухого торфа, а также полистиролбетона и патрубков. Принципиальная схема короба представлена на рисунках 4.18 и 3.19.



1 – теплоизоляционный материал, 2 – сухой торф, 3 – трубопровод, 4 – вентиляционные патрубки, 5 – короб из полистиролбетона; 6 – короб из пенополистирола

Рисунок 4.18 - Принципиальная схема предлагаемого способа прокладки подземного трубопровода на ММГ



а – вид в разрезе; б – общий вид; 1 – теплоизоляционный материал, 2 – сухой торф, 3 – трубопровод, 4 – вентиляционные патрубки, 5 – короб из полистиролбетона

Рисунок 4.19 – 3D-модель предлагаемого способа прокладки подземного трубопровода на ММГ

Принцип действия данного короба заключается в следующем: в изоляционный материал (пенополистирол) засыпается сухой торф, который является упругодеформируемым грунтом (также торф является низким теплопроводником) и за счет этого трубопровод будет компенсировать деформации путем свободного передвижения, также тепло от трубопровода будет сохраняться в пределах конструкции и не будет доходить до стенок траншеи. Это позволит избежать деформаций на участке, а также способствует сохранению температуры перекачиваемого продукта, что исключает наличие дополнительного подогрева трубопровода. Для гидроизоляции всей конструкции используется геомембрана МЕАПЛАСТ-ПВД.

В следствие особенностей данной конструкции можно выделить основные решения проблем, связанных с коррозией, теплового воздействия и пучением грунтов на аварийном участке.

1. Предотвращение коррозии. Сама конструкция представляет собой защиту от коррозии благодаря изоляции от внешней среды, обеспечиваемой коробом из пенополистирола, сухим торфом и теплоизоляцией трубопровода. Все это значительно снижает воздействие кислорода и влаги, которые являются основными катализаторами коррозионных процессов.

2. Предотвращение пучения грунтов. Введение торфа как упругодеформируемого грунта позволяет трубопроводу компенсировать деформации за счет свободного перемещения. Это помогает предотвратить пучение грунтов, вызванное давлением трубопровода.

3. Понижение теплового воздействия на многолетнемерзлый грунт. Благодаря низкой теплопроводности торфа, тепло от трубы остается в пределах изолированной траншеи. Это предотвращает передачу тепла в окружающий многолетнемерзлый грунт, что помогает предотвратить его таяние.

4. Вентиляция. Дыхательные патрубки обеспечивают вентиляцию внутреннего пространства между трубопроводом и стенкой конструкции, что помогает уменьшить возможное накопление коррозионных газов.

5. Гидроизоляция: Использование геомембраны обеспечивает гидроизоляцию, предотвращая проникновение влаги, что является еще одним важным фактором для предотвращения коррозии и поддержания стабильности грунтов.

В целом, предложенная конструкция создает защитное и стабильное окружение для трубопровода, значительно уменьшая воздействие на окружающие грунты и снижая риск различных негативных последствий, включая коррозию, пучение грунтов и таяние многолетнемерзлых.

Однако требуется дальнейшее исследование и проведение расчетов для подтверждения эффективности и надежности данного подхода.

Исследования [19], показывают, что расчеты напряженно-деформированного состояния трубопровода, выполненные в программном

комплексе ANSYS по предложенной конструктивной схеме прокладки, показали наличие допустимых значений напряжений и перемещений в процессе эксплуатации даже при неблагоприятном сочетании нагрузок и воздействий.

Расчет теплового взаимодействия трубопровода, выполненный в программном комплексе FROST 3D Universal по предложенной схеме для трубопровода диаметром 820 мм, демонстрирует минимальное протаивание грунта и незначительные изменения температуры перекачиваемого газа.

Таким образом, предложенная конструкция прокладки трубопровода показывает свою эффективность и надежность, что подтверждено данными исследованиями.

Как уже было сказано ранее в главе об описании аварийной ситуации, в состав аварийного ремонта были включены следующие виды работ:

- земляные работы;
- демонтаж разрушенного участка;
- сварка и изоляция сварочных стыков.

Демонтаж участка заключался в полной замене участка длиной [REDACTED] на новый изолированный трубопровод.

В альтернативном методе демонтажа предлагается замена участка с разрывом на короб из пенополистирола и сухого торфа длиной 14 м.

Как уже было сказано данный способ прокладки газопровода позволит избежать прямого контакта между грунтом и трубопроводом, что снижает риск развития коррозии, продлевая тем самым срок службы газопровода, также короб обеспечивает стабильное положение трубопровода, минимизируя риск сдвигов и искажений. Он выступает в роли амортизирующего слоя, сглаживающего динамику перемещений в грунте, и тем самым защищает газопровод от неожиданных деформаций.

Также за счет низкой теплопроводности торфа, тепло от трубопровода остается в пределах изолированной траншеи, что предотвращает растепление мерзлого грунта и исключает вероятность пучения грунтов.

					Описание и ликвидация аварийной ситуации	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		82

Использование короба в момент ремонта газопровода позволяет минимизировать затраты на последующее техническое обслуживание и ремонт. Это связано с тем, что короб защищает трубопровод от многих типов повреждений и минимизирует необходимость выполнения дорогостоящих земляных работ.

#### 4.3.2 Оптимизация земляных работ при проведении аварийного ремонта

Как уже было сказано ранее на аварийном участке проводились такие виды работ как земляные работы, демонтаж разрушенного участка, а также сварка и изоляция сварных швов. Что касается земляных работ, то они проводились в соответствии с [29]. Разработка траншеи проводилась с помощью землеройной машины типа Hitachi ZX240-3. Характеристики экскаватора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Технические характеристика экскаватора типа Hitachi ZX240-3

Мощность двигателя, л. с.	177
Максимальная глубина копания, м.	6,5
Объем ковша, м <sup>3</sup>	0,8
Давление на грунт, кг/кв.см.	0,54
Максимальная скорость, км/ч	5,5

Разработка околотрубных траншей происходила также в соответствии с [29]. В сечении траншея имеет форму трапеции, с углом откоса у основания траншеи 30°. Форма траншеи наглядно показана на рисунке 4.20

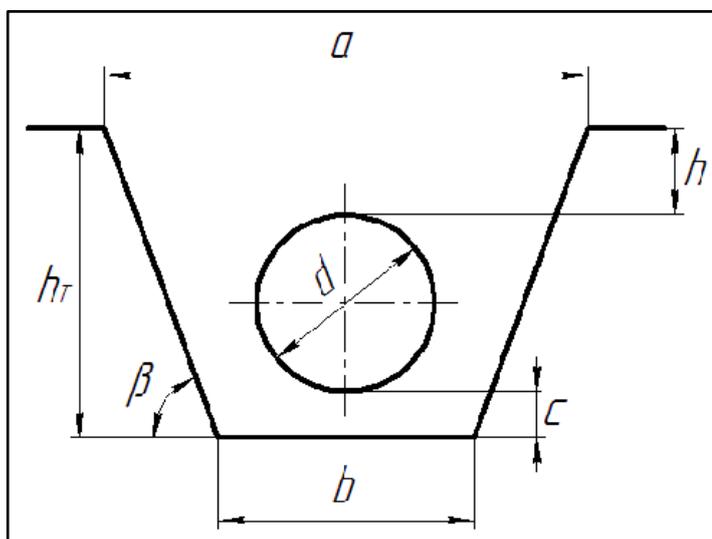


Рисунок 4.20 - Поперечный профиль траншеи трубопровода

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

При данном методе разработки околотрубных траншей на аварийно-ремонтных работах, которые проходили на газопроводе ██████████ присутствовало ряд проблем, связанных с временем проведения работ, а также с повышением экологического ущерба на многолетнемерзлые грунты из-за большей выемки траншеи. Это приводит к значительному оттаиванию грунта, что соответственно способствует пучению грунтов и деформации газопровода.

Для сокращения времени работ, а также для уменьшения объемов разрабатываемого грунта предлагается метод [32] разработки траншей с вертикальными стенками с помощью щелерезов с роторными рабочими органами. Для того, чтобы максимально уменьшить экологический вред будет наноситься снежно-ледовое покрытие, проблема нанесения которой была решена путем создания комплекса «Полярный слон» [23].

В качестве экскаватора будет выступать опытный образец щелереза с роторным рабочим органом под названием ЭТР254-06. Схема расстановки зубьев «крупный скол». Технические характеристики представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры ковшевого щелереза

Базовая машина	ЭТР254-01
Глубина копания, м	До 3,5
Ширина траншеи, м	0,5-0,6
Удельная мощность в забое не менее л.с./м <sup>2</sup>	200
Мощность двигателя, л.с.	330-360
Схема расстановки зубьев	«крупный скол»
Масса, т.	До 40,0
Стоимость серийной машины, млн. руб	16-18

Опытный образец позволяет применять вертикальную разработку траншей следующим путем:

1. В транспортном положении, рабочий орган опирается на колесную опору для перемещения по территории.

2. Когда рабочий орган достигает нужной точки, он переходит в рабочее положение. В этом положении, рабочий орган опирается на жесткую опору, обеспечивая стабильность во время деятельности.

3. Колесная опора, в этот момент, перемещается по берме траншеи. Берма траншеи — это небольшой холм или выступ земли, созданный в процессе раскопки, который обеспечивает дополнительную поддержку для оборудования и безопасность для рабочих.

4. Рабочий орган затем начинает раскопку земли, создавая вертикальную околотрубную траншею. Земля, удаленная в процессе раскопки, обычно откладывается рядом с траншеей, чтобы ее можно было использовать для засыпки.

5. Процесс повторяется, пока не будет достигнута необходимая длина траншеи.

Также одним из ключевых моментов этой методологии является получение мелкодисперсного грунта в процессе копания траншеи. Этот грунт может быть использован не только для закрытия трубопровода, но и для проведения восстановительных работ после формирования земляного валика в течение одного строительного сезона.

Разработка траншей щелевым методом включает в себя ряд преимуществ, которые представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Преимущества щелевых методов

Преимущество	Описание перимущества
Меньший объем земляных работ	Применение щелевых методов позволяет уменьшить земляные работы на 40% по сравнению с взрывными методами. Это ускоряет строительство и увеличивает продуктивность рабочих.
Меньший ущерб растительному покрову	Щелевые методы сокращают вред растительному покрову на 60-70% по сравнению с взрывными методами.
Более качественное закрытие трубопровода	Щелевые методы обеспечивают более качественное закрытие трубопровода мелкодисперсным грунтом, что предотвращает образование пустот.
Биологическая рекультивация	Благодаря щелевым методам, процесс биологической рекультивации становится

	более эффективным и качественным в течение строительного сезона.
Меньшее количество машин	Щелевые методы позволяют сократить количество используемых землеройных машин и трубоукладчиков, что достигается благодаря сокращению дистанции при укладке труб и уменьшению ширины траншеи.

В целом, щелевой метод разработки траншеи помогает минимизировать термическое воздействие на многолетнемерзлые грунты, оттаивание мерзлого грунта существенно снижается, что предотвращает возможное пучение грунтов и деформации газопровода.

Также сокращается время производимых работ путем сокращения объемов земляных работ. При щелевом методе разрабатывается меньший объем грунта, чем при традиционном методе, что обычно приводит к ускорению работ.

Также сокращается время на подготовку и восстановление местности. Так как щелевой метод причиняет меньше нарушений окружающей среде, требуется меньше времени на подготовку участка перед началом работ и на восстановление территории после завершения.

Поскольку щелевой метод разработки траншеи вызывает меньше разрушения, после завершения работ местность восстанавливается быстрее и более эффективно.

#### **4.3.3 Использование муфты «Конус-композит плюс» при последующей эксплуатации газопровода**

Конусная композитная муфта "Конус-композит плюс" [36] (Рисунок 4.21) представляет собой инновационное соединительное изделие, разработанное для использования в различных отраслях, где требуется надежное соединение трубопроводов. Она обладает уникальной конструкцией и изготавливается из специального композитного материала.



Рисунок 4.21 – Исполнения муфт «Конус-Композит»

Основные особенности и преимущества "Конус-композит плюс":

- Конусная форма: муфта имеет форму конуса, что позволяет достичь максимальной прочности и надежности соединения. Конусная форма обеспечивает равномерное распределение нагрузки и минимизирует риск разрушения или протечки.
- Композитный материал: муфта изготавливается из композитного материала, состоящего из стекловолокна и полимерной связующей смолы. Этот материал обладает высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и долговечностью. Он также обладает хорошими изоляционными свойствами, что позволяет использовать муфту в различных условиях и средах.
- Легкий вес: муфта "Конус-композит плюс" имеет низкую массу благодаря использованию композитного материала. Это делает ее более удобной для транспортировки, монтажа и обслуживания. Легкий вес также снижает нагрузку на трубопроводы и облегчает их поддержку и крепление.
- Высокая стойкость к коррозии: муфта из композитного материала обладает высокой стойкостью к коррозии и агрессивным средам. Это особенно важно для работы в условиях, где присутствуют химические вещества или морская вода, которые могут повредить металлические соединения.
- Простой монтаж: муфта "Конус-композит плюс" имеет простую конструкцию и легко монтируется. Она может быть использована для соединения трубопроводов различных диаметров и материалов. Монтаж ККМ требует минимального количества инструментов и специализированной техники.

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

– Экономическая эффективность: Использование муфта "Конус-композит плюс" может привести к снижению затрат на эксплуатацию и обслуживание трубопроводной системы. Благодаря высокой прочности и стойкости к коррозии, муфта требует меньше ремонтов и замен, что уменьшает затраты на запасные части и простои.

В целом, муфта "Конус-композит плюс" представляет собой современное и эффективное соединительное изделие, которое обладает высокой прочностью, стойкостью к коррозии и легким весом. Она может быть использована в различных отраслях, включая нефтегазовую промышленность, химическую промышленность, водо- и газоснабжение, и другие.

Принцип работы:

Конус-композитные муфты обеспечивают герметизацию зазоров между трубопроводом и муфтой путем прижимающего усилия. Это усилие создается при натягивании конусной обечайки на муфту, которая также имеет коническую форму. Прочные характеристики материала муфты и клеящей пасты, используемой при монтаже, обеспечивают полную передачу нагрузки с дефектного участка трубы на муфту. Это позволяет восстановить несущую способность участка до уровня бездефектной трубы и повысить эксплуатационную надежность всего трубопровода. На рисунке 4.22 представлена муфта Конус-Композит с муфтой антисвищ.



Рисунок 4.22 – Муфта Конус-Композит плюс

Ремонт трубопроводов с использованием конусных композитных муфт относится к постоянным и капитальным методам ремонта. Муфты выпускаются в двух вариантах: Конус-Композит и Конус-Композит Плюс.

Свойства:

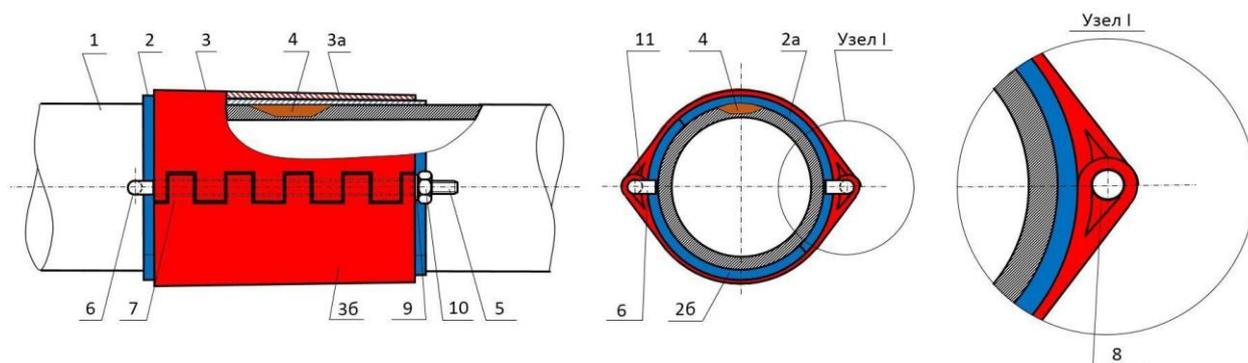
- Муфты Конус-Композит предназначены для ремонта несквозных дефектов стальных трубопроводов различного исполнения, а также для усиления металла на участках с недопустимыми инсталляциями или в зоне кольцевых сварных швов. Они могут использоваться при рабочих давлениях до 10 МПа и температурах от -60°С до +450°С.

- Муфты Конус-Композит Плюс предназначены для ремонта сквозных дефектов и герметизации трубопроводов в околошовных зонах вертикальных сварных стыков. Они могут использоваться для ремонта как металлических, так и неметаллических трубопроводов с максимальным рабочим давлением до 10 МПа.

Ремонт трубопровода с помощью конусных композитных муфт позволяет восстановить несущую способность дефектной секции до уровня бездефектной трубы и обеспечить герметичность отремонтированного участка на всем протяжении оставшегося срока эксплуатации трубопровода.

Техническое описание муфты "Конус-Композит"

Муфта Конус-Композит представляет собой сборную конструкцию (Рисунок 4.23), состоящую из композитной муфты и обечайки. Композитная муфта имеет цилиндрическую внутреннюю поверхность, которая соответствует диаметру трубопровода. Обечайка, выполненная из композиционного материала, имеет внутреннюю поверхность, которая может быть установлена на композитную муфту.



1 – трубопровод; 2 – композитная муфта; 2а, 2б – составные части; 3 – обечайка; 3а, 3б – составные части; 4 – дефект трубопровода; 5, 6 – оси; 7, 8 – петли; 9 – шайба; 10, 11 – гайка;

Рисунок 4.23 - Муфта Конус-Композит, состав муфты

Муфта изготовлена из композиционного материала, который хорошо работает на сжатие и позволяет передавать радиальную нагрузку с дефектного участка на обечайку. Обечайка также выполнена из композиционного материала, но с меньшей растяжимостью и модулем упругости не менее 130 ГПа, что приближается к модулю упругости трубных сталей.

Внешние поверхности композитной муфты и обечайки имеют коническую форму. Композитная муфта состоит из двух составных частей, которые соединяются в процессе монтажа на трубопроводе с дефектом.

Обечайка также состоит из двух составных частей, которые соединяются осью и заканчиваются резьбовой частью с одной стороны и Г-образным фиксатором с другой.

Оси проходят через петли, в которых размещены металлические втулки, чтобы минимизировать зазоры между внутренней поверхностью петель и осями, что предотвращает появление изгибающих напряжений и трещин. Гайки навинчиваются на оси через шайбы и служат для соединения и фиксации двух частей обечайки, а также для затягивания обечайки на муфту и обеспечения тарированного обжатия ремонтной конструкции.

Таким образом, гайка, шайба и ось выполняют две функции: соединение и фиксацию частей обечайки, а также обеспечивают затягивание обечайки на муфту и создание определенного уровня сжатия для ремонтной конструкции.

### **Вывод**

В данной главе внимательно рассматривается процесс ликвидации аварийной ситуации, начиная от изначального сценария разрушения до последующих этапов анализа, обследования и исследования причин аварии на магистральном газопроводе [REDACTED]

Первый раздел описывает общий сценарий развития событий при аварии, включая визуальное обследование, анализ работы газопровода, а также заключение экспертной организации. Это основательный подход к определению причин аварии и пониманию ее влияния на газопровод.

Также были произведены расчеты с помощью программного комплекса "Ansys", в которых была определена глубина трещины, которая привела к аварии. Данная методика с использованием программного комплекса вместе с диагностическим исследованием обеспечит более полный анализ ситуации с обнаруженными дефектами. Возможно определить разрушающие давления для выявленных дефектов. В случае, если дефекты не являются приоритетными для ремонта и регламенты разрешают временное продолжение работы с сниженным давлением, можно вычислить период времени, на который давление может быть временно снижено до выполнения ремонта.

Используя шаблон численного анализа Static Structural, был проведен статический анализ напряженно-деформированного состояния конструкции трубопровода. Результаты этого анализа позволили увидеть неравномерное распределение напряжений на трех участках.

На первых двух участках уровень напряжений оставался ниже предела текучести стали ( $278,19 < [REDACTED]$ ;  $294,34 < [REDACTED]$ ), в то время как на третьем участке он превысил этот предел ( $346,54 < [REDACTED]$ ), что указывает на возможность разрушения газопровода при продолжении эксплуатации.

Значение запаса прочности ( $n$ ) было ниже необходимого значения 1,5 на всех трех участках (1,24; 1,17; 0,995). Это говорит о недостаточной прочности конструкции и возможности нарушения её целостности.

Анализ напряженно-деформированного состояния показывает, что образовавшаяся трещина размерами [REDACTED] в глубину является критической, и стала причиной аварии на магистральном газопроводе [REDACTED], а также оказалась очагом более крупной трещины длиной [REDACTED].

Заключительный раздел главы затрагивает технические решения и технологии, используемые при ремонте трубопроводов. Обсуждаются способы улучшения технологии ремонта, оптимизация земляных работ и использование конусной композитной муфты.

В общем, данная глава выделяет многогранность подходов к ликвидации аварийной ситуации на магистральном газопроводе, подчеркивая значимость комплексного исследования и использования новаторских технических решений.

					Описание и ликвидация аварийной ситуации	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		92

## 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

По итогам расчета по определению глубины трещины в ПК «ANSYS», были разработаны рекомендации по оптимизации аварийно-восстановительных работ, проводившиеся на участке [REDACTED] первой нитки. Одной из этих рекомендаций является короб для газопровода из пенополистирола, с засыпанным сухим торфом внутри.

Данный короб позволит предотвратить возможные последующие аварии на данном участке газопровода.

В данном разделе произведем анализ стоимости прокладки трубопровода совместно с коробом, проведем анализ времени сооружения и материальных затрат.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.1:

Таблица 5.1 - Данные для расчета экономической эффективности короба МГ

Параметр	Данные
Длина заменяемого участка трубопровода с коробом	$L_{кор.} = 0,014$ км
Длина всего заменяемого участка трубопровода	$L_{уч.} = [REDACTED]$ км
Диаметр участка трубопровода	$D = [REDACTED]$ м

Рассчитаем и проанализируем затраты на применение технологии.

Состав затрат в соответствии с выполняемыми работами по прокладке трубопровода с коробом формируется по следующим элементам:

1. Материальные расходы;
2. Затраты на оборудование;
3. Затраты на оплату труда;
4. Выплаты на социальные нужды;
5. Амортизационные отчисления;
6. Прочие расходы.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Разраб.		Местников Ф. М.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В. К.					93	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				Группа 2БМ11		

## 5.1 Расчет затрат на укладку газопровода

### 5.1.1 Расчет времени укладки всего трубопровода совместно с коробом

Определим нормы времени для прокладки всего трубопровода совместно с коробом. Время на проведение мероприятия включает в себя все этапы земляных работ, сварочно-монтажных работ, погрузку-разгрузку, укладку и испытание трубопровода.

Исходя из данных, представленных в главе об описании аварийной ситуации известно, что количество сварных швов равно 10.

Площадь изоляционного покрытия для сварных швов находим по формуле:

$$S_{\text{из}} = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot l_{\text{муфт}} \cdot K, \quad (5.1)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода,  $l_{\text{муфт}}$  – ширина термоусаживающейся ленты, для диаметра            равна 200 мм,  $K$  – количество секций сварных швов, принимаем равным 10.

$$S_{\text{из}} = 3,14 \cdot \text{■} \cdot 0,2 \cdot 3 = 3,32 \text{ м}^2.$$

Согласно [18], рассчитаем время на прокладку всего трубопровода вместе с участком, на котором присутствует короб.

Также во время укладки газопровода используется ковшевой щелерез, который экономит время проведения земляных работ в 1,4 раза за счет разработки меньшего количества грунта.

Мероприятия, выполняемые при замене участка трубопровода, и время на его проведение представлено в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Время на выполнение мероприятий по укладке газопровода с коробом

Виды работ		Общее время, час
Земляные работы	Срезка растительного слоя 2мя бульдозерами	1,91
	Разравнивание и уплотнение грунта	2,75

	Окончательная планировка площадей 2мя бульдозерами	1,65
Монтаж всего трубопровода совместно с участком, на котором установлен короб	Прокладка труб	12,25
	Стыковка труб	3,66
Сварочные работы	Автоматическая сварка в среде углекислого газа	9,7
Изоляционные работы	Изоляция формованными и обжиговыми изделиями	3,8
Испытание трубопроводов		11,08
Итого:		46,8

### 5.1.2 Расчет на материалы

Затраты на приобретение короба из пенополистирола, протяженностью 14 метров приведены в таблице 5.3. Цены на материалы были взяты на сайтах производителей.

Таблица 5.3 – Расчет стоимости короба протяженностью 14 м

Наименование	Кол-во	Стоимость, руб.
Полистиролбетон	0,288 м <sup>2</sup>	1596
Пенополистирол	54 шт	20813
Сухой торф	3,4 т	14960
Итого:		37369

Стоимость секции трубопровода диаметром ██████ составляет ██████ рублей за тонну. Для данного диаметра количество металлоложений составляет 0,09119 т/м. Общее количество металлоложений на участок трубопровода длиной ██████ составит 11,62 тонны.

При расчете затрат на сварку необходимо учитывать расход сварочных электродов. На 1 м шва, методом автоматической дуговой сварки расход электродов составляет 1,054 кг. В одной упаковке сварочных электродов ОК-46 содержится 5300 г.

Рассчитаем необходимое количество упаковок электродов:

$$N_{\text{эл}} = \frac{\text{расход электродов} \cdot \pi \cdot D \cdot K}{\text{массу упаковки}} = \frac{1,054 \cdot 3,14 \cdot \blacksquare \cdot 10}{5,3} = 3 \text{ уп.}$$

Округляем значение до ближайшего большего целого числа.

Общая длина термоусадочной ленты составляет:

$$L_{\text{из}} = \pi \cdot D \cdot K = 3,14 \cdot \blacksquare \cdot 10 = 16,6 \text{ м}$$

$$Z_{\text{м}} = (1 + k_{\text{T}}) \cdot \sum_{i=1}^m \text{Ц}_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (5.2)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;  $N_{\text{расх}i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м,  $\text{м}^2$  и т.д.);  $\text{Ц}_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./  $\text{м}^2$  и т.д.);  $k_{\text{T}}$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_{\text{T}}$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Материалы для работ по укладке газопровода закупаются без каких-либо скидок по рыночной цене.

В таблице 5.4 приведен расчет стоимости материалов на проведение работ по укладке участка газопровода длиной 127,5 м.

Таблица 5.4 – Расчет стоимости материалов

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена, за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Труба, $D = \blacksquare$	тонна	11,62	$\blacksquare$	$\blacksquare$
Электроды сварочные ОК-46	уп.	3	143	429

Термоусаживающие ленты	160 м	16,6 м	9720	161352
Итого:				1126822

### 5.2 Расчет экономического эффекта укладки газопровода совместно с коробом

Расчет экономической эффективности будет зависеть от трех параметров: стоимости короба ( $C_0$ ), годовых эксплуатационных расходов ( $C$ ), в том числе расходы на зарплату работникам и стоимости монтажа. Экономическая эффективность будет рассчитываться относительно выручки ( $D$ ):

$$\mathcal{E} = D - (C_0 + C) = 34949273 - (37369 + 27192965) = 7718939 \text{ руб.}$$

### 5.3 Оценка экономической эффективности укладки газопровода совместно с коробом

Расчет инвестиций при укладке газопровода совместно с коробом представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет инвестиций при укладке газопровода с коробом

Инвестиции, I, тыс. руб.	
Короб из пенополистирола	37,36
Работы по замене газопровода	■
Затраты на материалы (в т. ч. металл трубы)	1126,8
Итого	1423

Ежегодные эксплуатационные затраты сформированы с учетом следующих затрат, представленных в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Виды расходов, формирующих эксплуатационные затраты

Виды затрат	Стоимость, тыс. руб.
Электроэнергия	545,4
Топливо	7,8
Прочие материальные затраты	143,2
ФОТ	851,1
Отчисления от ФОТ (30,2%)	257
Амортизационные отчисления	203,4
Прочие работы и затраты (налог на имущество, затраты на	1031

капитальный ремонт)	
---------------------	--

Выручка формируется в результате производства среднегодовой транспортировки газа и тарифа на транспортировку, а также сокращения времени работ. Показатели экономической эффективности укладки газопровода совместно с коробом представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Показатели экономической эффективности замены газопровода с коробом

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ( $i = 15\%$ ), NPV	млн. руб.	2,8224
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР), IRR	%	61,30%
Срок окупаемости (простой), PP	годы	1,7
Срок окупаемости (дисконтированный), DPP	годы	3,0
Индекс доходности капитальных вложений, PI	доли ед.	1,98

### Вывод

В ходе экономических расчётов было показано, что экономический эффект при работе газопровода с коробом составил 7,7 млн. руб. В данном случае замена участка газопровода с коробом считается эффективным с экономической точки зрения, так как установка окупает себя за 3,0 лет.

## 6. Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [17].

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологической составляющей трудовой деятельности.

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

Район, в котором проходит рассматриваемый магистральный газопровод «Таас-Тумус-Якутск» 1 нитка, имеет экстремальные природные условия. В основном, это наличие низких температур. Больше свое время линейная часть

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В. К.					99	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				Группа 2БМ11		

газопровода имеет взаимодействие с мерзлыми грунтами, в остальное же время со слабонесущими грунтами (оттаивающие, замерзающие, обводненные), что создает нестабильные напряженно-деформированные состояния газопроводов, а это в свою очередь может являться причиной возникновения аварийных ситуаций. Большая часть газопровода проложена в подземном исполнении, и аварии на нем могут быть причиной экологических последствий.

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

### **6.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Компании, занимающиеся транспортировкой природного газа по магистральным газопроводам, несут ответственность за обеспечение своих сотрудников всеми необходимыми материальными и социальными благами в соответствии с "Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ" [35]. Согласно статье "Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда", работники имеют ряд прав, включая обеспечение рабочего места, своевременную оплату, социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, получение достоверной информации об условиях и охране труда, возможность отказаться от выполнения работ в случае опасности для жизни, предоставление средств индивидуальной защиты, возможность обучения за счет работодателя, медицинский осмотр и другие [21].

Газопроводы, которые проходят через многолетнемерзлые грунты, расположены главным образом в северных широтах России. Работники, трудящиеся в условиях Крайнего Севера, имеют дополнительные привилегии в соответствии с законом РФ от 19.02.1993 № 4520–1 "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" [21].

Одной из основных льгот, предоставляемых этой категории работников, является районный коэффициент. В соответствии со статьей 315 Трудового

										Лист
										100
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

кодекса РФ, оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате. Кроме того, районный коэффициент применяется к надбавкам и доплатам к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационным выплатам, связанным с режимом работы и условиями труда. Эти надбавки включают надбавки за классность звания по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и другие факторы [21].

### **6.1.3 Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды**

Трудоустройство по вахтовой системе является наиболее распространенным способом работы на севере. Продолжительность вахты обычно колеблется от одного до трех месяцев, в зависимости от условий труда. Работодатель обеспечивает работников местом проживания, питанием и транспортом до места работы.

Вахтовая работа предполагает рабочий день продолжительностью не более 12 часов и не дольше одного месяца в целом, хотя допускается возможность сверхурочной работы. Сверхурочная работа должна ограничиваться не более чем 4 часами в течение двух последовательных дней и не превышать 120 часов в год. Все отработанные часы регистрируются и полностью учитываются непосредственно руководителем предприятия. Дни, выделенные для полноценного отдыха работников, находящихся на вахте, оплачиваются по базовой тарифной ставке, без учета соответствующего районного коэффициента и процентной надбавки.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а работникам, дееспособным в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней. Кроме того, организации предоставляют своим сотрудникам пособия по государственному социальному страхованию.

											Лист
											101
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность						

## 6.2 Производственная безопасность при разработке проектного решения

### 6.2.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, воздействие которых на работающего в определенных условиях, может привести к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья или смерти [8].

#### Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ необходимо обязательно оградить рабочую зону. Вдоль периметра ограждения и в углах на расстоянии, не превышающем 30 метров друг от друга, а также на местах, где проходят люди, должны быть установлены знаки безопасности согласно [13]. Размеры сигнальных знаков и маркировок должны обеспечивать их видимость на расстоянии не менее 15 метров. Запрещено движение техники, не задействованной в строительномонтажных работах, ближе, чем на 10 метров от края траншеи. Также запрещается размещение механизмов и техники, используемых при строительстве трубопровода, на расстоянии менее 1,5 метра от края траншеи.

Все работники должны быть обеспечены защитными касками во время работы. Погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться только квалифицированными лицами, прошедшими специальное производственное обучение и имеющими соответствующие документы, подтверждающие их квалификацию.

При выполнении работ необходимо быть внимательным и осторожным. Площадки для погрузочно-разгрузочных работ должны быть правильно спланированы и иметь уклон не более 5 градусов. Запрещается проведение работ при скорости ветра, превышающей 15 метров в секунду, а также при наличии гололеда, грозы или тумана, которые могут снизить видимость в рабочей зоне.

										Лист
										102
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила. [24]

При прокладке МГ раскапывается траншея. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты. Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками. Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы несколькими опорами.

Не допускается разработка ремонтного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

Электрический ток

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части технического оборудования и техники. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний

Для предотвращения опасных ситуаций для жизни человека проводятся мероприятия по электробезопасности, которые включают в себя:

- все токоведущие части электрических устройств изолированы;

- по способу защиты человека от поражения электрическим током изделия средств автоматического управления соответствуют классам 1 и 2 и классу 3;
- все потребители электроэнергии имеют заземление;
- все части устройств, находящиеся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала;
- устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется [16]

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

При выполнении сварочных работ с использованием электрической дуги, основными источниками опасности являются различные факторы: пламя дуги, искры от раскаленного металла, неправильно использованные электроды, электрические дуги, короткие замыкания и неисправности в электрооборудовании. В процессе сварки электрическая дуга, искры и брызги металла представляют серьезную опасность для глаз и открытой кожи, так как они могут вызвать ожоги от лучей сварочной дуги. Также существует риск поражения электрическим током при прикосновении к токовыводящим частям электрической цепи, возможность взрыва при сварке вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ, а также опасность получения ожогов от брызг металла при резке и сварке металлических материалов. Кроме того, возможны травмы механического характера при подготовке и монтаже ремонтных конструкций МГ.

Для проведения электросварочных работ допускаются только электросварщики, прошедшие специальную аттестацию и имеющие соответствующие разрешительные документы. Работы, связанные с огнем, газоопасностью и другими повышенными рисками, могут быть выполнены только при оформлении наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги сварщик обязан использовать специальную защитную обувь и одежду, а

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

также закрывать лицо и глаза специальным щитком или маской с фильтром для света. Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [12].

### Пожаровзрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Также источниками пожара может быть воспламенение газовойоздушной смеси. Источники взрыва – сосуды, газопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п.

Некоторые газы и пары в определенной смеси с воздухом взрывоопасны. Повышенной взрывоопасностью отличаются смеси воздуха с ацетиленом, этиленом, бензолом, метаном, окисью углерода, аммиаком, водородом. Взрыв смеси может произойти только при определенных соотношениях горючих газов с воздухом или кислородом, характеризующихся нижним и верхним пределами взрываемости. Опасная зона взрываемости лежит между нижним и верхним пределами. Концентрация газов или паров в воздухе производственных помещений ниже нижнего и выше верхнего предела взрываемости невзрывоопасна, так как при ней не происходит активного горения и взрыва — в первом случае из-за избытка воздуха, а во втором из-за его недостатка. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

										Лист
										105
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

## 6.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

### Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования, при этом шум сохраняется на всем протяжении их работы. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работ связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ. Следовательно, в таблице 6.1 по ГОСТ 30691-2001[14] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта в условиях Крайнего Севера

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока	1. Превышение уровня шума 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2. Обрушение стенок траншеи	СНиП 3.05.05-84 ВСН 51-1-97 СТО Газпром 14-2005 ГОСТ 12.2.062-81
Вскрытие газопровода	3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3. Высокое давление газопровода	СТО Газпром 2-3.5-454-2010
Удаление старой или дефектной изоляции	4. Утечки токсичных и вредных веществ в	4. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 5. Взрывопожароопасность	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ
Отбраковка труб			ГОСТ 12.1.005-88 (с

Производство сварочно-восстановительных работ	атмосферу (загазованность)		изм. №1 от 2000 г.)
Применение сканера-дефектоскопа перед Окончательной очисткой поверхности газопровода;			СНиП 23-05-95 СНиП 21-01-97 ГОСТ 30691-2001
Нанесение грунтовки, нанесение нового			
Изоляционного покрытия			
Укладка газопровода,			
Засыпка отремонтированного газопровода			
Восстановление средств ЭХЗ и знаков закрепления трассы			
Техническая рекультивация плодородного слоя почвы			

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.). Классификации уровней шума представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте [10]

Категория работ по тяжести труда	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень напряженности	2 степень напряженности
Легкая и средняя	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

### Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно воз-растают потери тепла конвекцией и испарением.

При воздействии холода изменения возникают не только непосредственно в области, воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д. Другим примером рефлекторной реакции является спазм сосудов почек при охлаждении организма. Длительное охлаждение ведет к расстройствам кровообращения, снижению иммунитета.

При сильном воздействии холода может происходить общее переохлаждение организма.

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года (до -50оС зимой). Организм человека реагирует на понижение температуры выбросом стрессовых гормонов (адреналина и норадреналина). Эти гормоны способствуют сужению сосудов кожи и слизистой оболочки. Такие изменения плохо сказываются на нашем самочувствии, особенно страдают люди с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Именно им в холодную пору обязательно надо постоянно иметь под рукой, приписанные врачами препараты. Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре - 400°С и ниже и скорости ветра 6 м/с и более.

										Лист
										108
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

### Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Техника, оборудование, материалы для строительства и различные химические вещества могут стать источниками опасных выбросов токсичных и вредных веществ в атмосферу. Воздействие этих утечек на человека прежде всего сказывается на дыхательной системе, а также оказывает влияние на множество других органов и систем организма. Например, строительная химия часто содержит углеводороды, пары которых представляют серьезную угрозу для здоровья и должны избегаться контакта с кожей. Составные части, такие как смола и герметик, а также испарения растворителей и природного газа, обладают токсичными свойствами и могут вызывать раздражение слизистых оболочек, кожи лица и рук, а также приводить к кашлю, головокружению, а в некоторых случаях - к аллергическим реакциям и ожогам на коже. При работе с химическими материалами необходимо принимать меры защиты органов дыхания и слизистых оболочек, включая использование резиновых перчаток, защитных очков и, по возможности, респираторов.

### Недостаточная освещённость рабочей зоны

Работы по эксплуатации МГ проводятся непосредственно в трассовых условиях и при аварийных ситуациях ремонт ведется в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены: [11]

- при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна составлять 10 лк;
- при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов 50 лк;
- при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. 10 лк;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					109

- в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ 2 лк;
- при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры 50 лк;
- подходы к рабочим местам 5 лк.

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. [8]

Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса

Источниками формирования данного вредного фактора могут быть: [8]

- величина внешней механической работы, выполняемой за смену;
- масса поднимаемого и перемещаемого вручную груза;
- количество стереотипных рабочих движений в смену;
- величина суммарного усилия, прилагаемого за смену для удержания груза;
- удобство рабочей позы;
- количество вынужденных наклонов в смену и километров, которые вынужден проходить человек при выполнении работы.

В связи с большим количеством выполняемых механических работ выполняемой за смену, строительство подводного перехода сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний. Тяжесть и напряженность физического труда нормируется согласно [30].

Проводимые мероприятия по улучшению условий труда [30]:

- внедрение профилактических мероприятий, способствующих

- снижению монотонности работы;
- разработка рациональных режимов труда и отдыха;
- механизация и автоматизация производственных процессов.

### **6.3. Экологическая безопасность**

Строительство и эксплуатация магистральных газопроводов должны строго соблюдать требования руководящих документов и законов, особенно в отношении охраны окружающей среды и сохранения устойчивого экологического равновесия. При выполнении работ по строительству и ремонту магистральных газопроводов неизбежно возникают выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

– При строительстве магистральных газопроводов источниками загрязнения атмосферы являются:

- Выхлопные газы от строительных машин, механизмов и автотранспорта;
- Дым, образующийся от сжигания остатков строительных материалов;
- Аэрозоли, образующиеся при сварочных работах на трубосварочных установках и при ручной сварке;
- Испарения и выбросы, связанные с изоляционными работами;
- Операции по опорожнению участка газопровода.

Необходимо принимать меры для минимизации этих выбросов и обеспечения соблюдения экологических требований при строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов.

#### Воздействие на селитебную зону

Стравливание газа с участка магистрального газопровода, подлежащего полной замене, а также непреднамеренный разлив метанола и нарушение плодородного слоя почвы напрямую связаны с экологической безопасностью. Основные вредные и опасные воздействия при проведении работ на МГ приведены в таблице 6.3.

						Лист
					Социальная ответственность	111
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

В большинстве случаев с небольших участков МГ, подлежащих капитальному ремонту, а далее вырезки экономически невыгодно применять современное технологическое оборудование для перекачки газа в специальные емкости, предназначенные для временного хранения газа.

Поэтому природный газ, на 98% состоящий из метана, напрямую стравливается в атмосферу.

Многие знают, что усилению парникового эффекта способствует газ метан, так как он интенсивно рассеивает и удерживает тепло, излучаемое нагретой солнцем Землей в инфракрасной области спектра на длине волны 7,6 мкм. Метан находится на втором месте, уступая углекислому газу, при этом его роль в создании парникового эффекта составляет примерно 30% от общего эффекта CO<sub>2</sub>. При повышении концентрации метана в атмосфере он изменяет ее нормально-текущие химические процессы, что приводит к нарушению экоситуации на планете.

Таблица 6.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении капитального ремонта МГ в условиях Крайнего Севера

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
	Загрязнение почвы метанолом, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв

	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, метанолом, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора

### Воздействие на атмосферу

При проведении ремонта и технологического обслуживания газопроводов в атмосферу попадают пары углеводородов. Согласно, вредным (загрязняющим) веществом является - химическое или биологическое вещество либо смесь таких веществ, которые содержатся в атмосферном воздухе и которые в определенных концентрациях оказывают вредное воздействие на здоровье человека и окружающую среду.

В качестве меры, ограничивающей содержание загрязняющих веществ в окружающей природной среде, принята предельно допустимая концентрация (далее ПДК). ПДК – концентрация, при воздействии которой на организм человека периодически или в течение всей жизни, прямо или опосредованно не возникает заболеваний или изменений состояния здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований сразу или в отдаленные сроки жизни. В таблице 6.4 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти и газа, а также паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны.

Таблица 6.4 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Метан	300	4
Нефть	300	4
Метанол	5	3
Ацетон	200	4
Метилмеркаптан	0,8	2
Окись углерода	20	4
Сероводород	10	2

Воздействие на литосферу

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет ММГ, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втроекратно: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки. Для предотвращения воздействия на литосферу, используют технологические решения:

- Использование тепловой изоляции;
- Применение конструктивных решений свайных опор;
- Применение сезонных охлаждающих устройств;
- Сезонную откачку воды и подсыпку, растеплённого грунта.

Воздействие на гидросферу

Негативным воздействием на гидросферу считается загрязнение сточными водами и мусором. Для восстановления существовавшей до начала

выполнения строительства и проведения 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.

Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов

Перед проведением ремонтных работ, необходимо определить объем газа, который будет использован для спуска газа из трубопроводов, продувки систем для удаления жидкости и примесей, а также для продувки коллекторов, газо-, конденсато- и нефтепроводов в период после гидроиспытаний и при ликвидации гидратообразования. Расчет этих объемов выполняется в соответствии с [25].

Для проведения ремонта на линейном участке магистрального газопровода (МГ), необходимо закрыть ближайшие линейные краны, которые находятся на расстоянии [REDACTED] друг от друга. Таким образом, у нас есть участок длиной [REDACTED], на котором необходимо осуществить сброс давления газа до 500 Па. Температура транспортируемого газа составляет 283 К. Рабочее давление на этом участке составляет [REDACTED] МПа. Газопровод имеет диаметр [REDACTED] мм и толщину стенки [REDACTED] мм

Объем газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода  $V_c, \text{ м}^3$ , вычисляют по формуле:

$$V_c = 0,995 \cdot V_{\text{геом.}} \cdot \left( \frac{P_{\text{н.ср}}}{Z_{\text{н}}} - \frac{P_{\text{к.ср}}}{Z_{\text{к}}} \right) \quad (6.1)$$

												Лист
												115
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность							

где:  $V_{\text{геом.}}$  - геометрический объем опорожняемого участка трубопровода, м<sup>3</sup>;

$P_{\text{н.ср}}, P_{\text{к.ср}}$  - соответственно среднее абсолютное давление газа перед началом работы и после опорожнения участка, МПа;

$Z_{\text{н}}, Z_{\text{к}}$  - соответственно коэффициент сжимаемости газа перед началом работы и после опорожнения участка;

Коэффициент сжимаемости газа  $Z$  вычисляют по формуле:

$$Z = 1 - 0,0907 \cdot P_{\text{ср}} \cdot \left(\frac{T_{\text{ср}}}{200}\right)^{-3,668} \quad (6.2)$$

где:  $P_{\text{ср}}, T_{\text{ср}}$  - соответственно средние давление и температура газа, МПа и К.

Подставив исходные значения в формулу (6.2), получим  $Z_{\text{н}} = 0,99, Z_{\text{к}} = 0,90$ .

Геометрический объем опорожняемого участка газопровода вычисляется по формуле

$$V_{\text{геом.}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L}{4} \quad (6.3)$$

Тогда получим:

$$V_{\text{геом.}} = \frac{3,14 \cdot (\blacksquare - 2 \cdot \blacksquare)^2}{4} \cdot 19000 = 3971,2 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем газа, выделившегося в атмосферу при стравливании участка газопровода:

$$V_{\text{с}} = 0,995 \cdot 3971,2 \cdot \left(\frac{\blacksquare}{0,90} - \frac{0,0004}{0,99}\right) = 18042,87 \text{ м}^3$$

Таким образом при стравливании участка газопровода с диаметром  $\blacksquare$ , рабочим давлением  $\blacksquare$  МПа и протяженностью  $\blacksquare$  в атмосферу будет выброшено 18042,87 м<sup>3</sup> природного газа.

#### 6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возникновение чрезвычайной ситуации описывает критическую обстановку, которая возникает на определенной территории или в акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного

									Лист
									116
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

бедствия или другого непредвиденного происшествия. Эти события могут иметь тяжелые последствия, включая потери человеческих жизней, ущерб для здоровья людей и окружающей природной среды, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

#### Возможные ЧС

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например: паводковые наводнения, лесные пожары, по причинам техногенного характера.

Стихийные бедствия на территории объекта исследования могут проявляться в виде паводковых наводнений, лесных пожаров. Из-за паводковых наводнений может произойти всплытие газопровода при его недостаточном заглублении. Всплытие сопровождается изгибными деформациями газопровода, которые влияют на напряженно-деформированное состояние стенки трубы. При образовании напряжений выше предела текучести металла трубы образуются остаточные деформации, превышение предела прочности приводит к разрыву газопровода. Подземные газопроводы менее подвержены негативному влиянию лесных пожаров.

#### Наиболее типичная ЧС

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных, огневых работ на линейной части МГ. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера. С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды рабочего пространства, при этом содержание газов не должно превышать ПДК по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

										Лист
										117
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т. п.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

При строительстве и производстве технологического обслуживания на магистральных газопроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. 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 газопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [11]

### **Вывод**

В данном разделе мы глубоко исследовали вопросы, касающиеся безопасности труда и воздействия на здоровье наших сотрудников во время строительства и эксплуатации магистрального газопровода. Мы также обратили внимание на вопросы, связанные с экологической безопасностью, и представили ряд мер и рекомендаций по предотвращению возникновения чрезвычайных ситуаций во время работ на линейной части газопровода. Кроме того, мы провели расчеты объемов выброса природного газа при стравливании участка магистрального газопровода.

## Заключение

В данной работе была поставлена цель разработки рекомендаций по организации ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера, с учетом климатических особенностей и специфики эксплуатации газового оборудования в условиях многолетнемерзлых грунтов.

В ходе данной работы были выполнены следующие задачи:

1. Исследованы особенности методов ремонта магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Было определено, что при строительстве дорог, разработке траншей, засыпке и заглублении газопровода важно учитывать такие особенности, как сезонные ограничения, воздействие строительства дорог на многолетнемерзлые грунты, тепловой режим, а также вспучивание грунта и т. д.

2. Определены основные виды дефектов магистральных газопроводов. Наиболее распространенными видами дефектов на Крайнем Севере являются коррозионные язвы, вмятины, деформации газопроводов при пучении грунта и так далее.

3. Описан процесс организации ремонта газопровода и особенности его проведения в условиях многолетнемерзлых грунтов.

4. Проанализирована характеристика района исследования с точки зрения физико-географических и климатических условий.

5. Были проведены расчеты на толщину стенок труб, в ходе которых было определено, что расчетная толщина стенок труб составила █ мм. Также газопровод █ прошел проверку на прочность, соответствуя условию  $(|\sigma_{пр.Н}| = |-43,54| \text{ МПа} \leq \psi_2 \cdot R_1 = 63,81 \text{ МПа})$ , где значение продольного осевого значения ниже произведения коэффициента, который учитывает двухосное напряженное состояние трубопровода и расчетного сопротивления участка газопровода.

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никутьчиков В. К.					119	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.						

Проверка на общую устойчивость при пластической и упругой связи с грунтом также показала положительные результаты:

- $S = 0,143 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 2,73 \text{ МН}$
- $S = 0,143 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^2 = 53,83 \text{ МН}$  соответственно.

Это подтверждает устойчивость газопровода к нагрузкам.

6. Изучен сценарий развития аварийной ситуации, которая произошла на магистральном газопроводе [REDACTED], а также последовательность ее устранения. Далее, с помощью программного комплекса «ANSYS» был проведен статический анализ напряженно-деформированного состояния газопровода с целью определения глубины трещины и максимально допустимого давления при данном дефекте. Было определено, что на первых двух участках при значениях глубин трещин 3,5 и 4,0 мм уровень напряжений оставался ниже предела текучести стали ( $278,19 < [REDACTED]$ ;  $294,34 < [REDACTED]$ ), в то время как на третьем участке при глубине трещины 4,5 мм уровень напряжений равен пределу текучести стали ( $346,54 < [REDACTED]$ ), что указывает на то, что данная глубина трещины оказалась критической для трубопровода, и в последствии данная трещина развилась до [REDACTED] в длину. Также значение запаса прочности ( $n$ ) было ниже необходимого значения 1,5 на всех трех участках (1,24; 1,17; 0,995). Это говорит о недостаточной прочности конструкции и возможности нарушения её целостности. Однако, при давлении на внутренние стенки трубопровода около 1,5 Мпа, возможна эксплуатация газопровода.

Данная методика с использованием программного комплекса вместе с диагностическим исследованием обеспечит более полный анализ ситуации с обнаруженными дефектами. Возможно определить разрушающие давления для выявленных дефектов. В случае, если дефекты не являются приоритетными для ремонта и регламенты разрешают временное продолжение работы с сниженным давлением, можно вычислить период времени, на который давление может быть временно снижено до выполнения ремонта.

					Заключение	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Было определено, что причинами аварии являлись коррозионные язвы, которые привели к развитию трещины, а также деформация газопровода в результате пучения грунта.

7. Также в результате исследований напряженно-деформированного состояния, описания и определения причин аварии были разработаны рекомендации по повышению надежности участка газопровода и оптимизации ремонтных работ. Для предотвращения образования коррозионных язв и предупреждения деформации газопровода вследствие пучения грунтов был предложен метод стабилизации пространственного положения газопровода. Путем изоляции пенополистиролом и сухим торфом, трубопровод будет компенсировать деформации путем свободного передвижения, также тепло от трубопровода будет сохраняться в пределах конструкции и не будет доходить до стенок траншеи. Конструкция имеет гидроизоляцию, а также герметична, что препятствует распространению коррозии. За счет всех описанных факторов повышается надежность данного трубопровода.

Далее для сокращения времени ремонтных работ и снижению оттаивания мерзлых грунтов был предложен метод щелевого рытья траншеи. За счет своеобразной конструкции щелерезной техники и снежно-ледовому покрытию достигается эффект сокращения времени путем меньшей обработки грунта. Этот фактор определяет темп ремонтных работ, а также оказывает наименьшее влияние на оттаивание грунта.

8. Также был определен экономический эффект от прокладки дефектного участка газопровода совместно с коробом. В ходе экономических расчётов было показано, что экономический эффект при работе газопровода с коробом составил 7,7 млн. руб. В данном случае замена участка газопровода с коробом считается эффективным с экономической точки зрения, так как установка окупает себя за 3,0 лет.

В ходе проведенной работы были разработаны рекомендации по оптимизации ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях

					Заключение	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Крайнего Севера. Также были разработаны рекомендации по повышению надежности газопровода. Все поставленные цели и задачи были достигнуты.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		122

## Список литературных источников

1. Аликов С. А., Кожаева К. В. «Совершенствование технологий строительства подземных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов» / Матер. IX Межд. молод. науч. конф. «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса». Уфа: РИЦ БашГУ, 2019. 11-12 с.;
2. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов». Сварка, ВНИИСТСНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы: Дата введения 1986-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001207> (дата обращения: 19.04.2023). – Текст: электронный;
3. ВСН 007-88 Миннефтегазстрой «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка»;
4. ВСН 012-88 «Контроль качества строительно-монтажных работ». М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 65 с.;
5. ВСН 013-88 Миннефтегазстрой «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;
6. ВСН 51-1-80 «Руководство по осуществлению строительных операций в защитных зонах главных трубопроводов Министерства газовой промышленности»;
7. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при ремонте магистральных газопроводов»;
8. ГОСТ 12.0.002–2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения. – Введ. 01.06.2016. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200125989> (дата обращения 03.06.2023). – Текст: электронный;

					Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Местников Ф. М.			Список литературных источников	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В. К.					123	141
Консулт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.						

9. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация – Введ. 01.03.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 02.06.2023). – Текст: электронный;

10. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

11. ГОСТ 12.1.046–2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 01.07.2015. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200114236> (дата обращения 02.06.2023). – Текст: электронный;

12. ГОСТ 12.4.011–89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 01.07.1990. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения 04.06.2023). – Текст: электронный;

13. ГОСТ 12.4.026–2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. Введ. – 01.03.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136061> (дата обращения 04.06.2022). – Текст: электронный;

14. ГОСТ 30691-2001 «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик»;

15. ГОСТ 7512. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод. - М.: Изд-во стандартов;

16. ГОСТ Р 12.1.019–2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 01.01.2019. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный;

					Список литературных источников	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

17. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.;

18. ЕниР «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы»;

19. К.В. Кожаева, С.А. Аликов, Э.А. Акчурина «Обеспечение стабилизации проектного положения подземных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов» / 78 с.;

20. М.В. Лисанов и др. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта// Безопасность труда в промышленности. 2010. №7. 16-22 с.;

21. О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях: Закон РФ от 19.02.1993 № 4520–1. – Собрание законодательства, 1993. – 8–11 с.;

22. ОСТ 153-39.3-051-2003. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Основные положения. Газораспределительные сети и газовое оборудование зданий. Резервуарные и баллонные установки. Ост 153-39.3-051-2003" (утв. Приказом минэнерго РФ от 27.06.2003 № 259);

23. По России на слоне. Научно-популярный журнал «Машины и механизмы». №5 (68) май 2011;

24. Приказ Минтруда РФ от 16.11.2020 №782н «Об утверждении правил по охране труда при работе на высоте»;

25. РД 153–39.0–111. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий. – Введ. 01.01.2002. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200038759> (дата обращения 06.06.2022). – текст: электронный;

										Лист
										125
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Список литературных источников					

26. РД 51-108-86 «Инструкция по технологии сварки и резки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах»;

27. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы: Дата введения 1986-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001207> (дата обращения: 19.04.2023). – Текст: электронный.

28. СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. - М.: ГУП ЦПП Госстроя России, 1998. – 51 с.;

29. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром»;

30. СанПиН 1.2.3685–21. «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». – Введ. 28.01.2021. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115?marker=6560Ю> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный;

31. СНИП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989. - 128 с.;

32. Способ ведения земляных работ и рекультивационных работ при сооружении трубопроводов на строительной полосе с растительным покровом». Патент РФ на изобретение № 2039313. (Авторы: Виленская Н.Т., Красулин И.Д., Ларин С.И., Арчегова И.Б., Амелин А.В.);

33. Степанчук Ю. М. Математическая модель расчета частот собственных колебаний линейной части магистрального газопровода при капитальном ремонте // Известия вузов. Машиностроение. 2008. №11. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/matematicheskaya-model-rascheta-chastot-sobstvennyh-kolebaniy-lineynoy-chasti-magistralnogo-gazoprovoda-pri-kapitalnom-remonte> (дата обращения: 17.06.2023);

34. Сыромятникова А.С. Эксплуатационная деградация металла магистральных газопроводов Севера. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2017. - 92 с.;

										Лист
										126
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Список литературных источников					

35. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ.  
– Собрание законодательства, 2001. – 18–21 с.;

36. Патент № 2520778. Способ ремонта трубопровода путем  
установки композитной муфты.

37. Магистральные трубопроводы. Свод правил. СП 36.13330.2012. -  
М.: Проспект, 2016. - 50 с.

					Список литературных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		127

## Приложение А

### Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Местников Федор Мичилович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.филол.н.	

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Организация ремонтных работ магистральных газопроводов в условиях низких температур Крайнего Севера			
Разраб.		Местников Ф. М.			Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В. К.					128	141
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.						

## Introduction

After years of operating gas pipelines in the northern regions, it has become evident that the thermal interaction between the pipelines and frozen soils frequently results in an imbalance within the “frozen ground - gas pipeline” system. This imbalance often leads to the displacement (deformations) of gas pipelines from their intended positions and, in some cases, even to emergencies. Normally undisturbed, frozen soils possess exceptional load-bearing capacity and strength characteristics. However, the warming of these soils causes a significant reduction in their ability to bear loads.

The prediction of soil settlement and the stress-strain conditions of pipelines during both construction and operation in permafrost play a vital role in ensuring the reliability and safety of gas transmission network facilities. Consequently, performing calculations to assess the thermal behavior of permafrost becomes an imperative and challenging task.

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		129

## Anticipating the Strain State of Arctic Pipelines

Within collaborative research, teams from “J P Kenny” and “Total” tackled the challenge of forecasting deformation conditions of subterranean gas pipelines situated in permafrost environments [1]. Their goal was to create predictive models of frost-related upward soil movement and the resulting impact on the pipeline tension-compression condition [1].

To address the problem, the research teams suggested the creation of three distinctive computational models. Firstly, a geothermal model designed specifically to imitate heat conduction processes within the soil. Secondly, a frost heave model, aiming to represent a combination of heat conduction and soil movement. Finally, an interaction model between the soil and the pipeline, designed to compute the tension-compression condition of the pipeline during soil movement. Finite Elements (FE) was used as the problem-solving technique for these numerical models.

The core of the method is based on approximating the subject under study with a suitable model. This model comprises elements with a limited amount of freedom of movement. These elements are connected solely at nodal points where hypothetical forces, equal to surface stresses dispersed along the perimeters of the elements, are exerted.

Subsequent to the geothermal analysis, charts illustrating the evolution of the melting front isoline changes were drafted (Fig. A.1). Initial parameters include a pipe depth of 0.8 m, external temperature of  $+16^{\circ}\text{C}$ , and pipe temperature of  $-25^{\circ}\text{C}$ .

The graph shows that the volume of frost-induced soil upheaval impacting the pipe is likely to reduce with time, but its intensity and velocity are reliant on the pipeline temperature. As an instance, a pipeline with a temperature of negative  $10^{\circ}\text{C}$  or lower will undergo this process more rapidly than warmer pipelines.

Through their research, the teams generated a diagrammatic matrix (Fig. A.2 and A.3), comprising three sets of data: surface temperature, pipe temperature, and the extent of frost heave. Figure A.2 presents data for a pipe situated at a depth of

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		130

0.8 m, while Figure A.3 provides data for a pipe located at a depth of 2.5 m. The frost heave amount was calculated over a period of 6 months.

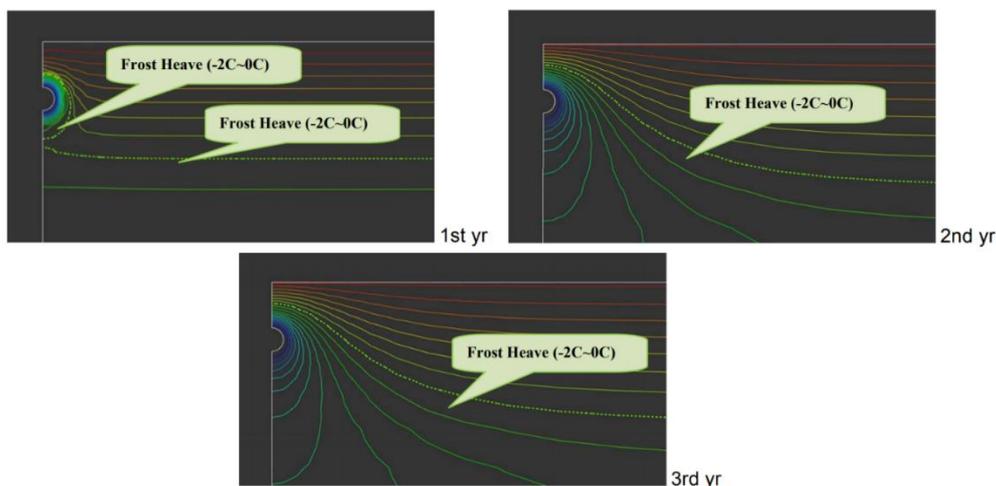


Figure A.1 - Graphs of isolines of the thawing front evolution

Let us consider a scenario involving a buried pipeline with a depth of 0.8 m (Figure A.2). Under positive surface temperatures, a single freezing front around the pipe is observed. Interestingly, the colder the pipe, the more pronounced the pipe displacement caused by frost heaving. The authors attribute this phenomenon to the relationship between soil temperature, temperature gradient, and the rate of temperature change. Over time, the freezing front moves farther away from the colder pipe, resulting in a larger soil volume exposed to the forces of frost heaving. Consequently, the displacement of the pipe becomes more substantial [1].

When the surface temperature drops to  $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ , two frost fronts are formed, and the process unfolds in reverse order. The authors of the study explain this occurrence by the rapid freezing induced by the presence of two freezing fronts.

In the case of a burial depth of 2.5 m, Figure 3 illustrates the magnitudes of pipeline upheaval. It becomes apparent that the extent of frost heaving significantly diminishes when compared to the 0.8 m burial depth scenario. The primary reason behind this reduction is the increased distance from the underlying permafrost layer.

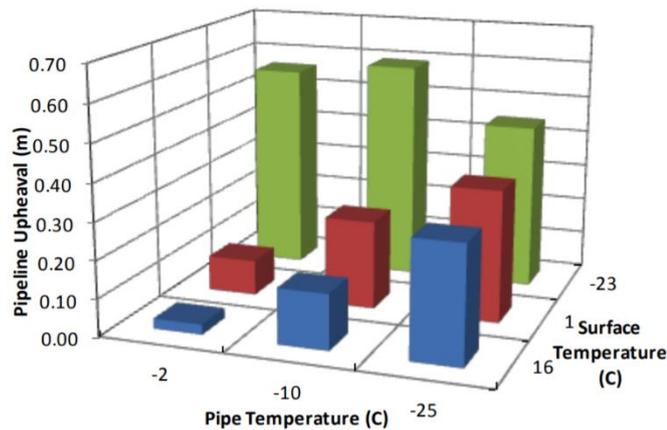


Figure A.2 - The magnitude of pipeline upheaval during in 6 months for 0.8 m burial depth

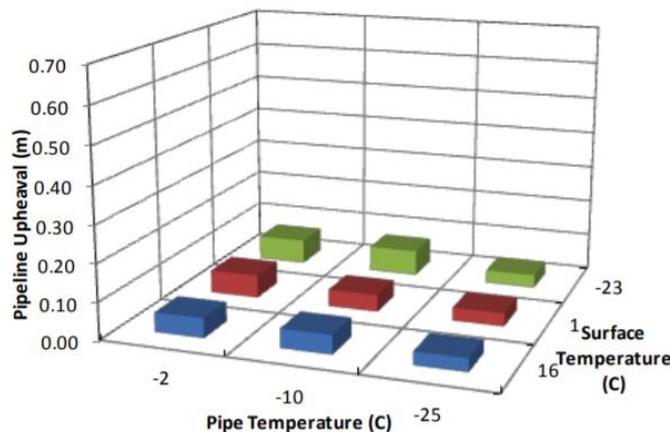


Figure A.3 - The magnitude of pipeline upheaval during in 6 months for 2.5 m burial depth

Deep burial emerges as an effective approach to mitigate pipe frost heave. However, this solution requires higher pipeline installation expenses accompanied by substantial deformations of the pipe itself. These deformations result from the increased stiffness of equivalent soil springs.

The authors present this paper as an exemplary demonstration of utilizing numerical methods to design complex pipelines in Arctic environments. Their work highlights the dependence of frost heaving magnitude on pipeline temperature, burial depth, and surface temperature. Moreover, it sheds light on the evolving nature of the soil freezing front around the pipeline over time. This valuable insight enables further exploration of diverse pipeline design options within permafrost conditions.

## Investigation of Pipeline Stress-Strain State in Permafrost Conditions

In the study [2], conducted by A.A. Tarasenko and P.V. Chepur from Tyumen Industrial University, along with M.N. Redutinsky from “Gipromg-Ecom” and A.A. Gruchnekova from Surgut Oil and Gas Institute, the focus was on understanding the relationship between stress-strain state, soil subsidence, and the size of the subsidence zone for eight types of pipes with varying diameters and wall thicknesses.

The authors emphasized the criticality of areas where high-bearing-capacity soils transition to low-bearing-capacity thawed soils, as these pose significant risks to underground pipelines in permafrost conditions. Their objective was to examine changes in the stress-strain state of the pipeline in these areas, aiming to determine the maximum deflection values for pipelines of different sizes within specific subsidence zone ranges.

To address this problem, the authors employed numerical simulation as their chosen method. The finite element model was implemented using the ANSYS software package. The authors verified their model using the design model of a single-span uncompensated beam transition, as described by A.B. Einbinder and A.G. Kamerstein. The soil properties were represented using the coefficient of subgrade reaction, following the simplified Winkler hypothesis. A total of 96 calculations were performed for various scenarios.

The authors derived dependencies between the stress-strain state and the magnitude of soil subsidence, as depicted in Figures A.4 and A.5. They observed that in cases of uneven soil subsidence, ultimate stresses occur in the pipeline walls before reaching the maximum subsidence value. Pipes with a strength class of K56 were chosen for the analysis. The bending stiffness of the pipeline increased with an increase in outer diameter, leading to limiting stresses in the pipe body at larger subsidence zone values.

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		133

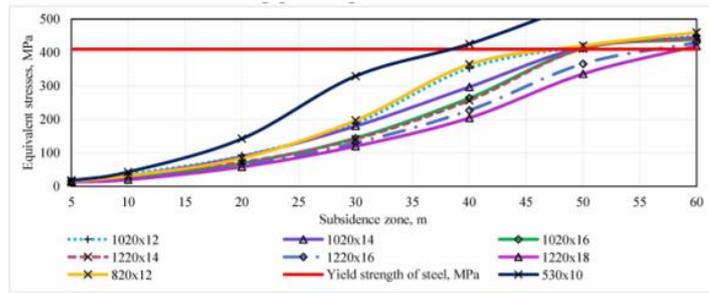


Figure A.4 – Dependences of the equivalent stresses in the pipe material on the subsidence zone

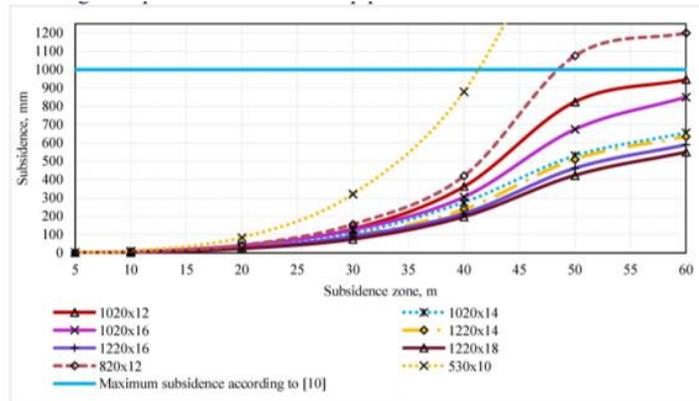


Figure A.5 – Dependences of the pipeline sag on the subsidence zone sizes

Furthermore, the authors identified the locations of maximum stress values on the pipe wall.

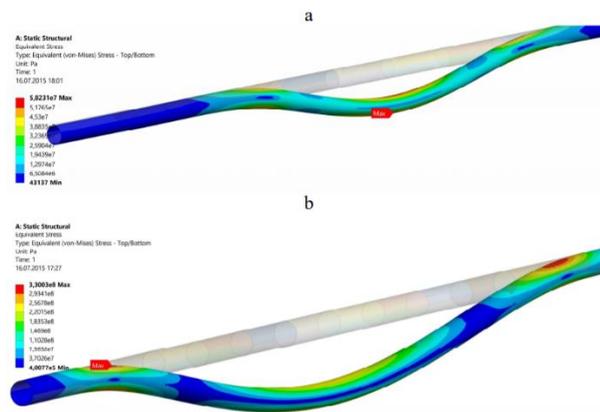


Figure A.6 - Distribution of equivalent stresses of the pipeline shell:  $D = 1220$  mm,  $\delta = 18$ mm, subsidence zone for a)  $L = 20$  m and b)  $L = 50$  m

They discovered that when subsidence exceeds 20 meters, the maximum stress values occur in the upper part of the pipeline. Conversely, if the subsidence zone is less than 20 m, the maximum stresses concentrate in the middle of the lower generatrix of the pipeline.

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

Based on their findings, the authors concluded that the subsidence value should not be solely relied upon as a criterion for safe pipeline operation, as limiting stresses arise before reaching the maximum subsidence value. They proposed artificially limiting the potential subsidence area by replacing thawed soils with soils possessing high bearing capacity and favorable physical-mechanical parameters.

### **The Analysis of Main Pipeline Accidents in the Far North (2000-2010)**

In their research [3], N.V. Chukhareva and T.V. Tikhonova from National Research Tomsk Polytechnic University, along with S.A. Mironov from “Sakhatransneftegaz” in the Republic of Sakha (Yakutia), examined the causes of accidents during the operation of main pipelines in the Far North between 2000 and 2010. The focus was on the “SVGKM - Mastakh - Berge – Yakutsk” gas pipeline, a two-line design spanning 2174 km and operating since 1970. This gas transmission system faces the challenge of operating in harsh climatic conditions. The authors proposed a classification of emergencies based on a literature review and analyzed the causes of accidents during the specified time frame.

The authors aimed to classify the factors contributing to pipeline accidents and damages, focusing on identifying the most significant causes. By analyzing statistical data on gas pipeline failures at “Sakhatransneftegaz”, they determined the percentage distribution of accident causes over the 2000-2010 period (Fig. A.7).

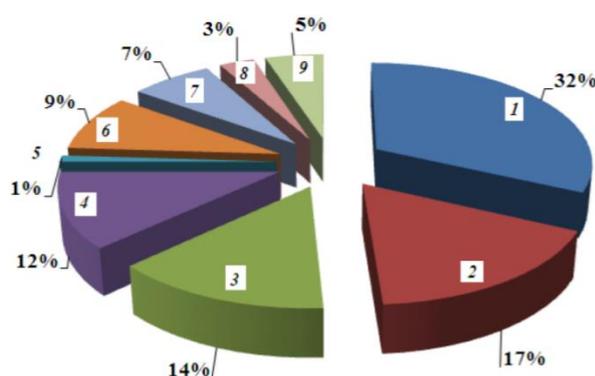


Figure A.7 - Causes of accidents on the SVGKM-Mastakh-Berge-Yakutsk gas pipeline for the period 2000-2010: [3]

1 – Construction and installation works; 2 - pipes damage due to excavation (by machines); 3 - physical deterioration of materials and structures; 4 - corrosion; 5 – corrosion due to stray currents; 6 – pipe metal defects from factory; 7 – natural

phenomena; 8 - destruction of the pipeline due to geocryological processes; 9 - violation of operational requirements and staff errors

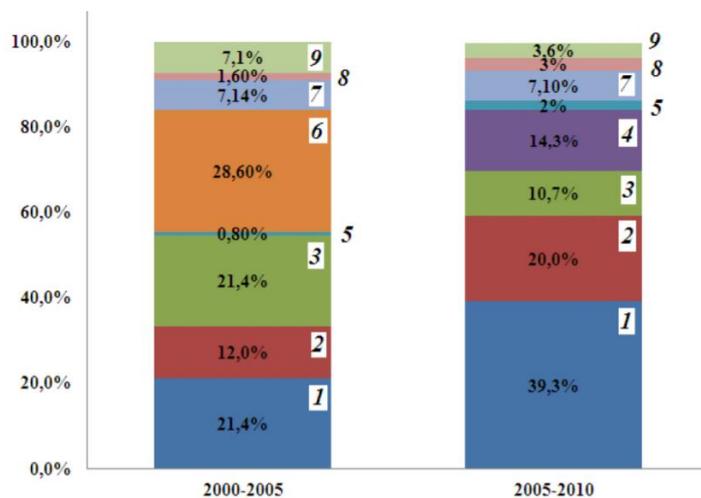


Figure A.8 - Change in the percentage of the causes of emergencies in the periods from 2000 - 2005 and 2005 - 2010: [3]

1 – Construction and installation works; 2 - pipes damage due to excavation (by machines); 3 - physical deterioration of materials and structures; 4 - corrosion; 5 – corrosion due to stray currents; 6 – pipe metal defects from factory; 7 – natural phenomena; 8 - destruction of the pipeline due to geocryological processes; 9 - violation of operational requirements and staff errors

It was found that a major proportion of emergencies on the main gas pipeline resulted from non-compliance with design specifications. Violations in welding technology during construction or repairs were prominent examples. Additionally, inadequate quality control by technical supervision was noted. Conversely, operational requirement violations and errors by service personnel accounted for the smallest share of emergencies, indicating a well-organized production system and effective personnel training within the company.

Based on the statistical data obtained, the authors developed a comprehensive approach to reduce the frequency of emergencies and minimize their consequences on the main gas pipeline. This study serves as a valuable resource for pipeline transport enterprises operating in the Far North, highlighting priority issues related to the causality of emergencies. The findings can be used to inform the design of new pipelines in the region, taking into account the identified causes of accidents.

## Impact of Ice on Heat-Moisture Regime of Gas Pipeline Soil Foundation

The article [4] by Permyakov P.P. and Popov G.G. from the Institute of Physical and Technical Problems of the North SB RAS, along with Vinokurova T.A. from the Institute of Permafrost at P.I Melnikov SB RAS, focuses on the thermal interaction between a gas pipeline and frozen ground. The study explores geocryological processes such as soil swelling, thermokarst, and ice formation (Fig. A.9), along with the conditions that activate these processes.

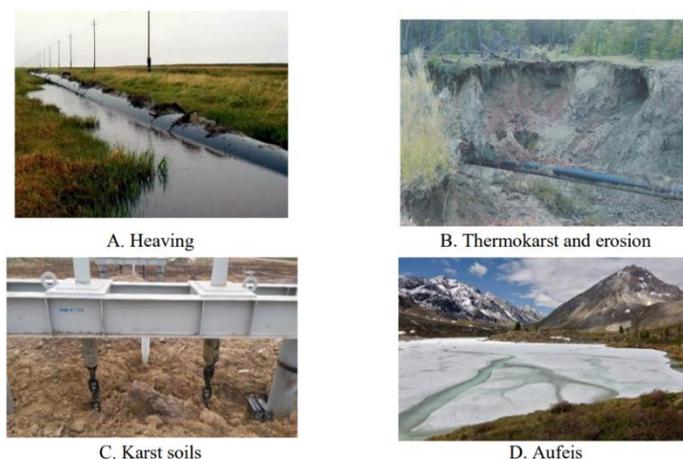


Figure A.9 – Geocryological processes

The authors presented a mathematical model for heat and moisture transfer, taking into account the real freezing-thawing process of soil pore solution. They conducted a numerical experiment to restore the heat flow of an ice valley by solving boundary value inverse problems of heat conduction. The input data included characteristics of the “Power of Siberia” gas pipeline and climatic conditions in Central Yakutia.

$$c \frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) - c_{\epsilon} \left( V_x \frac{\partial T}{\partial x} + V_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) + L \frac{\partial W_{\lambda}}{\partial \tau}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \theta_{\epsilon}}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial x} \left( k_{\phi} \frac{\partial H}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( k_{\phi} \frac{\partial H}{\partial y} \right) - \frac{\partial \theta_{\lambda}}{\partial \tau}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial W_{\epsilon}}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial x} \left( k \frac{\partial W_{\epsilon}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( k \frac{\partial W_{\epsilon}}{\partial y} \right) - \frac{\partial k_{\phi}}{\partial y} - \frac{\partial W_{\lambda}}{\partial \tau} \quad (2^*)$$

$$(x, y) \in \Omega, \quad \tau > 0, \quad \Omega = [0, R] * [0, H].$$

“Equation (1) considers the process of freezing-thawing of the pore solution (water) with filtration. The movements of the pore solution itself, considering the

ice release, are described by a similar equation of parabolic type (2) and (2\*). Equation (2) is the Richards equation and is used in saturated media, and expression (2\*) is unsaturated”.

For mathematical modeling, a numerical experiment was carried out to restore the heat flow of an ice valley by solving the boundary value inverse problems of heat conduction. The initial data were the characteristics of the “Power of Siberia” gas pipeline and the climatic conditions of Central Yakutia.

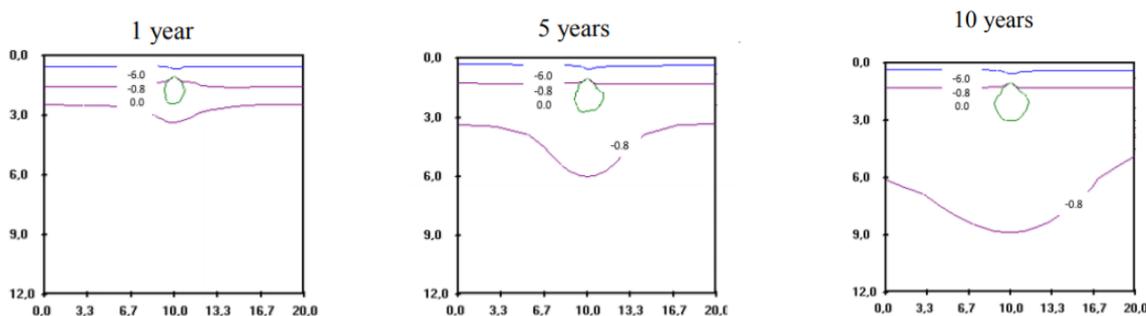


Figure A.10 – Temperature field with the positive operation

The numerical experiment revealed that permafrost groundwater can increase the average annual soil temperature around the pipeline, resulting in a warming effect. Prolonged gas pipeline operation leads to an increase in soil temperature around the pipe, despite a limited thawing halo due to the pipeline location within the active layer (1.7 m), which also depends on the pipe insulation thickness.

Furthermore, the authors demonstrated through the numerical experiment that ice formation occurs in the second half of winter and contributes to the warming effect. Ice melting occurs in the first half of summer, causing delayed dynamics in the depth of seasonal thawing. By the beginning of winter, the thawing depth reverts to its original state, similar to ordinary soil. The authors note that the interaction of pipelines with ice remains insufficiently researched.

This study provides insights into key challenges associated with hydrocarbon transportation in the Far North, enabling the development of technical solutions to enhance the operational reliability and safety of main gas pipelines in the region.

### Analysis of Piping Methods in Permafrost Soils

Garris N. A. and Glukhova Z. R. conducted an analysis of domestic and foreign pipeline operations on permafrost soils in their research [5]. The study

focused on promising methods of laying and operating northern pipelines that fit the principles of non-penetration into the ground and minimal thermal impact.

Frozen soils serve as reliable foundations under natural conditions with zero heat transfer. However, construction and pipeline operation disrupt this condition. Deviation from natural heat exchange conditions in frozen soil territories leads to the formation of thawing areas and subsequent swamp formation, which can result in transverse displacements and deformations of pipelines.

The researchers presented the results of an experiment conducted in Alaska that examined the effect of vegetation cover on the depth of thawing. The experiment demonstrated a significant impact of vegetation cover on the depth of thawing. Consequently, frozen soils liquefy, causing embankments to “drain”, leaving the gas pipeline exposed and sagging.



Figure A 11. Surfacing of underground pipeline due to melting of permafrost soil

An incident involving a horizontal gas pipeline with partial exposure due to the thawing of unstable permafrost soils is illustrated in Figure A.11. The pipeline axis experienced a horizontal displacement of 6 m (Figure A.12 (a)) and a vertical displacement of 0.363 m (Figure A.12 (b)). Additionally, a 237 m length of the gas pipeline had exposed surfaces.

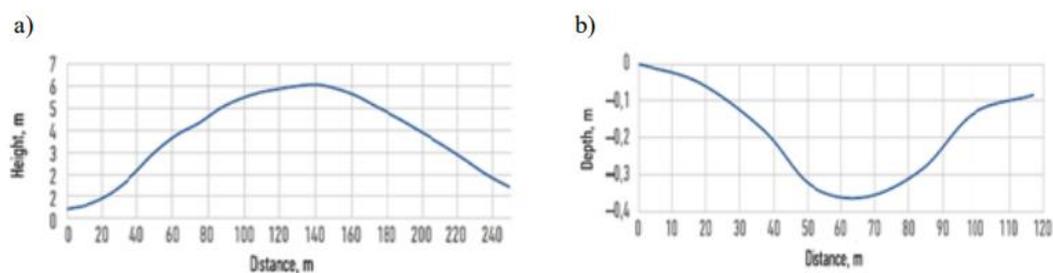


Figure A.12. Curvature of a wasp of the gas pipeline down: - on depth, - on height.

One critical factor for safe and reliable pipeline operation is the temperature regime during product transportation. The research paper provides accident statistics based on the type of pipeline laying. For example, the failure rate per kilometer of the route over a 23-year period was approximately 3 for underground sections, 0.42 for above-ground sections, and 0.13 for surface sections. The paper also presents operating regulations aimed at limiting the thermal impact on permafrost and preventing progressive soil melting beneath the pipeline by regulating pumping modes.

According to the authors, existing pipeline laying methods have significant drawbacks. To ensure safe construction and operation on frozen soils, the principle of minimum intrusion into the soil should be followed. This ground-based method allows for pipeline laying without disrupting the surface-active layer of soil. The authors recommend using heat-insulating shields in the form of slabs, shells, or envelopes. Additionally, temperature regimes should be adjusted by calculation to suit the annual operational period using a developed algorithm.

## References

1. J. Xu, B. Abdalla, C. Mckinnon, A. Audibert-Hayet, E. Coche, V. Gaffard. / Artic pipelines strain demand prediction. // Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. URL: <https://asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedingsabstract/OMAE2013/55409/V006T07A009/279509>
2. A. A. Tarasenko, M. N. Redutinskiy, P. V. Chepur, A. A. Gruchenkova. / Study of stress-strain state of pipeline under permafrost conditions. // International Conference Information Technologies in Business and Industry 2018. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1015/3/032048>.
3. T. V. Chukhareva, T. V. Tikhonova, S. A. Mironov. / Analysis of the causes of emergencies during the operation of main pipelines in the conditions of the far north in the period from 2000 to 2010. // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2011, No. 3. URL: <http://ogbus.ru/>
4. P. P. Permyakov, T. A. Vinokurova, G. G. Popov. / Effect of Ice on the Heat-Moisture Regime of Soil Foundation of Gas Pipeline. // International science and technology conference "FarEastCon-2019", 2020. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/753/5/052005>
5. N. A. Garris, Z. R. Glukhova. / Analysis of Piping Methods in Permafrost Soils. // International science and technology conference "Earth science", 2021. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/666/4/042046/pdf>