

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов  
 Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)

УДК 622.691.4.053

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич

Тема работы:

Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2023 г. №37-60/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2023
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><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 особенностям функционирования (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.</p> <p>Объект исследования: Участок трубопровода «Берге – Якутск» 92–108 км магистрального газопровода АО «Сахатранснефтегаз».</p>
---	--

<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Провести анализ нормативно-технической документации и литературных источников по теме работы;</li> <li>2. Обзор объекта исследования</li> <li>3. Анализ существующих инженерно-технических средств обеспечения устойчивости подземного участка газопровода в многолетнемерзлых грунтах</li> <li>4. Расчет газопровода на прочность, устойчивость, определить напряженно-деформированное состояния газопровода при морозного пучения грунта</li> <li>5. Напряженно-деформированное состояния газопровода с применением анкерного устройство с термостабилизатором при пучении грунта</li> </ol> <p>Дополнительные разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»;</li> <li>• «Социальная ответственность».</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы и графики.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Organizational and technical support for oil vapor recovery at production, transportation and storage facilities</p>	<p>Доцент, к.ф.н., Айкина Татьяна Юрьевна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Введение</p>	
<p>Объект исследования</p>	
<p>Обзор литературы</p>	
<p>Способы повышения надежности газопровода</p>	
<p>Расчеты и аналитика</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	
<p>Заключение</p>	
<p>Reliability of linear main pipelines after long-term operation in cryolithozone conditions</p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>06.02.2023</p>

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич		

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич

Тема работы:

Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	05.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2023	Обзор литературы	10
17.03.2023	Изучение характеристик многолетнемерзлых грунтов	15
24.03.2023	Анализ конструкторно-технических особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	15
03.04.2023	Выполнение расчетов, моделирования	20
25.04.2023	Раздел на иностранном языке	10
11.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2023	Социальная ответственность	10
31.05.2023	Оформление работы	10
	Итого	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 114 с., 25 рис., 14 табл., 46 источников, 2 прил.

**Ключевые слова:** Магистральный газопровод, подземная прокладка, многолетнемерзлые грунты, криолитозона, геокриологические процессы, балластировка, ореол оттаивания, напряженно-деформированное состояние.

**Объектом исследования** является участок трубопровода

газопровода

**Цель работы** – Разработка мероприятий по повышению устойчивости магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтах.

**В процессе исследования проводились** приведение характеристики многолетнемерзлым грунтам, анализ конструктивно – технических особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов и методов повышения надежности, расчет глубины оттаивания под газопроводами аналитическим методом, определение напряженно-деформированного состояния участка газопровода при морозном пучении грунта с применением анкерного устройство с термостабилизатором. Финансовый расчёт об экономической эффективности мероприятий повышения надежности магистральных газопроводов и рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности.

**В результате исследования** проведен анализ влияния геокриологических процессов на магистральные газопроводы и причины их возникновения, проведен анализ эффективности применения средств балластировки магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов, построена модель для определения напряженно-деформированного состояния участка газопровода при морозном пучении с применением анкерного устройства с термостабилизатором

**Область применения:** проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

**Экономическая эффективность/значимость работы** с помощью компьютерного моделирования можно определять эффективность и надежность принятых проектных решений, которое сопровождается с минимальными временными и материальными затратами.

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		Борисов А.П.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					8	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

## 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.

**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.

**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.

**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.

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Разраб		Борисов А.П.						
Руковод.		Шадрина А.В.					9	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

**Криолитозона:** Часть криосферы в пределах верхнего слоя земной коры, характеризуется наличием отрицательных температур и возможностью существования подземных льдов

**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

**Термокарст:** процесс оттаивания льдистых грунтов, подземных льдов, сопровождающийся их осадкой и образованием отрицательных форм рельефа.

**Сезоннопромерзающий грунт:** оттаивающий летом и промерзающий зимой, без слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

**Сезоннооттаивающий грунт:** оттаивающий летом и промерзающий зимой, до полного слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

#### **Обозначения и сокращения**

**МГ** – магистральный газопровод;

**ЛЧ** – линейная часть;

**ММГ** – многолетнемерзлые грунты;

**НДС** – напряженно-деформированное состояние.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## 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.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## Содержание

Введение .....	14
1. Объект исследования .....	16
1.1 Физико-географическая характеристика района .....	16
1.2 Климатические условия .....	17
1.3 Инженерно – геологические условия .....	18
1.4 Инженерно – геокриологическое районирование .....	20
1.5 Сведения о линейном объекте .....	21
1.6 Расчет глубины оттаивания аналитическим методом .....	23
2. Анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов .....	28
2.1 Обеспечение устойчивости трубопровода в многолетнемерзлых грунтах анкерными устройствами .....	29
2.2 Обеспечение устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах с использованием вакуумных устройств .....	31
2.3 Применение анкер-инъекторов для обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах .....	32
2.4 Использование геосинтетических материалов .....	34
2.5 Патентный обзор современных решений .....	36
3. Эксплуатационные особенности магистральных газопроводов на Крайнем Севере .....	39
4. Расчетная часть .....	44
4.1 Расчет газопровода на прочность и устойчивость .....	44
4.1.1 Определение толщины стенки трубопровода .....	44
4.1.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении .....	47
4.1.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций .....	48
4.1.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении .....	50
4.1.5 Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS» .....	55

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		Борисов А.П.			Содержание	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

4.1.6	Применение патента при пучении грунта .....	60
4.1.7	Расчет несущей способности анкерного устройства .....	61
4.1.8	Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при применении анкерного устройства с термостабилизатором в ПК «ANSYS» .....	65
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	69
5.1	Оценка экономической эффективности реализации проекта .....	70
5.2	Расчет капитальных вложений .....	71
5.3	Расчет амортизационных отчислений .....	71
5.4	Затраты на оплату труда и на страховые отчисления.....	72
5.5	Оценка экономической эффективности .....	72
	Вывод по разделу .....	74
6.	Социальная ответственность .....	77
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
6.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	77
6.2	Производственная безопасность.....	79
6.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	80
6.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	84
6.3	Экологическая безопасность.....	87
6.3.1	Воздействие на окружающую среду .....	88
6.3.2	Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов.....	90
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	91
	Вывод по разделу .....	93
	Заключение .....	94
	Список использованной литературы.....	95
	Приложение А (справочное).....	101
	Приложение Б.....	113
	Приложение В .....	114

## Введение

**Актуальность.** Проблема обеспечения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтах остается актуальной на всех этапах проекта, начиная с проектирования и заканчивая эксплуатацией трубопроводов на северных территориях России.

При обслуживании магистрального газопровода в Якутии было выявлено, что часто возникает дисбаланс в системе "мерзлый грунт - газопровод" в результате теплового и механического взаимодействия трубопровода с окружающей средой который сопровождается значительным изменением ландшафта местности и активизацией негативного влияния геокриологических процессов на трубопроводы и грунты, приводящих к потере проектного положения, деформациям трубопроводов и, нередко, к аварийным ситуациям.

С 2005 по 2020 год аварийность в условиях многолетнемерзлых грунтов составляет 0,39 аварий в год на 1000 км, что в 2 раза выше, чем у остальных магистральных газопроводов в стандартных условиях. Основопологающим фактором причин возникновения аварийных ситуаций являются силы морозного пучения грунтов. На данный вид геокриогических процессов приходится половина всех аварий.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что проблема строительства надежных трубопроводов в мерзлых грунтах является сложной и требует комплексного подхода. Поэтому решение проблемы повышения эксплуатационной надежности магистрального газопровода (МГ) является актуальной темой исследования.

### Цель работы:

Разработка мероприятий по повышению устойчивости магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтах.

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		Борисов А.П.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руквод.		Шадрина А.В.					14	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации
2. Анализ особенностей района исследования и характеристика газопровода
3. Исследование методов повышения эксплуатационной надежности подземных магистральных газопроводов
4. Моделирование напряженно-деформированного состояния участка газопровода при применении анкерного устройства с термостабилизатором в программном комплексе Ansys;
5. Оценка экономического эффекта от внедрения выбранной технологии.

**Объект исследования.** Участок трубопровода ██████████  
магистрального газопровода ██████████

**Методика исследования.** Теоретические исследования, расчет с помощью численных методов, реализованных в программных комплексах «ANSYS».

**Практическая значимость.** Результаты расчетов проведенные с помощью компьютерного моделирования по прогнозированию напряженно-деформированного состояния участка могут быть применены при проектировании и эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

## 1. Объект исследования

### 1.1 Физико-географическая характеристика района

Территория исследования административно расположена в Кобяйском улусе в Республике Саха (Якутия). Административным центром улуса является село Сангал. Кобяйский район был образован 20 апреля 1937 года из отдаленных территорий Намского, Горного и Вилюйского районов и расположен на севере Центральной Якутии, занимая площадь 107,8 тыс. кв. км. Граничит с другими районами и улусами Центральной Якутии, на севере с Эвено-Бытантайским улусом, на северо-востоке — с Верхоянским, на востоке — с Томпонским районом, на юге — с Усть-Алданским, Намским и Горным улусами, на западе — с Вилюйским и на северо-западе — с Жиганским. Из-за отсутствия круглогодичных дорог, транспортные связи ограничены. В зимнее время действует автодорога «Кобяй» («Асыма — Кобяй — Сангар»). Аэропорт в посёлке Сангар. Пристани на Лене — Сангар, Батамай, на Вилюе — Промышленный, Хатырык-Хомо, Бакыр.

В районе преобладает аласно-таежная равнина с характерной растительностью, где леса состоят преимущественно из лиственничной тайги, часто с березовым и ольховым подлеском, в ассоциации с брусничником. На водораздельных пространствах можно встретить чистые сосновые боры и осину. Кроме того, есть площади, где еще не восстановились горелые леса. На долинах рек возникают кустарниковые заросли с карликовой березой, ползучим тальником, ивой, «ерником», шиповником, голубичником, багульником. Почвенно-растительный слой покрывает всю территорию, за исключением наездов.

Рельеф района горно-равнинный, на севере и северо-востоке находится Верхоянский хребет, а остальную часть района занимает Центрально-якутская низменность. Самая крупная река в этом районе – Лена, притоки рек Алдан и

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Разраб		Борисов А.П.			Объект исследования	Литера	Лист	Листов
Руквод.		Шадрина А.В.					16	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

Линда являются её серединой, а река Вилюй находится в низовье местности.

Почвы района подразделяются на три основных типа: мерзлотные таежные палевые, мерзлотные таежные палевые осолоделые и комплекс аласно-болотных почв. Аласно-болотный тип почв и его разновидности распространены в верховьях малых рек и ручьев и на открытых участках водораздельных поверхностей. Мерзлотные таежные палевые почвы и их разновидности характерны для площадей, покрытых лесными массивами, и для днищ речных долин.

## 1.2 Климатические условия

Основными факторами, определяющими специфику климата соответствующей территории, являются физико-географические условия, характер общей циркуляции атмосферы и сложность рельефа.

На территории объекта исследования преобладает резко континентальный климат. Летний и зимний периоды времени отличаются высокими температурными перепадами, абсолютная амплитуда температур составляет 100°C (абсолютный минимум в зимнее время -65°C, в летнее 35°C). Среднемесячная температура в январе, самом холодном месяце, составляет около минус 41°C.

Средняя скорость ветров за год составляет 1,5 м/с. Снежный покров на территории обычно формируется в середине октября и исчезает в начале мая, среднее значение высоты снежного покрова за зиму составляет 42 см, а максимально достигает 60 см. Количество дней со снежным покровом составляет примерно 200 дней.

Непродолжительный переход между временами года обусловлен резко континентальным климатом. Значительные колебания температуры характерны в период перехода между сезонами года. Весна наступает в конце апреля - начале мая, продолжаясь с высокими перепадами температур и сильными ветрами. Дневная температура в это время обычно высокая, но ранние весенние ночи сопровождаются заморозками.

										Лист
										17
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Объект исследования					

Лето и осень в регионе имеют короткую продолжительность. Летние месяцы характеризуются жарким и сухим климатом, а заморозки в ночное время возможны в начале июня и конце августа. Июль считается самым теплым месяцем лета средней температурой около 16°C. Осень наступает в середине или конце августа и характеризуется малым количеством облачности и низкой температурой днем, не превышающей 10°C.

Количество осадков зависит от рельефа местности и циркуляции атмосферы. Соответственно, в летнее время года, когда наблюдается наиболее интенсивная циклоническая деятельность, выпадает наибольшее количество осадков за год. В метеостанции "Бердигестях" было зафиксировано среднее количество осадков в 260 мм в год, основную часть которых приходится на середину июля и августа.

### **1.3 Инженерно – геологические условия**

В результате проведения полевых работ по исследованию горных выработок, лабораторного анализа грунтов и обработки данных в соответствии со стандартами [1,2], были выявлены 8 инженерно-геологических элементов (ИГЭ), в талом и мерзлом состоянии. Эти элементы представляют дисперсные аллювиальные отложения, находящиеся под слоем почвы и растительности толщиной 0,1 метра.

Инженерно-геологические элементы были выделены на основе разновидности грунтов и причин их возникновения. Общая характеристика всех выявленных элементов приведена в соответствии со стандартом [1]. Их изменчивость как по плану, так и по глубине отражена на продольном профиле, который представлен в графическом приложении 26/21-ИГИ.Г-1, а также в паспортах скважин, которые показаны в графическом приложении 26/21-ИГИ.Г-3.

Аллювиальные отложения (alQIII)

ИГЭ-п2тк Супесь текучая при оттаивании, с примесью органического вещества (грунт сезонного оттаивания). Вскрыт в верхней части разреза, залегание слоя субгоризонтальное. Мощность слоя 1,6 -2,5 м.

									Лист
									18
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Объект исследования				

ИГЭ-п4вн Песок мелкий, рыхлый, водонасыщенный при оттаивании, с примесью органического вещества (грунт сезонного оттаивания). Второй от поверхности слой, залегание слоя субгоризонтальное. Вскрыт на глубине 1,8–2,6, мощность слоя 0,4–1,2 м.

Многолетнемерзлые грунты:

Аллювиальные отложения (alQIII)

ИГЭ-м1тк Суглинок твердомерзлый, льдистый, слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества, при оттаивании текучий, толщина прожилков льда до 1–5 мм, залегают на расстоянии от 20 до 100 мм, льдистость за счет видимых включений льда 0,201 д.е. Вскрыт на глубинах 9.6-10,0 и 18,8 м в виде горизонтального слоя. Мощность слоя 1,2–4,5 м.

ИГЭ-Л Лед, вскрыт на глубине от 10,0 и 16,2 м, мощностью 0,1–0,5 м.

ИГЭ-м4вн Песок мелкий, твердомерзлый, льдистый, массивной криотекстуры, при оттаивании водонасыщенный, суммарная льдистость 0,445 д.е. Вскрыт в виде горизонтальных слоев с выклиниваем, на глубине 3,0 м и 14,0 м. Мощность слоя 0,5–2,3 м.

ИГЭ-м5вн Песок средней крупности, твердомерзлый, льдистый, массивной криотекстуры, при оттаивании водонасыщенный, суммарная льдистость 0,416 д.е. Вскрыт в виде горизонтальных слоев, на глубине 4,5–5,3 м и 12,8–16,6 м. Мощность слоя 0,5–4,8 м.

Степень коррозионной агрессивности грунтов согласно [3]: - к углеродистой стали – низкая. По данным исследований грунты согласно [1] - незасоленные.

При строительстве и эксплуатации сооружений возможно таяние мерзлых грунтов, что может привести к неравномерным осадкам грунта и требовать проведения мер по снижению их влияния и адаптации конструкций сооружений к повышенным деформациям. Рекомендуется использовать многолетнемерзлые грунты в качестве основания по I принципу, при котором грунты основания используются в мерзлом состоянии в течение всего периода строительства и эксплуатации.

										Лист
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата						19

#### 1.4 Инженерно – геокриологическое районирование

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации [4] рассматриваемый район отнесен к 6 бальной сейсмоопасной зоне. В этом районе существует процесс морозного пучения грунтов, который является криогенным физико-геологическим процессом. Область, в которой расположен исследуемый объект, характеризуется глубоким сезонным оттаиванием грунтов, вызывающим процессы сезонного пучения грунтов. Глубина сезонного оттаивания зависит от мощности снежного покрова, количества осадков в весенне-летне-осенний период, литологии грунтов и экспозиции склона. Наибольшая величина пучения наблюдается на переувлажненных участках. Повышение влажности грунтов, подвергающихся сезонному оттаиванию, увеличивает степень их морозного пучения, вызывает усиление грунтовой коррозии, что влияет на эксплуатационную надежность сооружений. Отсутствие обеспеченности поверхностного стока в пределах полосы лесосводки (отвода) и на трассе газопровода значительно может увеличить замачивание грунтов и, соответственно, изменение их влажности и плотности с последующим увеличением процессов морозного пучения. Согласно [5], риск оттаивания мерзлого грунта, с точки зрения площади поражения (более 75%) – весьма опасная.

Инженерно-геокриологическое районирование территории основано на изучении ее геоморфологических, ландшафтных и мерзлотно-грунтовых условий, а также определении наличия негативных физико-геологических процессов, присутствующих на этой территории. С учетом этого, был выделен район на территории, где распространены многолетнемерзлые грунты (многолетнемерзлая зона).

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Объект исследования					

## 1.5 Сведения о линейном объекте

Участок магистрального газопровода «Берге-Якутск» 92–108 км. Установленное рабочее давление 55 (5,39) кгс/см<sup>2</sup> (МПа). Наружный диаметр магистрального газопровода составляет 720 мм, толщина стенки – 8 мм. Данный газопровод является теплым (низкотемпературным) трубопроводам, т. к. в процессе эксплуатации допускаются отрицательные температуры продукта.

В таблице № 1 представлены данные о температуре газа и гидрометеорологические условия такие как: среднемесячная температура воздуха, скорость ветра, высота снежного покрова. В таблице №2 указаны теплофизические свойства грунтов. В приложении В представлен инженерно-геологический разрез. В таблице №3 отражено температурное распределение в зависимости от глубины.

В пределах рассматриваемого участка присутствуют многолетнемерзлые породы со средней температурой – 2,8 °С.

Таблица 1 – Температура газа и гидрометеорологические условия

Параметр	Месяц					
	1	2	3	4	5	6
Температура газа, °С	■	■	■	■	■	■
Температура воздуха, °С	■	■	■	■	■	■
Скорость ветра, м/с	■	■	■	■	■	■
Толщина снежного покрова, м	■	■	■	■	■	■
Температура газа, °С	■	■	■	■	■	■
Температура воздуха, °С	■	■	■	■	■	■
Скорость ветра, м/с	■	■	■	■	■	■
Толщина снежного покрова, м	■	■	■	■	■	■

Таблица 2 – Теплофизические свойства грунта

Наименование параметра материала	Инженерно-геологический элемент						
	РГЭ 02	ИГЭ п2тк	ИГЭ п4вн	ИГЭ м4вн	ИГЭ м5вн	ИГЭ м1тк	ИГЭ Л
Температура, °С	Таблица №1						
Объемная теплоемкость в талом состоянии, МДж/(м <sup>3</sup> · °С)	■	■	■	■	■	■	■
Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии, МДж/(м <sup>3</sup> · °С)	■	■	■	■	■	■	■
Теплопроводность в талом состоянии, Вт/(м · °С)	■	■	■	■	■	■	■
Теплопроводность в мерзлом состоянии, Вт/(м · °С)	■	■	■	■	■	■	■
Суммарная весовая влажность грунта, д.е.	■	■	■	■	■	■	■
Плотность сухого грунта, кг/м <sup>3</sup>	■	■	■	■	■	■	■
Зависимость количества незамерзшей воды от температуры	■	■	■	■	■	■	■
Температура фазового перехода, °С		■	■	■	■	■	■

Таблица 3 – Температурное распределение по глубине грунта

Глубина, м	■	■	■	■	■	■	■
Температура, °С	■	■	■	■	■	■	■

Состав транспортируемого природного газа в таблице № 4 по данным АО «Сахатранснефтегаз».

Таблица 4 – Состав природного газа

	Состав	в объёмных %
1	Метан	■

2	Этан		
3	Пропан		
4	Изобутан		
5	н – Бутан		
6	Изопентан		
7	н – Пентан		
8	Углекислый газ		
9	Азот		
10	Всего		
11	Плотность при 20°C и 760 мм рт.ст., кг/м <sup>3</sup>		

### 1.6 Расчет глубины оттаивания аналитическим методом

Для аналитических расчетов использовались методические рекомендации, описанные в [6,7]. Расчеты проводились путем программирования в программе Microsoft Excel.

Согласно [7], глубина оттаивания ММГ в центре горячего или теплого подземного трубопровода рассчитывается по формуле:

$$H_{th} = \begin{cases} \zeta_t \times r_{ins} & \text{при } \beta_T \leq 0,1 \\ \zeta_n \times r_{ins} & \text{при } \beta_T > 0,1 \end{cases} \quad (7)$$

где:

$H_{th}$  – глубина многолетнего оттаивания, отсчитываемая от дневной поверхности, м;

$r_{ins}$  – радиус до внешней образующей изоляции трубы;

$\zeta_t, \zeta_n$  – безразмерные глубины оттаивания под центром трубы, определяемые по номограммам, указанных в приложении В зависимости от безразмерных параметров  $m, I_t, \beta_t$ :

$$m = h_p / r_{ins}, \quad (8)$$

$$\beta_T = - \frac{\lambda_f (T_0 - T_{bf})}{\lambda_{th} (T_{ins} - T_{bf})}, \quad (9)$$

$$I_t = \frac{\lambda_{th} (T_{ins} - T_{bf}) t}{4L_v r_{ins}^2} + I_{te},$$

где:  $h_p$  – глубина заложения подземного трубопровода, считая от дневной поверхности до центра трубы, м;  $\lambda_f$  – коэффициент теплопроводности мерзлого

грунта, Вт/(м · °С);  $\lambda_{th}$  – коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м · °С);  $T_{ins}$  – средняя годовая температура внешней поверхности кольцевой изоляции трубы, °С, определяется по формуле 11;  $T_0$  – температура многолетнемерзлого грунта, °С;  $T_{bf}$  – температура начала промерзания-оттаивания грунта, °С;  $t$  – расчетное время, ч;  $L_v$  – удельные затраты тепла на оттаивание грунта, Вт · ч/м<sup>3</sup>, определяются по формуле 13;  $I_{te}$  – эквивалентное безразмерное время, для многолетнемерзлых грунтов сливающегося типа принимается равным нулю.

$$T_{ins} = \frac{\left( T_{pr} + T_0 \frac{2\pi\lambda_{th}R_T}{A_p} \right)}{\left( 1 + \frac{2\pi\lambda_{th}R_T}{A_p} \right)} \quad (11)$$

$$R_T = \begin{cases} 0,0 & \text{при } \delta_{ins} = 0,0 \\ \frac{1}{2\pi\lambda_{ins}} \ln \frac{r_{ins}}{r_p} & \text{при } \delta_{ins} > 0,0 \end{cases}, \quad (12)$$

где:  $T_{pr}$  – среднегодовая температура продукта, °С;

$$A_p = \ln \left( \frac{h_p}{r_{ins}} + \sqrt{\frac{h_p^2}{r_{ins}^2} - 1} \right). \quad (13)$$

$$L_v = L_0 \cdot \rho_f \frac{W_{tot} - W_w}{1 + W_{tot}} + 0,5 \cdot C_{th} \cdot T_{ins} - C_f \cdot T_0,$$

где:  $L_0$  – удельная теплота фазовых превращений воды,  $L_0 = 93$  (Вт · ч)/кг;  $\rho_f$  – плотность мерзлого грунта, кг/м<sup>3</sup>;  $W_{tot}$  – суммарная влажность мерзлого грунта;  $W_w$  – количество незамерзшей воды в мерзлом грунте при температуре  $T_0$ ;  $C_{th}$ ,  $C_f$  – объемная теплоемкость талого и мерзлого грунта, Вт · ч/м<sup>3</sup> · °С.

Расчет по методу, указанному в [6], является упрощенной вариантом вышеприведенного способа расчета. Согласно этому методу, расчет также делится на два варианта: для теплой (низкой температуры) и горячей (высокой температуры). Выбор варианта расчета зависит от безразмерного коэффициента  $\beta_t$ . Если коэффициент  $\beta_t \geq 0,2$  – то трубопровод относится к низкотемпературному, в противном случае – высокотемпературному. Для теплых трубопроводов рассчитывается стационарное тепловое поле.

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Объект исследования				

Для данной методики требуются данные из предыдущего расчета. Структура расчета данного метода изображена на рисунке 1.

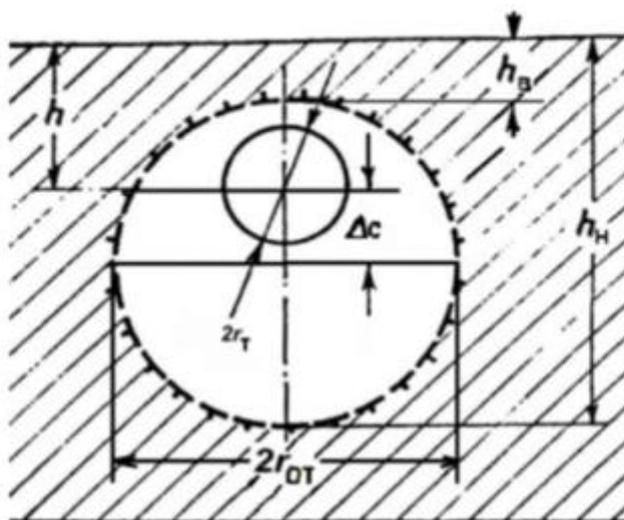
Для определения глубины оттаивания ММГ под центром трубы в данном методе используется формула:

$$h_n = r_p \sqrt{m^2 - 1} (e^n + 1) / (e^n - 1), \quad (14)$$

где:  $h_n = h_p$ , м;

$r_p$  - радиус трубы, м;

$n$  – безразмерный параметр, рассчитывается по формуле (15).



$h_n$  – глубина оттаивания ММГ,  $h_b$  – мощность слоя ММГ над трубой,  $h$  – глубина заложения трубы от центра до дневной поверхности,  $r_t$  – радиус трубы,  $\Delta c$  – смещение ореола оттаивания,  $r_{от}$  – радиус ореола оттаивания

Рисунок 1 – Расчетная схема глубины оттаивания под центром трубы и ореола оттаивания

Слой ММГ рассчитывается по формуле, над верхней образующей трубы до дневной поверхности, м:

$$h_b = r_p \sqrt{m^2 - 1} (e^n - 1) / (e^n + 1) \quad (15)$$

Радиус ореола оттаивания вокруг трубы рассчитывается по следующей формуле, м:

$$r_{от} = 0,5(h_n - h_b) \quad (16)$$

Параметр  $n$ , решается по следующей формуле:

$$n = \frac{2\pi \lambda_{th} \beta_t R_t}{1 + \beta_t},$$

где:  $R_t$  - термическое сопротивление теплопередаче, вычисляется по следующей формуле,  $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$ :

$$R_t = \frac{\ln\left(m + \sqrt{m^2 - 1}\right)}{2\pi\lambda_{th}} \quad (18)$$

Безразмерный коэффициент  $\beta_t$  вычисляется по формуле:

$$\beta_t = -\frac{\lambda_f (T_0 - T_{bf})}{\nu \lambda_{th} (T_{ins} - T_{bf})}, \quad (19)$$

где:  $T_0$  - температура грунта на глубине 10 м;  $T_{ins}$  - температура перекачиваемой среды;  $\nu$  - коэффициент, который учитывает работы неполным сечением, для напорных труб равен 1.

Результаты расчетов аналитическим методом:

В связи с неоднородной геологической структурой земли был принят метод усреднения свойств грунта. [7]

Результаты расчеты приведены в таблице 5.

Следующая формула (20) было использовано для усреднения значений теплопроводности почвы, а для других теплофизических свойств было использовано следующая формула (21):

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \cdot h_i}, \quad (20)$$

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (21)$$

где:  $\lambda_i, A_i$  - числовые значение теплофизических свойств грунтов  $i$ -го слоя;  
 $h_i$  - мощность  $i$ -го слоя;

Таблица 5 – глубина оттаивания ММГ подцентром трубы по методике СП 25.13330.2020 (слева) и Хрусталева (справа)

Температура газа, °С	Глубина оттаивания $h_n$ (радиус ореола оттаивания $r_{от}$ ), м			
	Без теплоизоляции			

Оба метода основаны на схожих вычислительных приемах и поэтому дают практически одинаковые результаты. С другой стороны, метод [6] не требует номограммы, что значительно ускоряет темп вычислений, а также с его помощью можно найти центр и радиус ореола оттаивания (Рисунок 1).

## 2. Анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопровод в условиях многолетнемерзлых грунтов

Надежность и безопасность объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья является приоритетом при проектировании и эксплуатации данных объектов у каждого предприятия нефтегазовой отрасли. Бесперебойное функционирование объектов нефтегазовой отрасли являются важными условиями для развития экономики страны.

В безмерно суровых природно-климатических и природно-геологических условиях Крайнего Севера для обеспечения высокой надежности МГ необходимо задействовать новейшие конструкции, технологии, высокопрочные и высокоэффективные строительные материалы. Различные средства инженерной защиты (далее СИЗ) могут применяться для защиты МГ от критического воздействия природно-климатических факторов.

Выбор СИЗ МГ в свою очередь зависит от нескольких параметров, например: типа прокладки трубопровода (подземный, наземный, надземный, подводный) и транспортируемого продукта (влияет на тепловой режим перекачки), разновидность ММГ, климатических условий района и т. д.

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов А.П.			Анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопровод в условиях многолетнемерзлых грунтов	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					28	120
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

## 2.1 Обеспечение устойчивости трубопровода в многолетнемерзлых грунтах анкерными устройствами

Надежным и эффективным методом обеспечения устойчивости трубопроводов является применение различных анкеров (Рисунок 2).

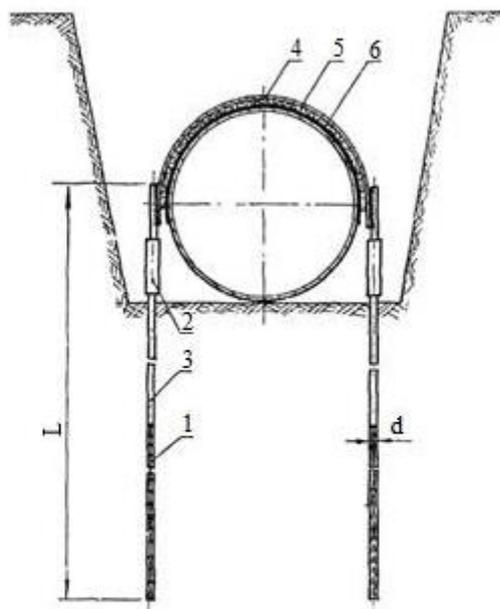


Рисунок 2 - Точечное закрепление трубопроводов анкерными устройствами

Одними из разновидностей подобных анкеров являются вмораживаемые анкеры [8].

Вмораживаемые стержневые анкеры погружаются методом парооттаивания грунта, их устанавливают в твердомерзлых грунтах глинистого типа, пылеватых и мелких песках с содержанием крупнообломочных включений не более 15%, при условии, что среднегодовая температура грунта на глубине погружения анкера составляет минус 1,5 °С и ниже, а льдистость грунта не превышает 0,4, а коэффициент заторфованности не выше 0,25. Для установки в мерзлые грунты, подверженные морозному пучению при оттаивании, вмораживаемые анкерные устройства оснащаются компенсаторами, которые снижают усилия, действующие на анкеры, до безопасных уровней.

Стержневое анкерное устройство (Рисунок 3) представляет собой конструкцию, состоящую из двух стержневых анкеров 1, двух компенсаторов 2, штанг 3, соединяющих между собой стержневые анкеры с компенсаторами, силового пояса 4, футеровочного мата 5 и прокладки 6.



1 - стержневой анкер; 2 - компенсатор; 3 - штанги, соединяющие каждый стержневой анкер с компенсаторами 2; 4 - силовой пояс; 5 - футеровочный мат; 6 - прокладки.

Рисунок 3 – Вмораживаемое стержневое анкерное устройство

Посредством вмораживания прутка в многолетнемерзлые толщи грунта-основания обеспечивается высокая несущая способность анкера по грунту  $F_{\text{анк}}$ .

Стержневой анкер 1 представляет пруток, выполненный из арматурной стали с периодическим профилем класса АШ.

При воздействии нагрузок на участки трубопровода из-за деформаций, вызванных морозным пучением грунта компенсатор 2 должен ограничивать выдергивающую нагрузку на стержневой анкер усилием  $R_k$ , при достижении которого происходит срабатывание компенсатора.

Усилие, при котором происходит срабатывания компенсатора  $R_k$  остается постоянным в случае вертикального перемещения трубопровода, вызванного силами деформаций морозного пучения оттаивающего грунта.

Силовой пояс 4 обеспечивает передачу нагрузки от закрепленного участка трубопровода через компенсаторы 2 на стержневые анкеры 1.

Сразу после укладки трубопровода на проектные отметки траншеи, осуществляется закрепление трубопровода в мерзлом грунте при помощи стержневых анкерных устройств. Погружение стержневых анкеров допускается

до окончания работ по укладке трубопровода. Однако, необходимо предпринимать меры для предотвращения повреждения изоляции во время укладки трубопровода.

## **2.2 Обеспечение устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах с использованием вакуумных устройств**

Использование вакуумных устройств является одним из эффективных методов обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах. Вакуумные устройства впервые были предложены в начале 1950-х годов разработчиком Kjellman [9]. Однако герметичность является ограничением для их применения, поскольку необходимо обеспечить заданное давление вакуума [10].

В 1970-х годах для решения проблемы надежности сооружений в слабонесущих грунтах стало распространенным использование вакуумных устройств. Они обладают рядом преимуществ, таких как быстрая установка и высокая экологическая безопасность. [11].

В то же время, имеются и недостатки, такие как:

- неэффективность вакуумных устройств в работе с некоторыми типами грунтов, в особенности глин, из-за долгого времени консолидации грунтов, вызванного их низкой проницаемостью, что увеличивает продолжительность установки вакуумных устройств;
- низкая эффективность при большой глубине устройств из-за резкого снижения вакуумного давления по глубине.

Сочетание вакуумных устройств с пневматическим разрывом пласта является перспективным методом для решения проблемы надежности сооружений в слабонесущих грунтах.

Пневморазрывный метод заключается в применении высокого давления воздуха, который проникает в грунт и создает трещины, улучшая его проницаемость. Это позволяет добиться большей устойчивости вакуумных устройств в слабых грунтах. [12].

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопровод в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		31

В технологии (Рисунок 4) используется вакуумный насос, вертикальные и горизонтальные трубы. Для реализации пневматического разрыва пласта используется компрессор высокого давления.

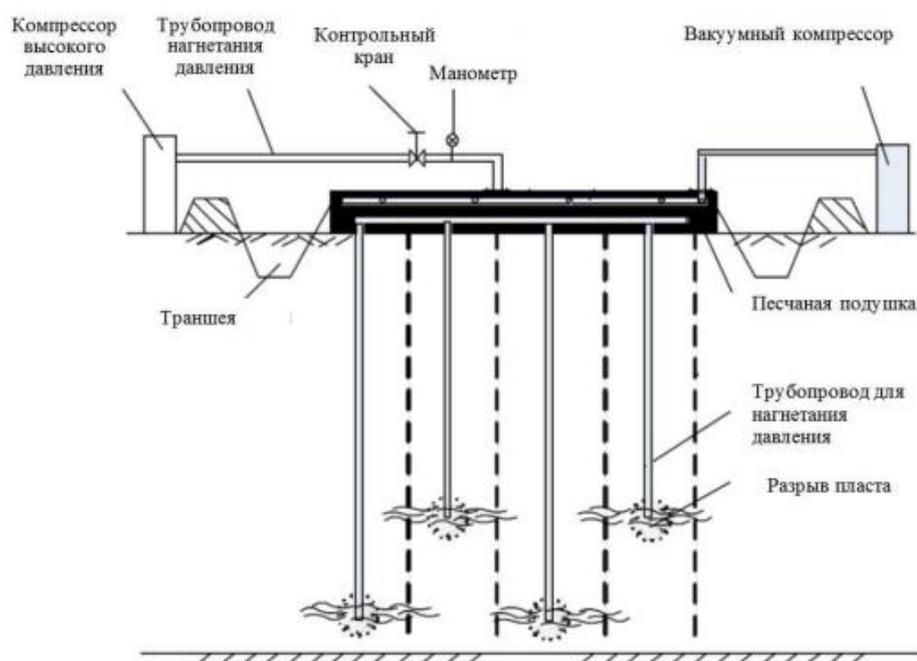


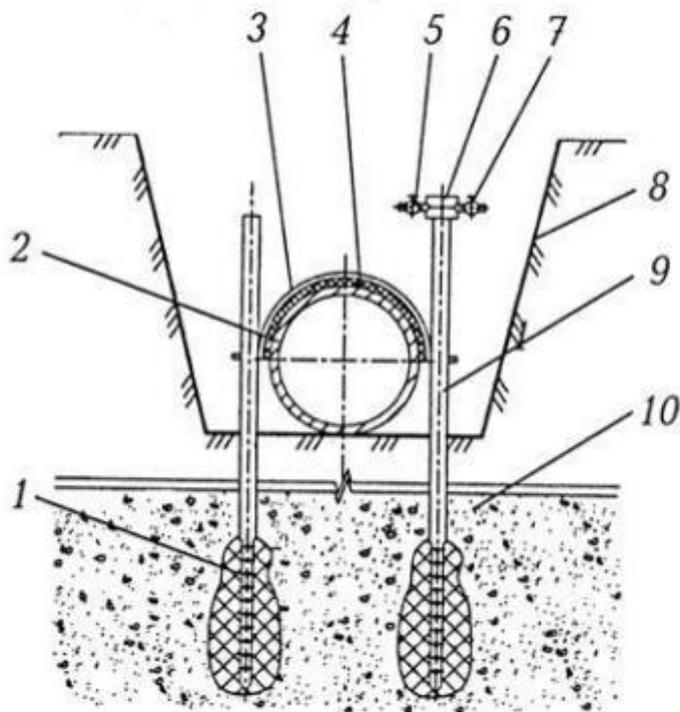
Рисунок 4 – Обеспечение устойчивости грунта с использованием вакуумной установки

### 2.3 Применение анкер-инъекторов для обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

Анкер-инъекторы могут применяться для закрепления подземных участков трубопровода в многолетнемерзлых грунтах на проектном уровне в траншеях (Рисунок 5).

Для использования анкер-инъекторов необходимо погрузить их на расчетную глубину в зависимости от типа и свойств минерального грунта - обычно это диапазон от 4 до 8 метров. После их погружения на проектный уровень заложения осуществляют инъектирование специально приготовленного вяжущего грунт материала, подаваемого через тяги анкера и его перфорированные нижние части. Вяжущий материал закачивается через штуцер сменного разъемного оголовка анкера. В качестве эффективного вяжущего вещества, закрепляющего грунт, могут использоваться различные жидкие

водонерастворимые быстротвердеющие вещества, цементные растворы, битумы и смолы, приготовленные на основе их мастики, силикаты натрия.



- 1 – вяжущий инъецируемый в анкер материал, образующий «корень анкера»;  
 2 – подземный трубопровод; 3 – силовой удерживающий пояс (полухомут);  
 4 – защитный коврик и футеровочный мат по силовой пояс; 5 – первый штуцер, через который подается вяжущий материал; 6 – корпус сменного оголовка анкера;  
 7 – второй штуцер, через который подается вяжущий материал; 8 – траншея, разработанная в мерзлом грунте; 9 – тяга анкера; 10 – мерзлый грунт

Рисунок 5 – Способ баллаستировки трубопровода анкер-инъекторами

Подаваемое через полости в тягах анкера вяжущее вещество постепенно затвердевает, и закрепляя окружающий грунт образует «корень» анкера, размеры которого (фактические длина и диаметр) будут определять уровень несущей способности анкерного устройства.

Для соединения силовых поясов и анкерных тяг в данном методе используются сварка или особые самозаклинивающиеся элементы. Тяги привариваются к поверхности силового пояса, который изготавливается из углеродистой или низколегированной стали. Чтобы избежать коррозии, места контакта между тягой и силовым поясом надо изолировать с помощью липких полимерных лент, наклеенных не менее, чем в два слоя.

## 2.4 Использование геосинтетических материалов

Один из способов закрепления слабых грунтов - применение такого геосинтетического материала, как геотекстиль. Геосинтетические материалы (геосинтети), состоящие из синтетических или натуральных полимеров, способных повысить технические характеристики грунтов и строительных конструкций. Геосинтетики представлены в виде геосеток, геоматов, геомембран, геотекстилей, георешеток и других плоских или трехмерных форм.

Геотекстиль - это нетканый материал из бесконечных полипропиленовых волокон, обеспечивающих высокие физико-механические свойства, и стойкость к различным химически агрессивным соединениям. Он не подвержен гниению, воздействию биологических организмов, грибков и плесени, препятствует прорастанию в закрепляемом грунте корней.

Геотекстиль может иметь следующие преимущества при строительстве трубопроводов: сохраняет изоляционное покрытие и балластирующие конструкции, защищает свойства щебня, который используется в качестве материала для основания трубопровода, уменьшает осадку конструкции, предотвращает вымывание грунта в зоне трубопровода и предотвращает донную эрозию во время подводной прокладки трубопровода.

Геотекстиль может быть использован в качестве оболочки мата на дне траншеи, где строится трубопровод в многолетнемерзлых грунтах (Рисунок 3.12). Кроме того, для формирования более жесткого профиля основания трубопровода к щебню и песку внутри мата дополнительно может быть добавлено до 10% цемента. Использование геотекстиля позволяет сохранить свойства щебня и песка в основании и уменьшить осадку всей конструкции трубопровода.

Для предотвращения возможных проблем, связанных с всплытием трубопроводов, прокладываемых на переходах через болота, на обводненных и заболоченных территориях; в поймах рек и русел малых водных преград, а также на многолетнемерзлых грунтах необходима балластировка трубопроводов (Рисунок 3.13).

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопровод в условиях многолетнемерзлых грунтов	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

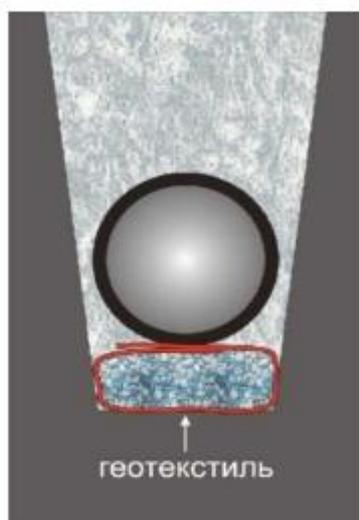


Рисунок 3.12 – Применение геотекстиля в качестве оболочки мата в основании трубопровода

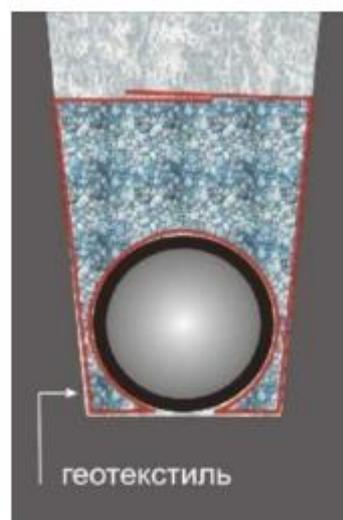


Рисунок 3.13 – Балластировка трубопровода минеральным грунтом в оболочке геотекстиля

Выбор конструкции балластировки трубопровода зависит от проекта. Балластирующие конструкции обеспечивают устойчивость трубопровода на проектных отметках в заполненной водой траншее как в процессе строительства, так и при эксплуатации (Рисунок 8).

Для создания конструкций балластировки также может быть использован геотекстиль в качестве основы. Это позволяет обеспечить разделение слоев и предотвратить загрязнение балластного материала, сохраняя его способность распределять нагрузку без изменений. Геотекстиль образует преграду, которая препятствует смешиванию балластного материала с местным грунтом и гарантирует сохранение его свойств и эффективность при эксплуатации.

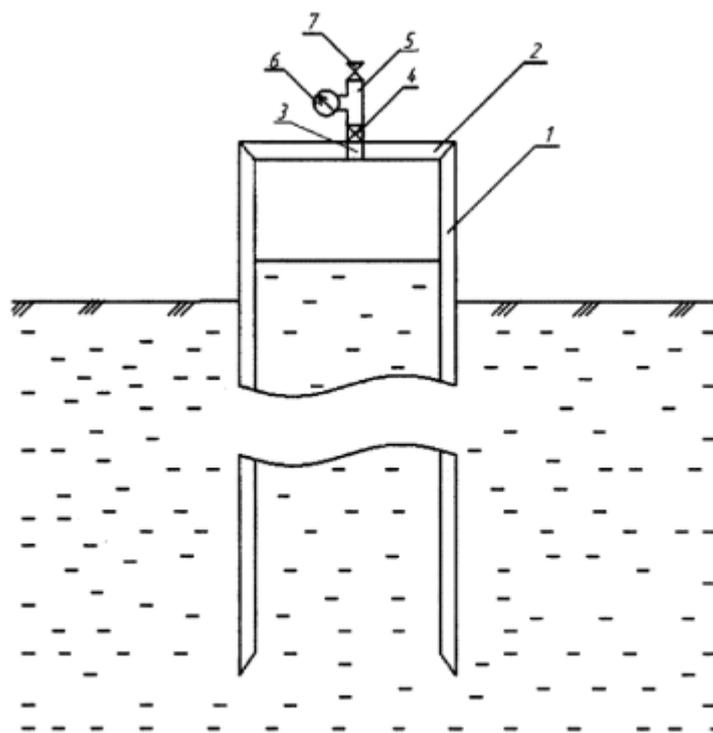


Рисунок 8 –Применение геотекстильных утяжелителей

## 2.5 Патентный обзор современных решений

Патент RU 168768U1 2017 г. [13] Полезная модель может найти применение в нефтегазовой отрасли, как один из способов закрепления трубопроводов в условиях пересечения малых водотоков, заболоченной местности и обводненных грунтов.

Устройство, которое было разработано, отличается от винтовых анкеров тем, что его удерживающая способность не зависит от геометрических характеристик конструкции, а создается путем разницы давления между вакуумной камерой и окружающей средой, что создает эффект "присоса". (Рисунок 9). Анкерное устройство состоит из корпуса-трубы 1, заглушки 2, патрубка 3, крана 4, тройника 5, вакуумметра 6, клапана 7.



1 - корпус; 2 - заглушка; 3 - патрубок; 4 - кран; 5 - тройник;  
6 - вакуумметр; 7 –клапан.

Рисунок 9 – Вакуумное анкерное устройство

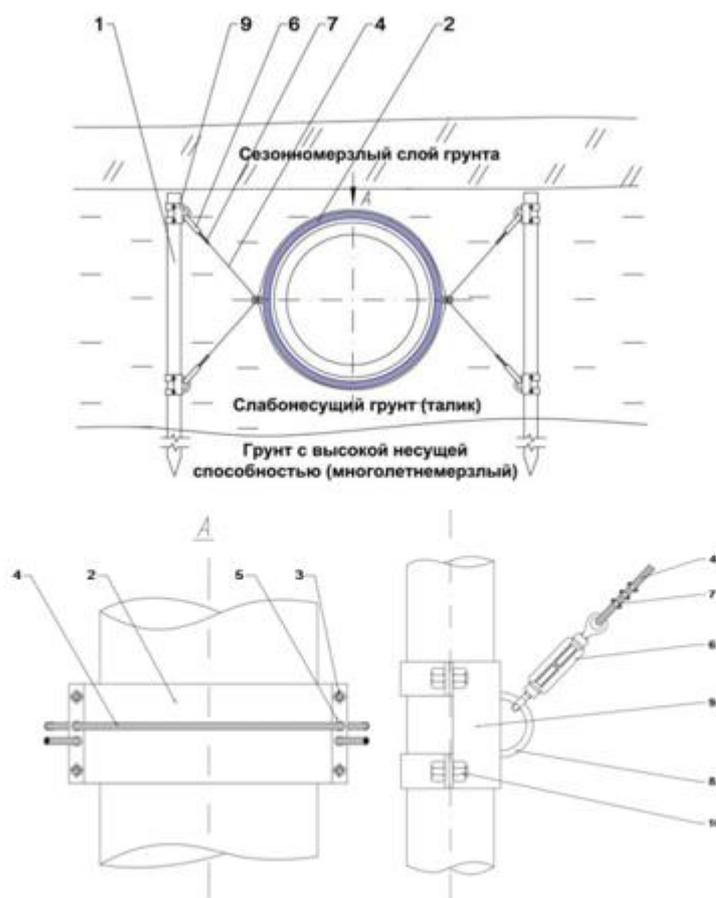
Технического результат состоит в повышении устойчивости линейных сооружений, возводимых в слабонесущих грунтах путем увеличения несущей способности анкера.

Патент RU 173696U1 2017 г [14]. Полезная модель относится к строительству и эксплуатации магистральных трубопроводов и используется при прокладке трубопровода на участках со слабонесущими грунтами (талики, болота).

Для обеспечения правильного положения подземных трубопроводов при прокладке в слабонесущих грунтах было разработано устройство, состоящее из несущего элемента с тягами и хомутом. Несущий элемент выполнен в виде буронабивных свай, установленных с обеих сторон трубопровода. Тяги, выполненные в виде стальных тросов с талрепом на концах, огибают трубопровод сверху и снизу и крепятся к свае специальным закладным элементом. Чтобы закрепить тросы на трубопроводе, используется хомут, состоящий из двух половинок, которые соединяются шпильками. На каждом

конце хомута есть два отверстия для прохождения тросов, которые фиксируются зажимами.

Технический результат состоит в обеспечении стабильного положения участков подземного трубопровода в слабонесущих грунтах (Рисунок 10)



1 – свая; 2 – хомут; 3 – шпилька; 4 – трос; 5 – петля хомута; 6 – талреп; 7 – зажим; 8 – проушина закладного элемента; 9 – закладной элемент; 10 – болтовое соединение; 11 – зажим; 12 – трубопровод

Рисунок 10 – Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода в слабонесущих грунтах

### 3. Эксплуатационные особенности магистральных газопроводов на Крайнем Севере

При проектировании магистральных газопроводов на Крайнем Севере возникают особые проблемы, такие как естественные препятствия (реки, горные местности, болота, озера), трудные погодные условия (крайне низкие температуры, сезонные паводки, большое количество осадков), отсутствие развитой инфраструктуры, мерзлые и заторфованные грунты. Эти природные факторы усложняют проектирование и требуют особого внимания при выборе материалов и технологий, а также при расчете и строительстве газопровода. Учет этих факторов необходим для обеспечения безопасной и надежной работы газопровода в условиях Крайнего Севера.

В данных условиях эксплуатации МГ, в том числе МК, наблюдается высокая аварийность этих объектов. С 2005 по 2020 год частота аварий на 1000 км магистральных газопроводов в этих условиях составила 0,39 аварий в год, что примерно в два раза выше, чем у газопроводов в стандартных условиях. Основной причиной аварий являются силы морозного пучения грунтов, которые вызывают половину всех происшествий.

Как правило, при строительстве магистральных газопроводов нарушаются естественные условия, происходит вырубка леса, разрушения растительного покрова и множество других факторов, которые нарушают стабильность в системе грунт-мерзлота. В большинстве случаев тепловое взаимодействие газопровода на мерзлые грунты вызывает потерю несущей способности последнего и потерю устойчивости первого, вследствие активизации геокриогенных процессов. От того, как будут протекать этот процесс, зависит устойчивость сооружений, а также стабильность их фундамента. Даже небольшие изменения в термобалансе могут увеличить вероятность возникновения опасных криогенных процессов, таких как пучение грунта и

термокарсты. [15]					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов А.П.			Эксплуатационные особенности магистральных газопроводов на Крайнем Севере	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					39	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

В работе [15] были выявлены две основные группы дефектов, вызванных непосредственным или косвенным воздействием на магистральные газопроводы. Схема этих дефектов подробно описана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Классификация дефектов МГ, связанных с природными факторами

Повреждения внешней поверхности газопровода может быть вызвано несколькими факторами, такими как гранулометрический состав грунта, удельное электрическое сопротивление грунта (которое в мерзлых грунтах значительно выше, чем в талых), наличие блуждающих токов (что не обычно для условий в Крайнем Севере) и т.д.

К изменениям проектного положения оси МГ относятся такие дефекты как: всплытие, выпучины, провисы и просадки участков МГ. Всплытие участков МГ происходит на обводненных грунтах.

При просадке происходит опускание оси газопровода в результате повышения влажности грунтов. К провисам относятся оголенные участки без опоры, образовавшиеся в результате карстовых (эрозионных) явлений или же оттаивания ММГ (Рисунок 12). Подобные участки не имеют грунтового основания. Карстовые процессы скрыты и предсказать их развитие сложно. Происходит данное явление из-за совокупности нескольких природных факторов в том числе техногенных процессов. Они вызывают растворение скальных и полускальных пород, что приводит к изменению их структуры. В результате образуются полости, трещины, каверны, разуплотненные места, которые взаимосвязаны между собой и формируют систему деформаций земной

поверхности. Развитие этих процессов может стать причиной аварий на магистральном газопроводе. [16]

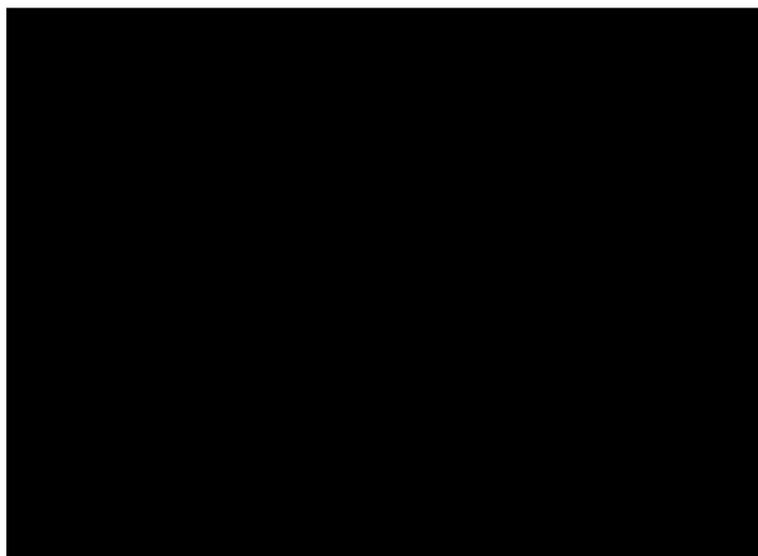


Рисунок 12 – Провис участка магистрального газопровода

Практика показывает, что в северных регионах многие магистральные газопроводы, которые были закреплены посредством балластировки пригрузами, оказываются выше проектных отметок. Данные участки либо оголены, либо всплывают со сбросом балластирующих пригрузов (Рисунок 13).

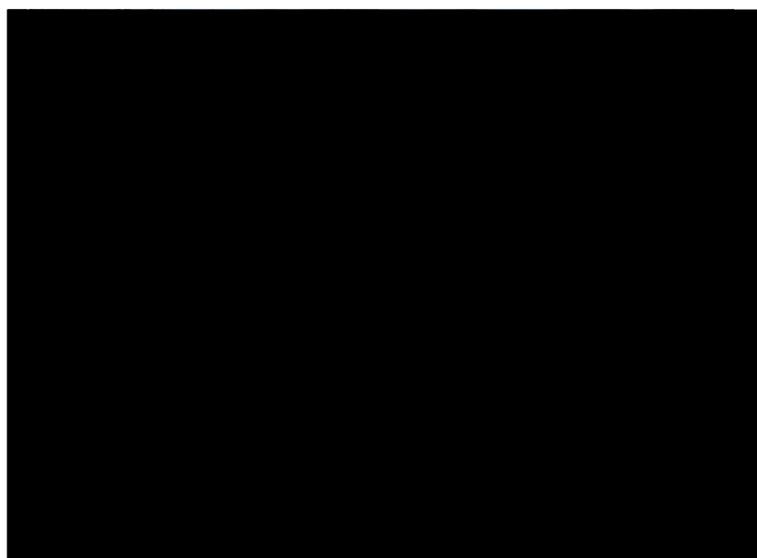


Рисунок 13 – Сброс устройств-утяжелителей

Согласно исследованию авторов [17], вначале выходят на поверхность участки газопровода в местах поворотов трассы, а затем такие участки продолжают появляться каждый год, все увеличивая протяженность зоны всплытия, поскольку эти участки тянут за собой близлежащие участки.

К выпучинам относятся участки, подвергшиеся силам морозного пучения (Рисунок 14).

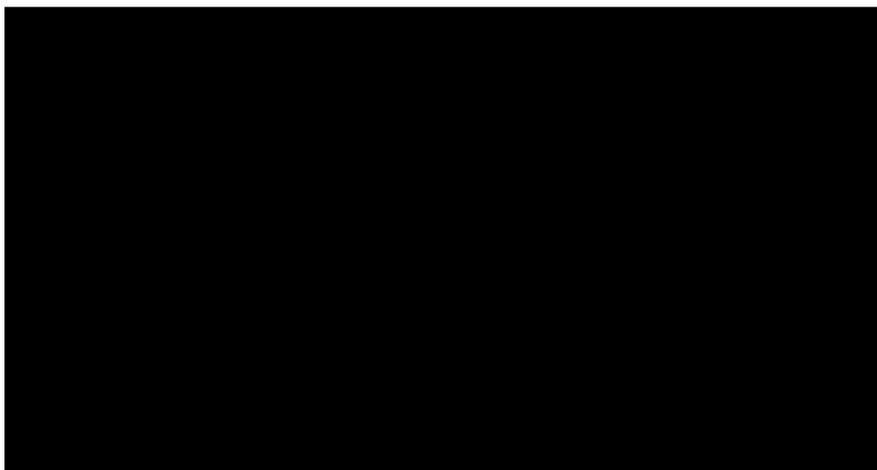


Рисунок 14 – Выпученный участок магистрального газопровода

При взаимодействии магистральных газопроводов с мёрзлыми грунтами возникают проблемы, связанные с силами морозного пучения в период промерзания грунтов. Эти силы могут повредить проектное положение пригрузов, из-за чего при весеннем паводке балластирующие характеристики пригрузов уже неспособны удерживать трубопровод в нужном положении. В результате на трассе газопровода появляются участки всплытия с соответствующими непроектными изгибами. [17]

Если газопровод имеет положительную температуру – то вокруг него образуется ореол оттаивания. К тому же высокая льдистость грунта может вызвать образование термокарста. Если газопровод имеет отрицательную температуру – то это может привести к образованию процессов пучения. [18]

Высокая степень засоленности грунта приводит к разбросу температуры фазовых переходов примерно на 1-3°C в сторону отрицательных показаний. Дополнительно, исследования показывают, что засоленность грунта также влияет на радиус ореола оттаивания, вызывая его увеличение до 0,5 м.

Задача взаимодействия магистральных газопроводов с мёрзлыми грунтами усложняется при перекачке природного газа с отрицательной температурой через газопровод на линзовых участках трассы вечной мерзлоты, где мерзлый грунт чередуется с водяными линзами. На этих участках происходит промерзание грунта с водой и появление нормальных сил морозного

пучения, которые могут выдавить магистральный газопровод из траншеи. Тонкая оболочка газопровода подвергается напряжениям изгиба, которые воздействуют на напряжения от внутреннего избыточного давления газа. От того, как будут протекать этот процесс, зависит устойчивость сооружений, а также стабильность их фундамента. На рисунке 15 представлен случай, где в результате действия сил морозного пучения произошла деформация участка МГ с изгибом.

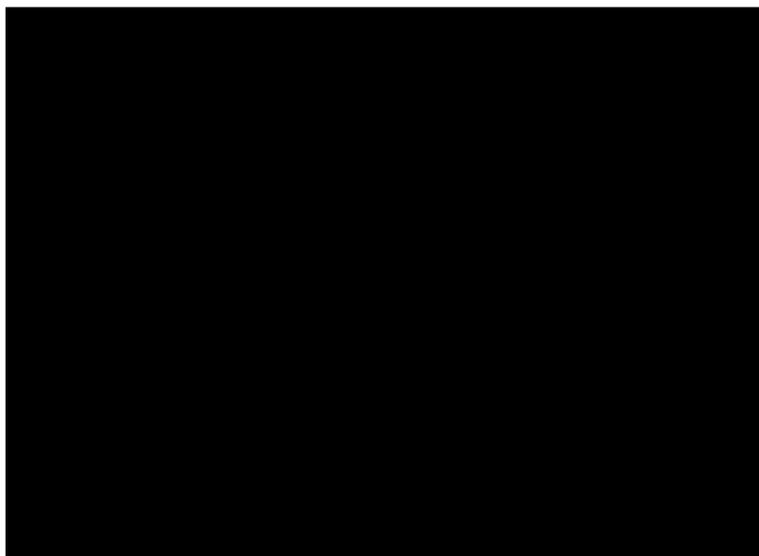


Рисунок 15 – Выпученный участок газопровода

Периодические изменения грунтовых условий влияют на сооружения и вызывают их постепенное выпучивание на протяжении длительного времени. Именно такие процессы привели к остаточным деформациям на участке МГ (Рисунок 16).

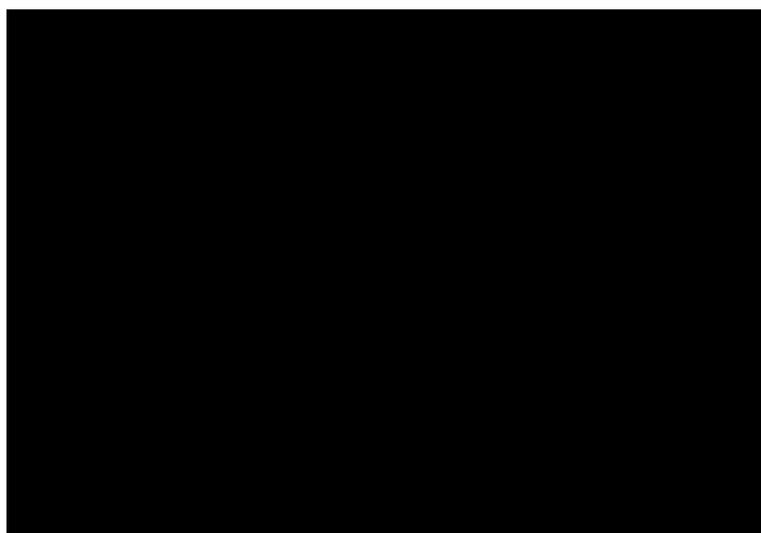


Рисунок 16 – Остаточные деформации участка МГ, вследствие воздействия сил морозного пучения

## 4. Расчетная часть

### 4.1 Расчет газопровода на прочность и устойчивость

Исходные данные

При расчете трубопровода на прочность и устойчивость. В таблице 6 представлены основные технические показатели трубопровода, которые были использованы в качестве исходных данных.

Таблица 6 – Основные технические показатели трубопровода

Параметры	Вариант
$D_H$ - наружный диаметр трубы, мм	■
Марка стали	■
$t^0$ - температура при сварке замыкающего стыка	■
$t^0$ -температура эксплуатации трубопровода	■
$\rho$ - средняя плотность. кг/м <sup>3</sup>	■
$P_1$ – рабочее давление кгс/см <sup>2</sup>	■
Тип грунта	■
$\rho_{и}$ - радиус естественного изгиба трубопровода, м	■

#### 4.1.1 Определение толщины стенки трубопровода

При расчете практической работы использовать свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85\* [19].

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.	Борисов А.П.				Расчетная часть	Литер.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						44	114
Рук. ОПП	Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

где  $n = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе ;

$P$  – рабочее давление в трубопроводе;

$D_n$  – наружный диаметр трубы;

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (2)$$

где  $m=0,99$ – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1=1,34$ – коэффициент надежности по материалу (табл. 10);

$k_n=1,1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов  $D < 1000$  мм;

$R_1^H$ – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр} = R_1^H=510$ ,МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{530 \cdot 0,99}{1,34 \cdot 1,1} = 355,9 \text{ МПа} \quad (3)$$

$$\delta_n = \frac{1,1 \cdot 5,488 \cdot 0,72}{2 \cdot (355,9 + 1,1 \cdot 5,488)} = 6 \text{ мм}$$

При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} \quad (4)$$

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						









$$|92,3| \leq 258,9$$

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 390 = 390 \text{ МПа}$$

$$|192| \leq 390.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций **выполняются**.

#### 4.1.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр} \quad (18)$$

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 в сечении трубопровода  $S$  следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта  $S$  определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F \quad (19)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>:

$\Delta T$  – разность температур

$$\Delta T = t_3 - t_{зам} = -8 - (-24) = 16 \text{ град} \quad (20)$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,72^2 - 0,7^2) = 0,022 \text{ м}^2 \quad (21)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 212,4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 16] \cdot 0,022 = 1,8 \text{ Н}$$

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						



$h_0 = 0,8$  м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{mp}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{mp} = q_m + q_u + q_{np} \quad (27)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad (28)$$

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

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500$  Н/м<sup>3</sup>.

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,72^2 - 0,7^2) = 1663,4 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \quad (29)$$

или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m$$

где  $K_{ин} = K_{об} = 2,3$  – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{ин}, \rho_{ин}$  – соответственно толщина и плотность изоляции;

$\delta_{об}, \rho_{об}$  – соответственно толщина и плотность оберточных материалов

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 0,72 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,00063 \cdot 0 + 2,3 \cdot 0,00063 \cdot 0) = 0 \text{ Н/м};$$

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 1663,4 = 166,3 \text{ Н/м};$$

Принимаем большее значение.

Нагрузка от веса газа, находящейся в трубе единичной длины:

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						



$$\theta_{\beta} = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{9602529,4}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0014}}} = 0,003 \quad (31)$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{43305 \cdot 0,022}{9602529 \cdot 0,0014}}}{\sqrt[3]{\frac{9602529}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0014}}} = 0,8 \quad (32)$$

По номограмме определяем коэффициент в приложении Б -  $\beta_N = 15$

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 15 \cdot \sqrt[3]{9602529,4^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0014} \quad (32)$$

$$= 448,3 \text{ МН}$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^3 = 0,99 \cdot 448,3 = 443,8 \text{ МН}$$

$$1,8 < 443,8$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 9602529,4 \cdot 0,729 = \quad (33)$$

$$2,6 \text{ МН}$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^4 = 0,99 \cdot 2,6 = 2,59 \text{ МН}$$

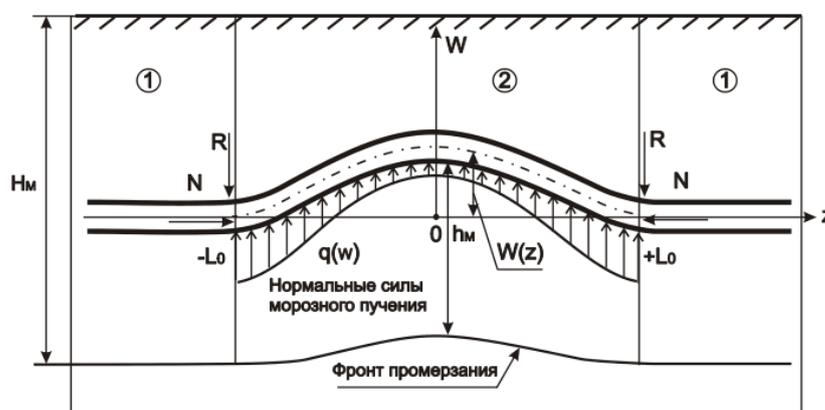
$$1,8 < 2,59$$

Условие устойчивости для криволинейных участков **выполняется.**

#### 4.1.5 Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»

В данный момент времени существует множество ПК для оценки НДС сооружений, устройств и трубопроводов. В основной массе этих ПК реализован метод конечных элементов или же МКЭ. В работе был произведен расчет НДС участка газопровода при воздействии на него сил морозного пучения. Для рассмотрения данной проблемы с помощью программной системы конечно-элементного (МКЭ) анализа в программном комплексе «ANSYS Workbench 2022 R2» было выполнено компьютерное моделирование участка магистрального газопровода в неустойчивых грунтах.

Величина НДС ЛЧ МГ определяется нагрузками, действующими на него. К таким нагрузкам относятся: вес трубопровода вместе с изоляцией (теплоизоляцией) и транспортируемым продуктом, давление вышележащих слоев грунта, рабочее давление внутри трубопровода. Существенное влияние на проектное НДС трубопровода могут оказывать геокриологические процессы. В данном случае на участок МГ будет воздействовать силы морозного пучения. При этом дополнительные осевые напряжения возникают только при неравномерном распределении пучения грунтов по трассе МГ. То есть выполнение данного условия возможно лишь при схеме: непучинистый грунт – отрезок пучения – непучинистый грунт (рис 17). Согласно данной схеме, данный отрезок получается защемленным с обеих сторон непучинистыми грунтами из-за этого в трубе возникают дополнительные осевые напряжения.



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



где:  $D_H$  – наружный диаметр газопровода;

$p_H^{\max}$  – максимальное давление нормальных сил морозного пучения, определяется по гипотезе Айнбиндера [69];

$h_f$  - величина свободного пучения, определяемая через относительное пучение  $f$  и толщину мерзлого грунта  $h_M$  под газопроводом.

Важнейшим критерием эксплуатационной надежности для МГ является выполнение расчетов на прочность и устойчивость, которые выражаются в свою очередь в напряжениях, возникающих на стенке трубопровода.

Для исследования напряжений, возникающих при пучении грунта, в ПК «ANSYS» был смоделирован участок со следующими характеристиками:

- Диаметр газопровода – 720 мм;
- Толщина стенки – 8 мм;
- Внутреннее давление – 5,5 МПа;
- Марка стали: 13Г1С-У:  $\sigma_B = 510$  МПа,  $\sigma_T = 390$  МПа;
- Модуль Юнга -  $22 \cdot 10^5$  МПа, коэффициент Пуассона – 0,3;
- Величина сил морозного пучения – 80 кПа;
- Протяженность участка пучения: 20 м.

Цель данного исследования – это прочностной анализ магистрального газопровода, подвергающегося силам морозного пучения.

Чтобы минимизировать влияние граничных условий при расчете, длины трубопровода возьмем равным 50 м. Торцы участка магистрального газопровода будут закреплены в виде жесткой заделки (Fixed support). В качестве силы реакции опоры используем параметр «Elastic support» со значение  $8e-003$   $N/mm^3$ , в соответствии с коэффициентом постели для грунта средней плотности. Весу трубы будет способствовать параметр «Standard Earth Gravity».

Нагрузка от веса грунта над газопроводом вычисляется по формуле:

$$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot (h_{тр} + 0,1073 \cdot D_H) \quad (37)$$

$$q_{гр} = 17000 \cdot 0,72 \cdot (0,8 + 0,1073 \cdot 0,72) = 10\,074,4 \frac{H}{м};$$

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

где:  $\gamma_{гр}$ - удельный вес грунта, 17000 Н/м<sup>3</sup>;

$h_{тр}$ - расстояние от верхней образующей трубы до земной поверхности, 0,8 м;

$D_H$  – наружный диаметр, м;

Граничные условия и древо проекта продемонстрированы на рисунке 18.

Для того, чтобы определить НДС объекта будут использоваться следующие типы решателей:

- **Total deformation** – общие перемещения объекта;
- **Equivalent Stress** – эквивалентные напряжения по Мизесу;
- **Stress Tool – Safety Factor** – оценка запаса прочности

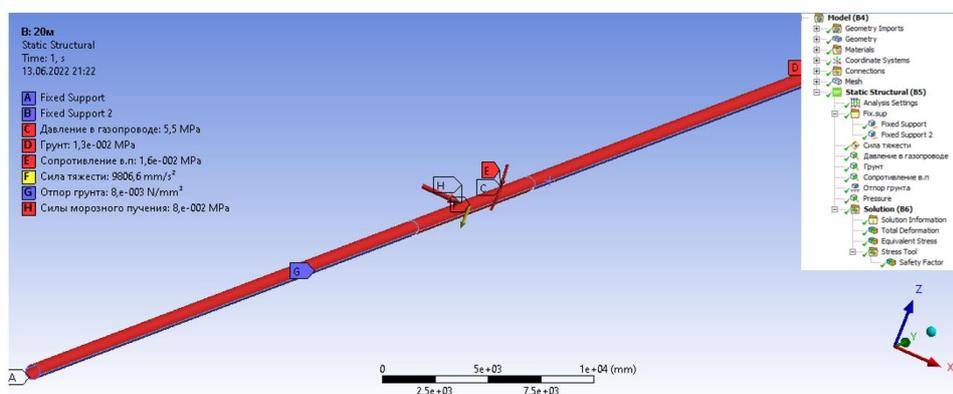


Рисунок 18 – Схема приложенных нагрузок

Напряженно – деформированное состояние газопровода с участком пучения протяженностью 20 м изображено на рисунке 19.

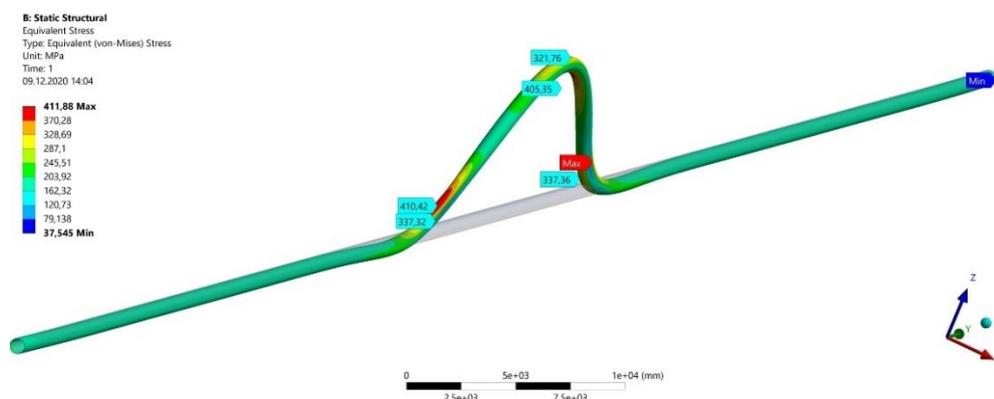


Рисунок 19 - Общий вид НДС участка газопровода (20 м), МПа

Как видно из рисунка 19 максимальные напряжения возникают в местах заземления и в верхней точке изгиба на нижней образующей трубы. При этом

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

при пучении участка протяженностью 20 м значения возникающих напряжений превышают предел текучести материала. Дальнейшая эксплуатация данного газопровода небезопасна (возможен отказ). Перемещения, возникающие при пучении отображены на рисунке 20.

Таблица 7 – Результаты прочностного расчета, при  $q_{п} = 80$  кПа

Длина отрезка, м	Максимальные напряжения, МПа	Общие перемещения, мм	Запас прочности
■	■	■	■

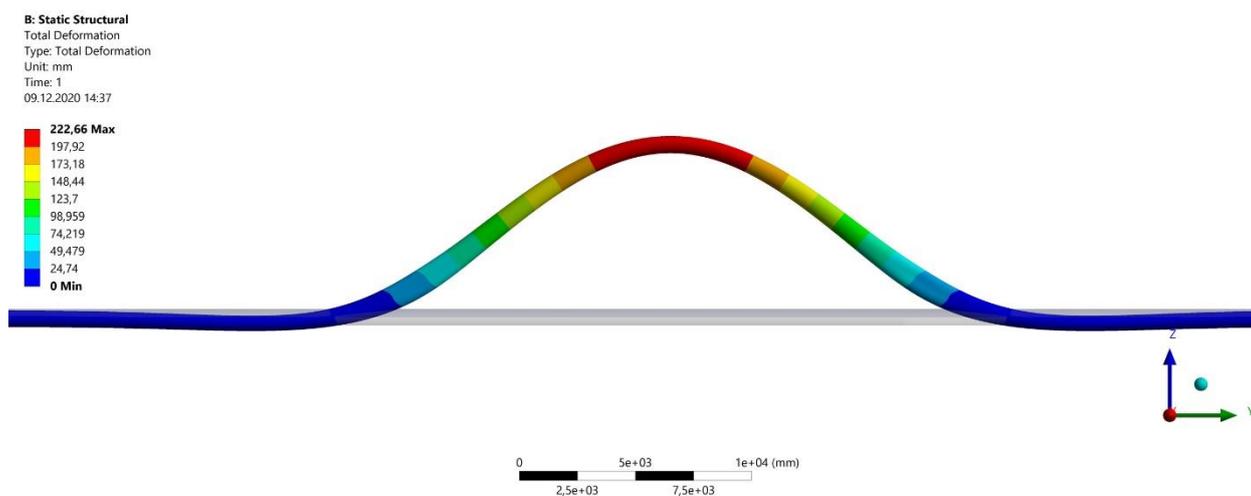


Рисунок 20 – Общие перемещения, мм

По полученным результатам исследования можно сделать следующий вывод:

- Получено и проанализировано напряженно-деформируемого состояния магистрального газопровода, на который действуют равномерно распределенные силы морозного пучения.
- При пучении участка протяженностью 20 м значения возникающих напряжений превышают предел текучести материала и составляет [REDACTED]
- По мере увеличении длины отрезка пучения, при схеме непучинистый грунт – отрезок пучения – непучинистый грунт, требуется меньшее давление со стороны пучения для того, чтобы создать опасные напряжения.

- Особое внимание стоит уделить местам пересечения грунтов (непучинистый грунт – участок пучения – непучинистый грунт), на котором возникают опасные напряжения.

#### 4.1.6 Применение патента при пучении грунта

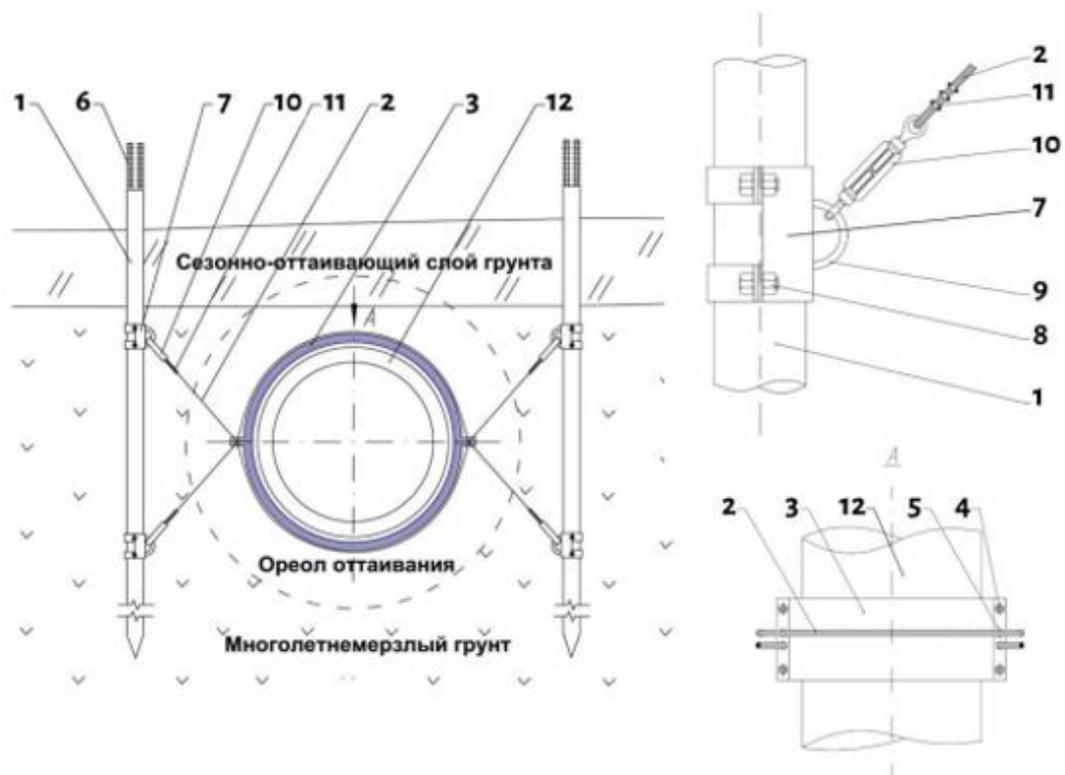
Патент RU 2643914C1 2018 г [20]. Изобретение относится к строительству и эксплуатации магистральных трубопроводов и используется при прокладке трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами.

Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов содержит несущий элемент с тягами и хомутом. В качестве несущего элемента используют буронабивные сваи с системой термостабилизации грунта, устанавливаемые по обе стороны от трубопровода глубже ореола оттаивания.

Тяги огибают трубопровод сверху и снизу, выполнены в виде двух стальных тросов с талрепом на каждом конце и крепятся к буронабивной свае с помощью закладного элемента. Петли на концах тросов фиксируются зажимами. Хомут, надеваемый на трубопровод, выполняют разъемным, его половины стыкуются с помощью двух шпилек с каждой стороны. Каждый из двух стыков имеет два отверстия, которые образуют петли для прохождения стальных тросов.

Технический результат состоит в обеспечении стабильного положения участков подземного трубопровода во многолетнемерзлых грунтах (Рисунок 21).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		60



1 - буронабивные сваи; 2 - стальные тросы; 3 - хомут; 4 - шпильки; 5 - петли; 6 - термостабилизаторы; 7 - закладной элемент; 8 - болтовое соединение; 9 - проушина; 10 - талреп; 11 - зажим; 12 – трубопровод

Рисунок 21– Конструкция свайного основания для подземного закрепления

#### 4.1.7 Расчет несущей способности анкерного устройства

Определение удерживающей способности устройств производится после составления системы действия различных сил на него, описывающей взаимодействия физической системы грунт-свая.

Рассчитаем удерживающую способность одного анкера свайного основания, для чего зададимся следующими усредненными исходными данными с рядом допущений:

Диаметр анкера (сваи)  $D_n = 200$  мм; толщина стенки анкера  $\delta = 4$  мм; длина анкера  $h = 3600$  мм; удельный вес металла анкера  $\gamma_m = 78,5$  кН/м. Рассмотрим использование устройства в суглинке со следующими характеристиками:

- значение удельного веса сухого грунта  $\gamma_{гр} = 17,0$  кН/м<sup>3</sup>;
- коэффициент сцепления сухого грунта  $c = 13$ кПа; –
- значение угла внутреннего трения сухого грунта  $\varphi = 20$  град.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Расчетная часть

Лист

61

При проверке общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы принимается равной 1350 Н/м.

На рисунке 22 представлена расчетная схема сваи устройства для положения магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах.

Данная схема позволяет наглядно показать основные силы, которые будут действовать на устройство без учета воздействия трубопровода.

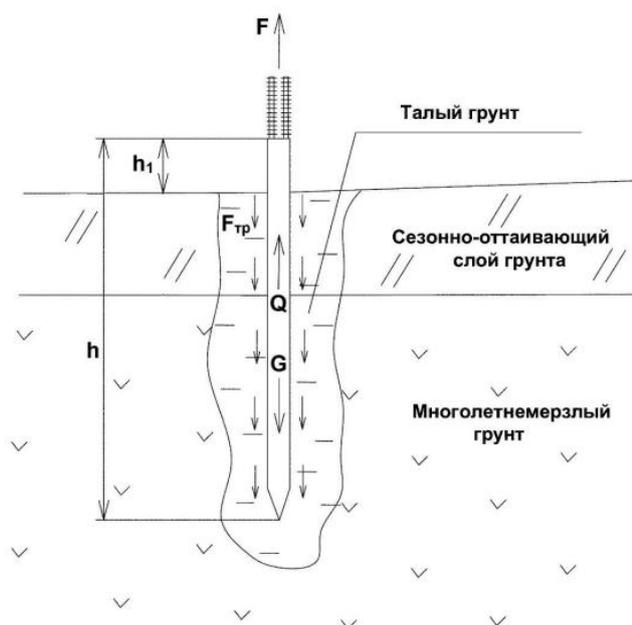


Рисунок 22 – Расчетная схема сваи устройства для положения в многолетнемерзлых грунтах

Устройство включает в себя две сваи, но дальнейшие расчеты для простоты будем вести только для одной из них.

Удерживающая способность сваи:

$$F = G + F_{\text{тр}} - q \quad (38)$$

Где  $G$  – собственный вес сваи (анкера);

$F_{\text{тр}}$  – сила трения сухого грунта о поверхности сваи (анкера);

$q$  – подъемная (выталкивающая) сила морозного пучения.

Расчетный вес конструкции одного анкера находим по формуле (39):

$$G = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \cdot h \cdot \gamma_{\text{м}}, \quad (39)$$

где  $D_H$  и  $D_{BH}$  – соответственно наружный и внутренний диаметр сваи;

$h$  – длина сваи;

$\gamma_M$  – величина удельного веса металла стенки.

$$G = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (0,200_{H}^2 - 0,192_{BH}^2) \cdot 3,6 \cdot 78500 = 632,9 \text{ Н}$$

Силы трения (сцепления грунта) о цилиндрические поверхности анкеров свайного основания вычисляются следующим образом [21]:

$$F_{\text{тр}} = S_H \cdot \tau_{\text{акт}} = \pi \cdot D_H \cdot (h - h_1) \cdot \tau_{\text{акт}}, \quad (40)$$

где  $S_H$  – площадь наружной поверхностей сваи, контактирующей с грунтом;

$h_1$  – высота сваи, выступающая над поверхностью грунта;

$\tau_{\text{акт}}$  – касательное напряжение на поверхности сваи, Па, находится по следующей формуле [83]:

$$\tau_{\text{акт}} = e_{\text{акт}} \text{tg} \varphi = \left[ \gamma_{\text{гр}} (h - h_1) \text{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c \cdot \text{tg} \left( 45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) \right] \text{tg} \varphi, \quad (41)$$

где  $\varphi$  – расчетное значения угла внутреннего трения сухого грунта;

$c$  – коэффициент сцепление грунта;

$\gamma_{\text{гр}}$  – значение удельного веса сухого грунта.

$$\begin{aligned} \tau_{\text{акт}} &= \left[ 17000 \cdot (3,6 - 0,2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{20^\circ}{2} \right) + 2 \cdot 13000 \cdot \text{tg} \left( 45^\circ + \frac{20^\circ}{2} \right) \right] \cdot \text{tg} 20^\circ \\ &= 48850,9 \text{ Па} \end{aligned}$$

$$F_{\text{тр}} = 3,14 \cdot 0,200 \cdot (3,6 - 0,2) \cdot 48850,9 = 94,1 \text{ кН}$$

Расчетная выталкивающая сила пучения грунта (подъемная сила), действующая на анкер (в основании их может быть несколько):

$$q_n(W) = D_n p_n^{\text{max}} \left( 1 - \frac{W}{h_f} \right) = q_{\text{max}} \left( 1 - \frac{W}{h_f} \right), \quad (36)$$

где:  $D_n$  – наружный диаметр газопровода;

$p_n^{\text{max}}$  – максимальное давление нормальных сил морозного пучения, определяется по гипотезе Айнбиндера [69];

$h_f$  – величина свободного пучения, определяемая через относительное пучение  $f$  и толщину мерзлого грунта  $h_M$  под газопроводом.

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

$$q_{II} = 0,72 \cdot 48850,9 \cdot \left(1 - \frac{0,7}{0,4}\right) = 80 \text{ кН}$$

Тогда удерживающая способность сваи по формуле (38) при заданных параметрах:

$$F = 623,9 + 94,1 \cdot 10^3 - 80000 = 14,7 \text{ кН}$$

Определяем несущую способность анкерного устройства:

$$B_u = \frac{z \cdot m_a \cdot F}{g_c} \quad (42)$$

где  $z$  – количество анкеров в одном анкерном устройстве,  $z = 2$ ;

$m_a$  – коэффициент условия работы лопасти анкерного устройства, принимаемый равным 1 для  $z = 2$ ;

$g_c$  – коэффициент надежности анкера, принимаемый равным 1,25.

$$B_u = \frac{2 \cdot 1 \cdot 14700}{1,25} = 14139 \text{ Н}$$

Определяем расстояния между анкерными устройствами (для трубопровода диаметром 720 мм):

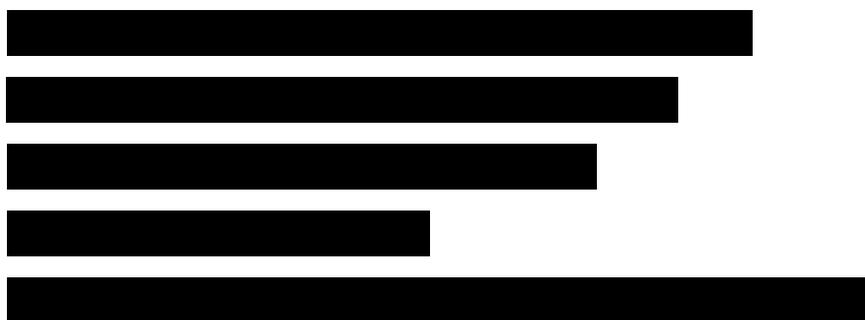
$$l = \frac{14139}{1350} = 10 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		64

#### 4.1.8 Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при применении анкерного устройства с термостабилизатором в ПК «ANSYS»

Важнейшим критерием эксплуатационной надежности для МГ является выполнение расчетов на прочность и устойчивость, которые выражаются в свою очередь в напряжениях, возникающих на стенке трубопровода с помощью анкерного устройство (патент RU 2643914C1 2018)

Для исследования напряжений, возникающих при пучении грунта, в ПК «ANSYS» был смоделирован участок со следующими характеристиками:



Цель данного исследования – это прочностной анализ магистрального газопровода с анкерным устройством, подвергающегося силам морозного пучения.

Чтобы минимизировать влияние граничных условий при расчете, длины трубопровода возьмем равным 50 м. Торцы участка магистрального газопровода будут закреплены в виде жесткой заделки (Fixed support).

Граничные условия и древо проекта продемонстрированы на рисунке 23.

Для того, чтобы определить НДС объекта будут использоваться следующие типы решателей:

- **Total deformation** – общие перемещения объекта;
- **Equivalent Stress** – эквивалентные напряжения по Мизесу;
- **Stress Tool – Safety Factor** – оценка запаса прочности

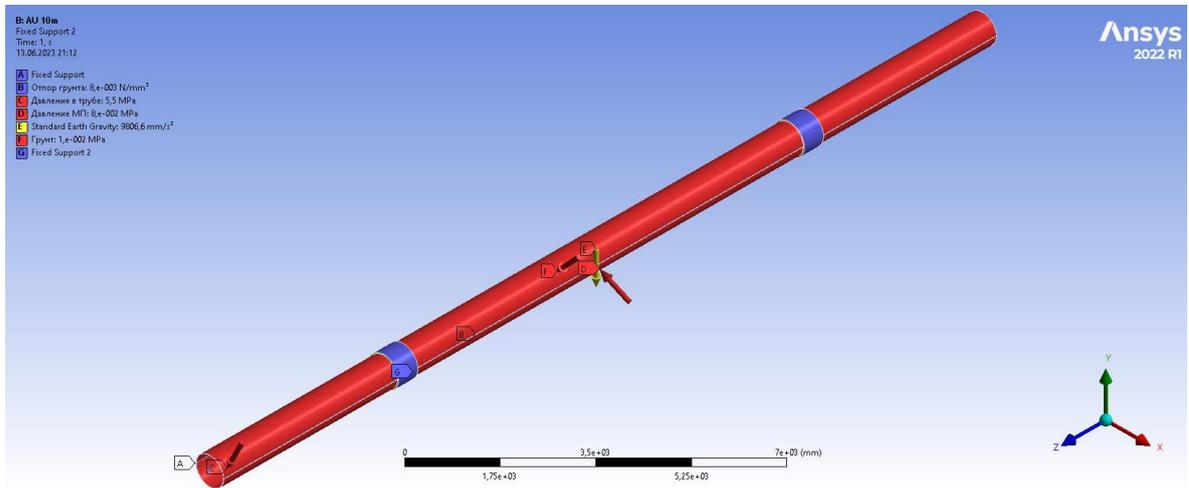


Рисунок 23 – Схема приложенных нагрузок

Напряженно – деформированное состояние газопровода с помощью анкерного устройства изображено на рисунке 23.

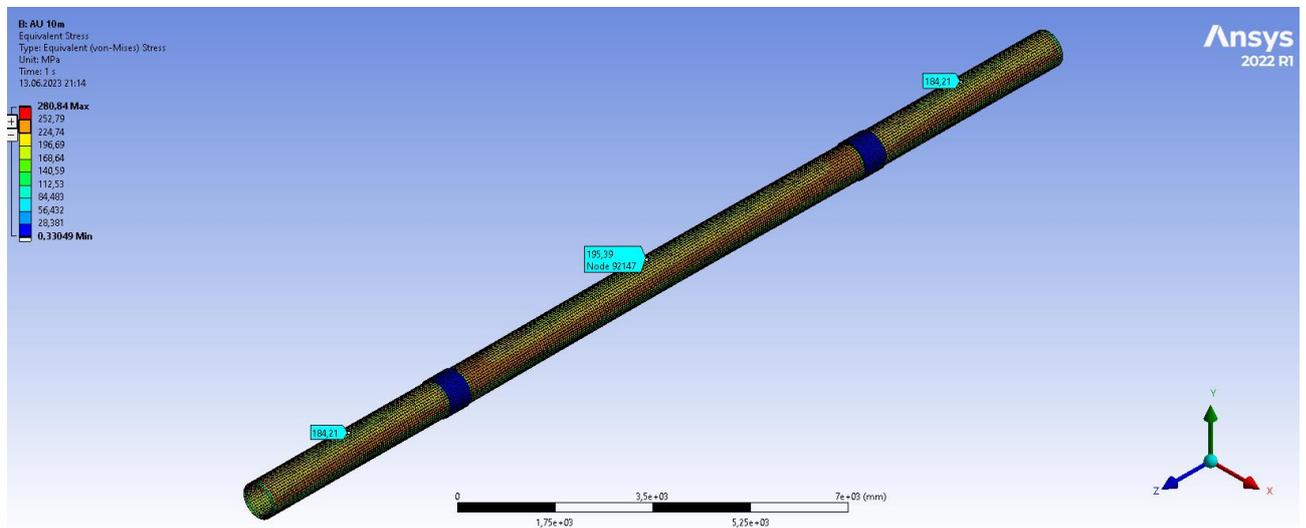


Рисунок 24 - Общий вид НДС участка газопровода, МПа

Как видно из рисунка 24 максимальные напряжения возникают в местах заземления и в верхней точке изгиба на нижней образующей трубы. При этом при пучении участка протяженностью 20 м значения возникающих напряжений не превышает предела текучести материала (198 МПа).

Таблица 8 – Результаты прочностного расчета

Длина отрезка, м	Максимальные напряжения, МПа	Общие перемещения, мм	Запас прочности
■	■	■	■

Перемещения, возникающие при пучении отображены на рисунке 24.



**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 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	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение приобретение, установку и годовое обслуживание анкерного устройством
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023 ФЗ «Об охране окружающей среды» ФЗ №7 от 10.01.2002 в ред. от 14.07.2022

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности применение анкерного устройство на магистральной газопроводе
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении монтажа анкерного устройство
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности внедрения и эксплуатации анкерного устройство

**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
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич		

## 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Проблема обеспечения надежной эксплуатации газопроводов Крайнего Севера объективно связана с увеличением риска аварий и отказов. Это ведет к значительным экономическим потерям и серьезным экологическим последствиям. Решение этой проблемы заключается в количественной оценке линейной части магистральных газопроводов (далее - МГ) и исследовании природно-климатических факторов, воздействующих на газопровод, с целью создания условий его нормальной эксплуатации. Для реализации данной задачи, в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 [19]. использовано следующее средство балластировки: анкерное устройство с термостабилизатором.

В данной работе рассматривается участок [REDACTED] где произошло выпучивание грунта на 20 м.

Предлагается внедрение анкерного устройство с термостабилизатором, которая обеспечивает стабильное положение подземного газопровода против морозного пучения грунта.

Устройство устанавливается по обоим краям трубопровода на расстоянии 0,85 м. Длина устройства 3,6 м. Для работы МГ длиной 50 м необходимо 4 шт на расстоянии 10 м друг от друга.

Необходимо рассчитать экономическую эффективность использования данной конструкции для рассматриваемого участка. Для этого рассчитаем единовременные (приобретение оборудования и его монтажа), так как для данного оборудования отсутствуют эксплуатационные затраты, они не учитываются.

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Борисов А.П.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					69	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

## 5.1 Оценка экономической эффективности реализации проекта

Для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов производится расчет следующих показателей:

- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- ИД – индекс доходности;
- ВНД – внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости при учете фактора времени или дисконтирования

Чистый дисконтированный доход представляет собой текущую стоимость денежных потоков, с учетом требуемой нормы доходности проекта, по сравнению первоначальными инвестициями. На практике ЧДД – это метод оценки отдачи от инвестиций или рентабельности инвестиций для проекта или капитальных расходов. Рассматривая все будущие денежные потоки, которые вы ожидаете от инвестиций, и переводя эти потоки в сегодняшнюю стоимость, вы можете решить, выгоден ли проект.

Индекс рентабельности – удельный показатель, отражает доход в расчете на единицу инвестиций. Чем выше индекс рентабельности, тем удачнее проект; проект отвергается, если индекс доходности меньше единицы.

Внутренняя норма доходности численно равна норме дисконта, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств равна величине дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, то есть ЧДД=0. Показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов, роста цен, выплаты налогов и т.д.

И наконец, срок окупаемости – это период времени, за который первоначальные затраты на реализацию проекта покрываются суммарными результатами (экономией) от его осуществления.

В рассматриваемом участке [REDACTED]

Объем сэкономленных денежных средств, за счет устранения простоя при аварии, определяется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		70

$$P_t = Q \cdot t \cdot s \quad (43)$$

где,  $Q$  – производительность газопровода, тыс.м<sup>3</sup>;

$t$  – время простоя при ремонтных работах, час.

$s$  – стоимость газа за тыс.м<sup>3</sup>, руб;

$$P_t = 21,180 \cdot 48 \cdot 10246 = 10409 \text{ тыс.руб.}$$

## 5.2 Расчет капитальных вложений

Размеры капитальных вложений определяется как сумма затрат на приобретение оборудования, транспортные, монтажные, пуско-наладочные расходы, рассчитываемые в процентах от стоимости приборов и средств автоматизации. Формула определение капитальных вложений будет иметь вид:

$$IC = C_T + T_p + M \quad (44)$$

где  $C_T$  – стоимость приобретаемого оборудования, тыс. руб;

$T_p$  – транспортные расходы;

$M$  – расходы на монтажные работы.

Транспортные расходы на доставку оборудования до места установки примем как 4 % от стоимости самого оборудования. Затраты на монтажные работы, примем равными 8%. При этих условиях размер капитальных вложений составит:

$$IC = 1871 \cdot (1 + 0,04 + 0,08) = 2096 \text{ тыс.руб}$$

## 5.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{исп}} \cdot 100\% \quad (45)$$

где  $N_A$  – норма доходности, %

$T_{исп}$  – срок полезного использования, лет

Результаты представлены в таблице 1.

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

Таблица 9 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации (%)	Кол-во	Сумма амортизации, руб.
Анкерные устройства	15	33,33	4	121504,5
Термостабилизаторы	15	25,00	4	3293,33
<b>Итого</b>				<b>124797,9</b>

Суммарные амортизационные отчисления составят 124,7 тыс. руб.

#### 5.4 Затраты на оплату труда и на страховые отчисления

Объем отчислений в фонд заработной платы определяется типом и временем работы эксплуатируемого оборудования. Так, для стабильного обслуживания оборудования, требуется 4 линейных трубопроводчика, которые будут выездно контролировать в одну смены по 11 часов в день.

$$ЗП = N_{\text{раб}} \cdot РК \cdot 12 = 4 \cdot 67000 \cdot 12 = 3216 \text{ тыс. руб/год}$$

Кроме основной заработной платы производится отчисления в пользу сотрудников в фонды: социального страхования – 2,9 %; обязательного медицинского страхования – 5,1 %, пенсионный – 22%, а на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2% для транспортирования по трубопроводам газа (код по ОКВЭД – 49.50.21 Приказ от 30 декабря 2016 г. N 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска»).

Сумма страховых взносов получается равной:

$$6,48 \cdot (0,029 + 0,051 + 0,22 + 0,02) = 971,2 \text{ тыс. руб/год}$$

#### 5.5 Оценка экономической эффективности

Оценка экономической эффективности является ключевым этапом в расчете, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15%. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		72

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (46)$$

где  $CF$  – денежный поток за рассматриваемый год, тыс. руб.,

$r$  – ставка дисконтирования, %

$m$  – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат), налога на прибыль (20% от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

Индекс доходности (ИД) следует определять, как отношение суммы дисконтированных эффектов к сумме дисконтированных капитальных вложений:

$$PI = \frac{1}{IC} \sum_{t=0}^T \frac{(P_t - C_t)}{(1 + r)^t} \quad (47)$$

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} \quad (48)$$

где  $I$  – объем вложенных в производство инвестиций, руб.

$NPV_i$  – чистый дисконтированный доход за  $i$ -й год, руб.

$n$  – год, в котором накопленный дисконтированных доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

Таблица 10 – Эксплуатационные показатели

Показатели	ед. из	Годы							
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	...	2038
1.Объем транспортировки газа за 48 часов	тыс. м <sup>3</sup>	■	■	■	■	■	■	■	■
2.Эксплуатационные затраты, в т.ч:	тыс. руб	■	■	■	■	■	■	■	■
2.1.Амортизационные отчисления	тыс. руб	■	■	■	■	■	■	■	■
3.Капитальные вложения	тыс. руб	■	■	■	■	■	■	■	■
4.Тариф на транспортировку газа	руб/тыс. м <sup>3</sup>	■	■	■	■	■	■	■	■

Выручка от применяемой технологии за 15 лет составит 156149 тыс. руб., при этом отчисления в федеральный бюджет составят 5978 тыс. руб., а чистая прибыль достигнет 22138 тыс. руб.

Рассчитанные показатели экономической эффективности представлена на таблице

Таблица 11 – Финансовые показатели по годам

Показатели	Ед. изм.	Σ
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ( $i = 15\%$ ) NPV	тыс. руб.	10920,49
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР) IRR	%	>100%
Срок окупаемости (простой) PP	годы	1,4
Срок окупаемости (дисконтированный) DPP	годы	1,8
Индекс доходности капитальных вложений PI	доли ед.	6,21

Инвестиции окупаются на второй год. Также данный проект предусматривает получение видимой финансовой прибыли, что наблюдается по индексу доходности.

### Вывод по разделу

В результате выполнения работы были определены основные экономические показатели, необходимые для внедрение анкерного устройство с термостабилизатором.

Данное решение продемонстрировало локальную выгоду со сроком окупаемости – 1,4 года. Выручка по проекту за 15 лет составила порядка 156179 тыс. руб., при сумме выплаченных налогов – 5978 тыс. руб. и капитальных вложениях 2096 тыс. руб в первый год.

Также по заключительным таблицам можно сделать вывод о том, что короткий срок окупаемости, положительный чистый дисконтированный доход, высокая внутренняя норма доходности и высокий индекс доходности капитальных вложений указывают на то, что проект будет приносить значительную финансовую прибыль и является привлекательным для инвесторов.

## ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ12		<b>ФИО</b> Борисов Афанасий Прокопьевич	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело / «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий для повышения надежности эксплуатации магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)	
<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>Объектом исследования: магистральный газопровод Рабочее место: находится на открытом воздухе Трасса газопровода проходит по многолетнемерзлым грунтам При эксплуатации газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека Негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера</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> </ul>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>– Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Физические перегрузки.</li> </ul>

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);</li> <li>– Электрический ток;</li> <li>– Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>– Пожаровзрывоопасность объекта.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов</li> </ul>	<p>При строительстве и обслуживании магистрального газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвенно-растительного покрова производственными отходами, оттаивание многолетнемерзлых грунтов</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение сточными водами и производственных отходов</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы природного газа</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b></p>	<p>Возможные причины возникновения ЧС при эксплуатации газопроводов: техногенного характера (аварии, инциденты), стихийное бедствие (лесные пожары, паводки);</p> <p>Наиболее типичная ЧС: техногенный характер</p>
<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	

**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
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич		

## 6. Социальная ответственность

При проведении работ на линейной части магистрального газопровода (далее МГ), организации выполняющей работы, необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности работников и окружающей среды. Предприятие самостоятельно принимает решение по дополнительным мерам по улучшению условий жизни и работы своих подчиненных и их родственников.

МГ, проложенный на участках с многолетнемерзлыми грунтами (далее ММГ) подвержен дополнительным физическим и механическим нагрузкам из-за различными геокриологическими процессами, возникающих в криолитозоне. Этот фактор повышает степень возникновения аварий на газопроводе.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Компании, занимающиеся транспортировкой природного газа по МГ, обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ». [25]

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на: рабочее место, своевременную оплату, социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда, отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни, обеспечение средствами индивидуальной защиты, обучение за счет работодателя, медицинский осмотр и т. д.

Газопроводы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами, в основном расположены в северных широтах страны. Работники, которые

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		Борисов А.П.			Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Пров		Шадрина А.В.					77	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		



Лицам, работающим в районах Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а лицам, работающим в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней. Также организации обеспечивают своих работников пособиями по государственному социальному страхованию.

## 6.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–2015 [28]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работи вредных производственных факторов (ОВПФ)

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 12.

Таблица 12 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на линейной части МГ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Изоляционные работы;	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; Повышенный уровень шума на рабочем месте; Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Физические перегрузки	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); Электрический ток; Электрическая дуга и металлические искры при сварке; Пожаровзрывоопасность объекта	Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 10 ноября 2020 года №782н) [24]; СП 52.13330.2016; [27] ГОСТ 12.0.003–2015 [28] СанПиН 1.2.3685–21 [29]; ГОСТ 12.1.046–2014 [30]; ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [31]; ГОСТ 12.0.002–2014 [32] ГОСТ 12.1.004–91 [33] ГОСТ 12.3.003–86 [35] ГОСТ Р 12.1.019–2009 [36];

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

Вредными производственными факторами называются факторы, воздействие которых на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности [32].

### Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны.

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения солнца. Так как эксплуатация и строительство МГ выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха, в зависимости от времени года и географического расположения объекта. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека.

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

### Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки. Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему. Шумовые характеристики машин или предельные значения шумовых характеристик должны быть указаны в паспорте на них, руководстве (инструкции) по эксплуатации или другой сопроводительной документации.

										Социальная ответственность	Лист
											80
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата							

Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью – нейросенсорная тугоухость. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности [31]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБА не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 80 дБА происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления. К основным методам борьбы с шумом относят: [31]

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука (экранирование рабочей зоны);
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши);
- соблюдение режима труда и отдыха.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу





## 6.2.2 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 [32].

### Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Место проведения работ должно быть ограждено. По периметру ограждения и по углам, на расстоянии не более 30 м друг от друга, а также в местах прохода людей должны быть выставлены знаки безопасности в соответствии с [37]. Знаки безопасности и разметка сигнальная, размер которых должен обеспечивать их визуальное восприятие на расстоянии не менее 15 м. Запрещается передвижение техники, не занятой в производстве строительно-монтажных работ, ближе 10 м от края траншеи. Запрещается размещение механизмов и техники, участвующих в работе строительству трубопровода, на расстоянии менее 1,5 м от бровки траншеи.

Все работы производятся при наличии у рабочих защитных касок. Погрузочно – разгрузочные работы выполняют лица, прошедшие специальное производственное обучение и имеющие соответствующие документы, подтверждающие их квалификацию.

При работе нужно быть внимательным и осторожным. Площадки для погрузочно – разгрузочных работ должны быть спланированы и иметь уклон не более 5 градусов. Запрещается выполнение работ при скорости ветра 15 м/с более, при гололеде, грозе и тумане, исключающих видимость в пределах фронта работ.

### 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]

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					



устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется [36]

#### Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Основными источниками опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании. Электрическая дуга, искры, брызги металла, образующиеся в процессе сварки, представляют собой серьезную опасность в виде поражения глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций МГ.

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик обязан носить спецобувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром. 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 [34].

#### *Пожаровзрывоопасность*

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые

										Лист
										86
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Социальная ответственность					













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 [30]

### **Вывод по разделу**

В данном разделе были рассмотрены вопросы производственной безопасности влияющие на состояние здоровья сотрудников при строительстве и эксплуатации магистрального газопровода, затронуты вопросы экологической безопасности, были приведены меры и рекомендации по предотвращению чрезвычайных ситуаций при работах на линейной части магистрального газопровода, также был произведен расчет объемов выброса природного газа, который составил  $V_c = 80020 \text{ м}^3$ , при стравливании участка магистрального газопровода.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## Заключение

В результате проведенной работы был разработан комплекс мероприятий, направленных на повышение надежности эксплуатации магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия).

Был проведен анализ проблем, возникающих при эксплуатации газопровода на многолетнемерзлых грунтах, определены причины их возникновения. Были изучены свойства многолетнемерзлых грунтов, оказывающие влияние на надежность эксплуатации газопровода.

По результатам моделирования напряженно-деформированного состояние магистрального газопровода при применении анкерного устройства с термостабилизатором максимальное напряжение по Мизесу не превышает предела текучести материала трубопровода, что составил 198 МПа. Перемещение, возникающие при пучении составил 5 мм, что позволяет реализовать внедрение данного устройства.

В результате выполнения работы были определены основные экономические показатели, необходимые для внедрение анкерного устройство с термостабилизатором. Данное решение продемонстрировало локальную выгоду со сроком окупаемости – 1,4 года. Выручка по проекту за 15 лет составила порядка 156179 тыс. руб., при сумме выплаченных налогов – 5978 тыс. руб. и капитальных вложениях 2096 тыс. руб в первый год.

Данные меры позволят повысить надежность эксплуатации магистрального газопровода на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия), обеспечить его безопасное и бесперебойное функционирование в течение долгого времени, а также снизить риски неисправностей и аварий, что позволит сохранить экологическую безопасность и устойчивость социально-экономического развития региона.

Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Разраб.		Борисов А.П.			Заключение	Литер.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					94	114
Рук. ОПП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12		

### Список использованной литературы

1. ГОСТ 25100–2020. Грунты. Классификация. – Введ. 01.01.2021. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200174302> (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.
2. ГОСТ 20522–2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. – Введ. 01.07.2013. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200096130> (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.
3. ГОСТ 9.602–2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.06.2016. – URL: [5TUhttps://docs.cntd.ru/document/1200140210U5T](https://docs.cntd.ru/document/1200140210U5T) (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.
4. СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. – Введ. 25.11.2018. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/550565571?marker=7D20K3> (дата обращения 22.05.2023). – Текст: электронный.
5. СП 115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий. – Введ. 17.06.2017. – URL: [5Thttps://docs.cntd.ru/document/4560542025T](https://docs.cntd.ru/document/4560542025T) (дата обращения 22.05.2023). – Текст: электронный.
6. Прогноз теплового и механического взаимодействия инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами в примерах и задачах: учебное пособие / Л. Н. Хрусталева, Л. В. Емельянова. – Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2019. – 162 с.
7. Расчет инженерных сооружений на многолетнемерзлых грунтах: учебное пособие / Л. Н. Хрусталева. – Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2021. – 124 с.
8. ВСН 221-87 Закрепление трубопроводов вмораживаемыми стержневыми анкерами на вечномёрзлых грунтах (для опытно-промышленных участков). – М.: ВНИИСТ, 1987. – 16 с.
9. Kjellman, W. Consolidation of clayey soils by atmospheric pressure / W. Kjellman // In: Proceedings of a Conference on Soil Stabilization, Massachusetts

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		95



17. Крашенинников В. С., Хоменко В. П. Изучение покрывающей толщи как один из важнейших компонентов инженерных изысканий в районах покрытого карста // Вестник МГСУ. – 2011. – № 5. – С. 113–119.
18. Горковенко, А. И. Основы теории расчета пространственного положения подземного трубопровода под влиянием сезонных процессов: 25.00.19: дис. ... док. техн. наук / А. И. Горковенко; ТюмГНГУ. - Тюмень, 2006. - 305 с. - Текст: непосредственный
19. Геокриологические опасности. Тематический том / Под ред. Л. С. Гарагули, Э. Д. Ершова. – М.: Издательская фирма «КРУК», 2000. – 316
20. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – Введ. 01.07.2013. – URL: [5Thttps://docs.cntd.ru/document/12001031735T](https://docs.cntd.ru/document/12001031735T) (дата обращения 20.05.2023). – Текст: электронный.
21. Пат. 2643914 Российская Федерация, МПК F16L 1/06 Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов / Шамилов Х.Ш., Султанмагомедов С.М., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов Т.С., Гулин Д.А.; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2016147297; Заявл. 01.12.2016; Опубл. 06.02.2018
22. Бородавкин, П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: учебник для вузов / П.П. Бородавкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
23. Тариф на газ в Якутске на 2023 г. [электронный ресурс] - <https://my-gkh.ru/getcitytariff/yakutsk/2> (дата обращения 15.06.2023 г.)
24. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
25. Приказ Минтруда РФ от 16.11.2020 №782н “Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте”.

					Список использованной литературы	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		





41. Bisong M. S., Mikhailov V. E., Lepov V. V., Makharova S. N. (2019) Microstructure influence on crack resistance of steels welded structures operated in an extremely cold environment. *Procedia Structural Integrity*. 20. 37-41.
42. Naumov O., Moskvitin G., Grigorieva Y. (2019) Influence processes freezing and thawing of permafrost soils on underground pipeline's stress-strain state. *Procedia Structural Integrity*. 20. 53-56.
43. Lebedev M.P., Startsev O.V., Kychkin A.K. (2019) Development of climatic tests of polymer materials for extreme operating conditions. *Procedia Structural Integrity*. 20. 81-86.
44. Petukhova E. S. Fedorov A.L. (2019) Investigation of the climate resistance of stabilized polyethylene composite materials. *Procedia Structural Integrity*. 20. 75-80.
45. Makhutov N. A., Permyakov V. N., Reznikov D. O. (2019) Strength of trunk pipelines with critical damages. *Procedia Structural Integrity*. 20. 9-16
46. J. Xu, B. Abdalla, C. Mckinnon, A. Audibert-Hayet, E. Coche, V. Gaffard. / Arctic pipelines strain demand prediction. // *Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*.

## Приложение А (справочное)

### Reliability of linear main pipelines after long-term operation in cryolithozone conditions

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Борисов Афанасий Прокопьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Айкина Татьяна Юрьевна		

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)			
Разраб		Борисов А.П.			Приложения А	Литера	Лист	Листов
Рукод.		Шадрина А.В.					101	114
Консульт		Айкина Т.Ю				Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				группа 2БМ12		
Утв								

## Introduction

Main gas pipeline structures in the Republic of Sakha (Yakutia) were built and operated for the first time in the permafrost zone. They have an operational age of 20 years or more, and the overall technical condition of the linear part of these gas pipelines deteriorates with each passing year as the operating resource is practically exhausted.

The area where gas pipelines are being laid is characterized by extreme natural conditions. These include low temperatures, as well as numerous swamps and marshy areas, river crossings, which create an unstable stress-deformed state.

During most of the year, the linear part of the gas pipeline interacts with frozen soils, while in other times of the year it interacts with thawing, freezing, and waterlogged soils, i.e. with weak soils. Maintaining the reliability and safety of the operation of main gas pipelines is a quite relevant task in such harsh natural and climatic conditions.

					Reliability of linear main pipelines after long-term operation	Лист
					in cryolithozone conditions	102
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## Reliability of linear main pipelines after long-term operation in cryolithozone conditions

In order to gain a deeper understanding of the challenges faced when constructing and operating pipelines in difficult geological and climatic conditions, I reviewed several articles on the subject. These articles provided valuable insights into the topic. For example, Y. M. Andreev et al. wrote an article titled “Reliability of linear main gas pipelines after longer operation in the conditions of the cryolithozone” [1]. This article discussed an accident that occurred on a gas pipeline in Yakutia, which was caused by the instability of the topography due to permafrost melting. The authors studied the characteristics of permafrost and its effects on pipeline construction to better understand this issue.

The researchers conducted a computation that demonstrates that the gas pipeline is experiencing stresses that surpass the maximum allowable limits. The graph in Figure 1 exhibits how much the pipeline deviates from its original design over its length. The maximum deviation from the design is 6 meters.

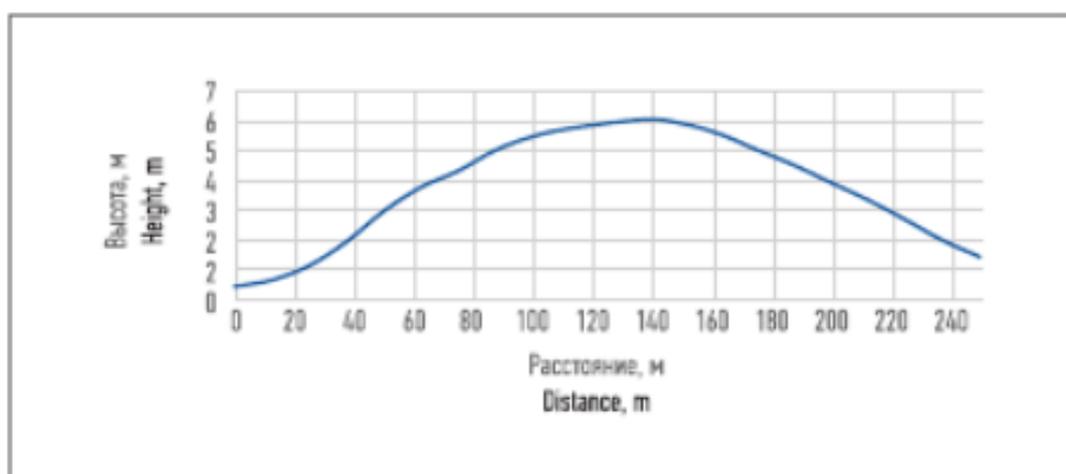


Figure 1 – Horizontal curvature of the axis of the gas pipeline

Such fluctuations cause the occurrence of stress levels that go beyond the acceptable limit, highlighting the inadequacy of the construction technologies used in challenging environments. Thus, there is a necessity for more up-to-date techniques to be adopted.

During their analysis, the authors have suggested a new non-destructive testing method that relies on controlling acoustic emissions and involves supplying refrigerant to the pipeline nozzle to measure its stresses.

In another paper titled “Microstructure Influence on Crack Resistance of Steels Welded Structures Operated in an Extremely Cold Environment”, Bisong M.S. and co-authors explore the impact of microstructure on the resistance of welded steel structures to cracking in extremely cold conditions [2]. The article examines the effect of cooling rate on joint microstructure, using experimental samples of a steel pipeline and specialized equipment for welding operations.

To ensure accuracy, the experiment was conducted at both 20 and -40 degrees Celsius, as the cooling rates differ greatly between these temperatures. The hardness parameters were analyzed a few days after the welding process was completed. The results indicated that there was no significant difference in Brinnel hardness when welding at -40 degrees Celsius, but the same cannot be said for higher temperatures.

Despite this, the authors concluded that the formation of cracks was not dependent on the cooling rate of the welded joints, but rather on the heterogeneity of the mechanical properties resulting from the stress-strain state of the pipeline during its operation in extremely low temperatures.

The paper by Naumov O. et al., titled “Influence processes freezing and thawing of permafrost soils on underground pipeline’s stress-strain state” [3], focuses on the impact of cyclic melting-freezing of soils on the stress-strain state of an oil pipeline laid underground in challenging geological and climatic conditions.

The study employs the finite element method to calculate the factor of safety margin based on external loads and operating conditions, although the model conditions may not always reflect the actual conditions. The authors also used the SolidWorks Simulation software to design a change in the pipeline’s geometric position caused by seasonal soil movements over a 30-meter plot. The statistical analysis results are presented in Figure 2.

					Reliability of linear main pipelines after long-term operation	Лист
					in cryolithozone conditions	104
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

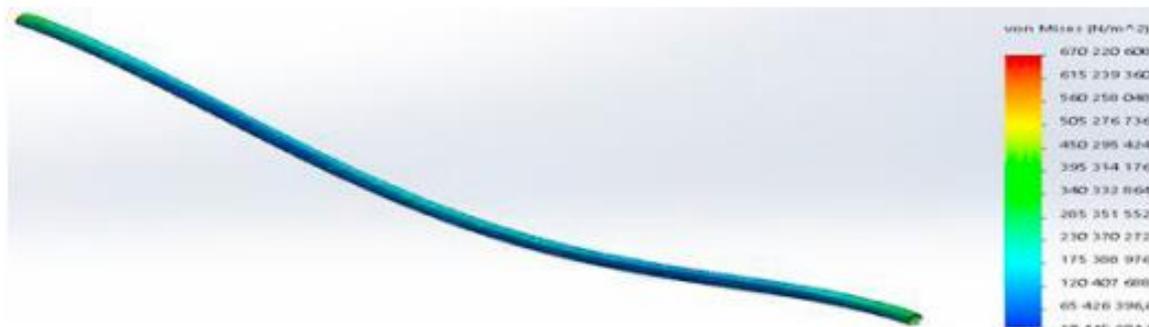


Figure 2 - Stress-strain state of the pipeline

The authors have concluded that the maximum stresses occur during pipeline deflection and the combined effect of lifting and deflection, indicating that pipeline deformation remains constant. As a result, cracks can gradually appear and spread during seasonal cyclical changes in the pipeline design position. However, the authors have noted that pipelines of up to 10 meters in length will not experience significant changes, meaning that the stress-strain state will be normal, ensuring that safety conditions are met.

The positional changes of the pipeline have a significant impact on its overall position due to seasonal cyclical changes in the ground (i.e. melting-freezing). Extreme stresses can occur in pipelines due to soil freezing and thawing, leading to larger bending radii and pressure gradients that can result in pipeline damage.

To prevent emergencies, removing water and using cooling units along the pipeline route is effective, as well as constant monitoring of the pipeline position. The article provides valuable insights into the behavior of underground pipelines under these conditions.

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

The article “Development of climatic tests of polymer materials for extreme operating conditions” [4] by Lebedev M.P. et al. discusses a study on the durability of composites made through 2D and 3D-weaving. The study aims to determine the practical application of polymer and polymer-composite materials in harsh geological and climatic conditions. While the study is not specifically targeted towards the oil and gas industry, it is still relevant to consider when selecting materials for various applications, including industry, construction, transport, and everyday life. The main

					Reliability of linear main pipelines after long-term operation	Лист
					in cryolithozone conditions	105
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

advantage of such materials is their ability to maintain their performance over time and withstand aging caused by reversible and irreversible physico-chemical transformations induced by harsh environmental factors like temperature, humidity, solar radiation, and mechanical stress.

By using the appropriate composition, the efficiency of pipeline transport can be improved without losing its properties for up to 50 years.

The research developed algorithms to establish quantitative relationships between macroscopic indicators and the concentrations of chemical and physical bonds during aging.

The results show (Figure 3) that with accurate mechanical measurements, the value of the macroscopic index (R) changes in a monotonic manner as the duration of exposure (t) increases. The tests were conducted using specialized equipment, and a flat graphical pattern indicates a decrease in quality.

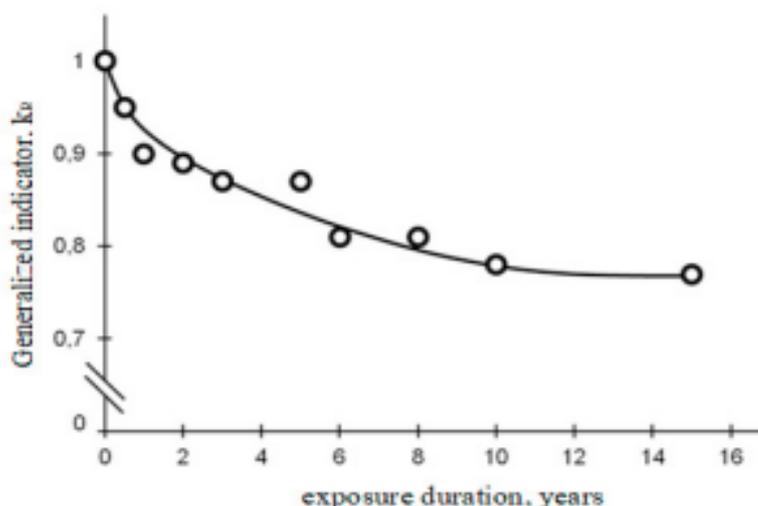


Figure 3 - An example of a monotonous decrease in the mechanical index due to the destruction of the polymer matrix

The researchers determined that in order to ensure the accuracy and reliability of measuring the mechanical properties of PCM during climatic aging, certain methodological requirements must be followed:

- These include preparing samples according to standards, assessing the impact of sample shape and size, fixing methods, and sample cutting angle.

- The variation of indicators for samples from different plates should be checked, and coefficients of variation should be calculated to determine the necessary number of samples.
- The controlled R value should be measured at various temperatures, including those above and below the polymer matrix glass transition temperature.
- Measurements should be taken on samples in their original state, after drying and wetting at 60°C.

Failure to follow these requirements will result in unreliable measurement of mechanical parameters.

The article by Petukhova E.S. and Fedorov A.L. titled “Investigation of the climate resistance of stabilized polyethylene composite materials” [5] examines the impact of various stabilizers on the climatic resistance of polyethylene composites. The authors selected materials with stable mechanical characteristics and density for complex climate studies. The study revealed that the use of sulfur-containing stabilizing substances causes a change in color, potentially due to the formation of quinone during the decomposition of stabilizing substances. Elongation at break was identified as a sensitive indicator of polyethylene aging.

The study further showed that the use of CO<sub>3</sub> and CO<sub>4</sub> stabilizers in quantities of 0.3-0.5 wt.% is adequate for stable product and structure performance for up to a year, compared to the original polyethylene and Stafen stabilizer-containing composite materials which became brittle after nine months of exposure. Figure 4 presents the study results.

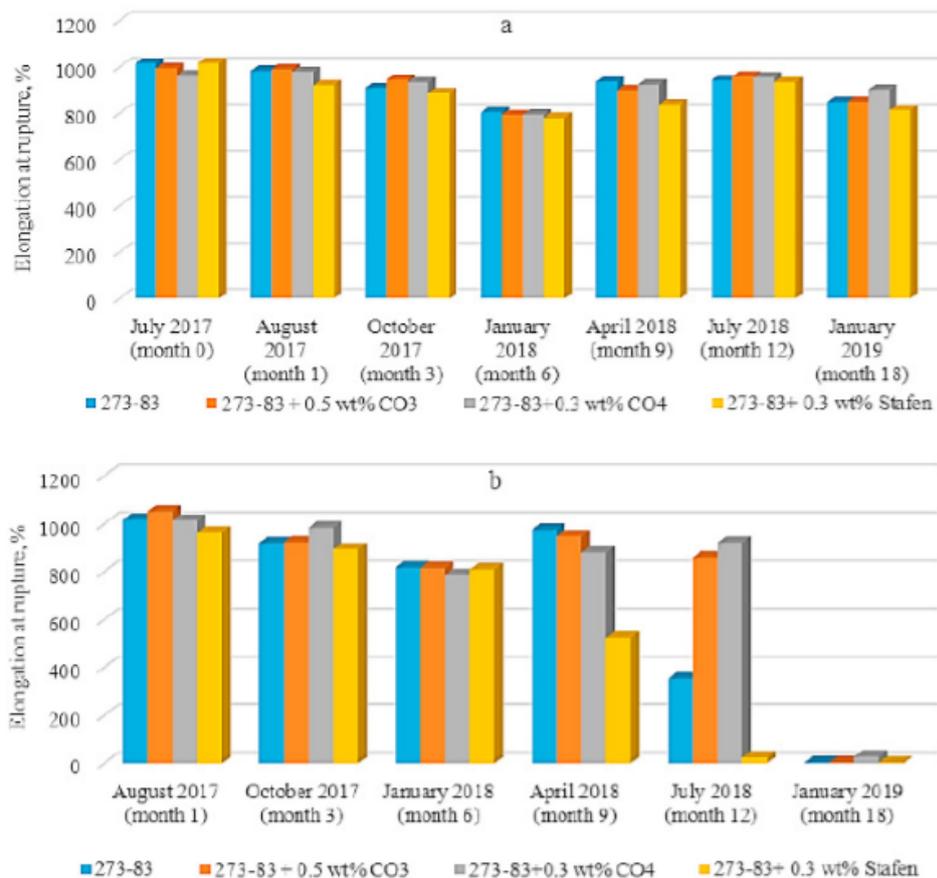


Figure 4 – Elongation at rupture: (a) is control samples; (b) is testing samples taken from the (open-air testing area)

Electron microscope research has demonstrated that the submolecular structure of composites varies significantly based on exposure conditions, with notable changes occurring in composites exposed to open air due to temperature fluctuations. By using stabilizers CO<sub>3</sub> and CO<sub>4</sub>, products and structures made of unpainted polyethylene in the Republic of Sakha (Yakutia) can enjoy a 25% increased service life (from 9 to 12 months).

Another study, Makhutov N. A. et al., titled “Strength of trunk pipelines with critical damages” [6], examines how local buckling (referred to as crimp) reduces the static strength of pipelines. This reduction is caused by aging, lowered operation temperatures, residual tensile stresses during plastic crimp formation, and welding. The article analyzes various forms of local damages found in pipelines that lead to a sharp decrease in their strength and service life.



### Prediction of Artic pipelines strain state

The objective of another study “Arctic pipelines strain demand prediction” by J. Xu et al. is to predict frost heave and the consequences on pipeline stress-strain state [7]. The authors suggested creating three numerical models to address the problem. The initial model would simulate heat transfer in soil, while the second would replicate both soil displacement and joint heat transfer. The third model would assess the soil-pipeline interaction to calculate the stress-strain state of the pipeline when soil displacement occurred. Finite elements (FE) would be used to solve the numerical models.

The core of this approach involves representing the object being studied as a model consisting of a limited number of elements, each with a specific set of degrees of freedom. These elements are only connected at specific points referred to as nodes, where simulated forces are applied to replicate surface stresses distributed across the element boundaries.

The analysis of geothermal data resulted in the creation of graphs that display the changes in the isolines of the melting front over time (Fig. 7). The original information used to produce these graphs included a pipe that was 0.8 meters deep, an ambient temperature of +16°C, and a pipe temperature of -25°C.

Based on the findings from this graph, it can be concluded that the frost heaving that affects the pipe will decrease over time, but this reduction in magnitude and pace will depend on the temperature of the pipe itself. If the temperature of the pipe is -10°C or colder, this process will occur at a faster rate compared to pipes that are warmer.

The authors utilized a matrix in the form of a diagram (Fig. 8 and 9) that comprises three data parameters: surface temperature, pipe temperature, and frost heave value. Figure 8 depicts the data for a pipeline buried at a depth of 0.8 m, while Figure 9 shows the data for a pipeline buried at a depth of 2.5 m. The amount of frost heaving was calculated for six months.

					Reliability of linear main pipelines after long-term operation in cryolithozone conditions	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		110

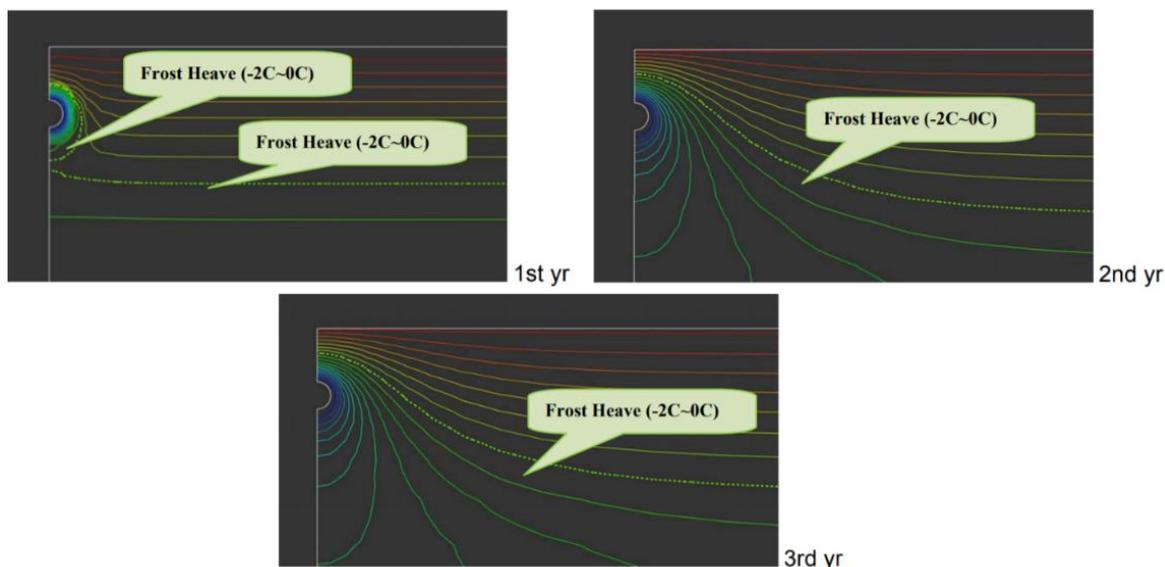


Figure 7 - Graphs of isolines of the thawing front evolution

When examining the case of a pipeline buried at a depth of 0.8 m (Figure 8), a freezing front (pipe) is observed when the surface temperature is positive. The pipe displacement due to frost heaving is greater for colder pipes. The authors explained this phenomenon by stating that the freezing front of the colder pipes moves further away from the pipe over time, resulting in a larger volume of soil being exposed to frost heaving forces and a consequently larger displacement value for the pipe [7].

When the surface temperature is  $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ , two freezing fronts are created and for this case, it can be seen that the process occurs in the reverse order. The authors of the work explain this by the fact that the soil quickly freezes due to two freezing fronts.

For the 2.5 m burial depth case, the magnitudes of pipeline upheaval are illustrated in Figure 8. It shows that the magnitude of frost heaving has greatly decreased when compared with the case when the pipes are buried 0.8 m.

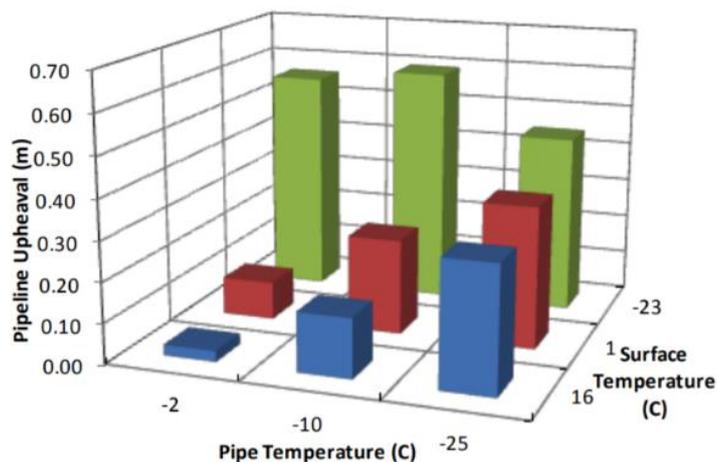


Figure 8 - The magnitude of pipeline upheaval during in 6 months for 0.8 m burial depth

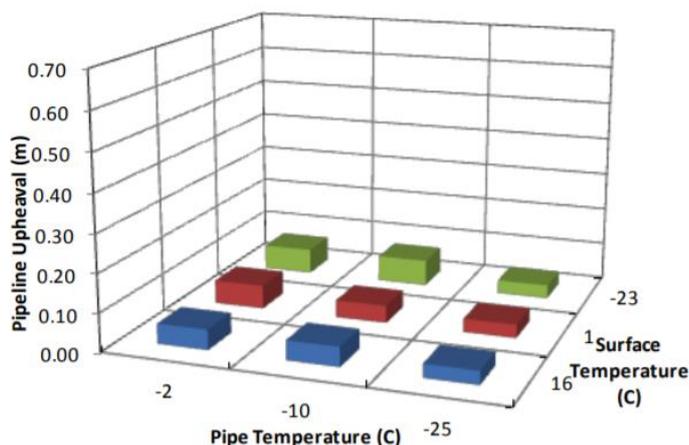


Figure 9 - The magnitude of pipeline upheaval during in 6 months for 2.5 m burial depth

The effective way to reduce pipe frost heave is by burying it deeply. However, the cost associated with laying the pipeline increases, and it is accompanied by considerable deformations of the pipe due to the higher stiffness of the soil springs.

The paper presented by the authors is a notable illustration of how numerical techniques can be utilized to design intricate pipelines in the Arctic. By examining the authors' findings, we can observe how frost heaving is influenced by several factors, including the depth and temperature of the pipeline, along with surface temperatures. Moreover, the changing soil freezing front surrounding the pipeline over time can also be observed, which makes this research useful for evaluating various pipeline design alternatives in permafrost conditions.

## Приложение Б

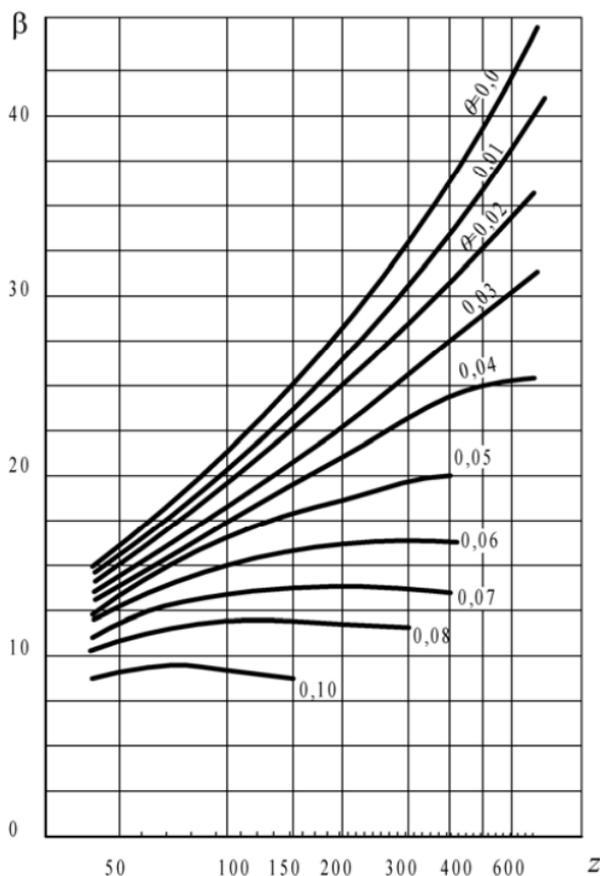


Рисунок Б 1 - Номограмма для определения коэффициента  $\beta$  при проверке устойчивости криволинейного трубопровода

					Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)						
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата							
Разраб.		Борисов А.П.									
Руковод.		Шадрина А.В.									
Рук. ОПП		Шадрина А.В.									
					Приложение Б						
					<table border="1" style="float: right; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Литер.</td> <td style="width: 10%;">Лист</td> <td style="width: 10%;">Листов</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">113</td> <td style="text-align: center;">114</td> </tr> </table>	Литер.	Лист	Листов		113	114
Литер.	Лист	Листов									
	113	114									
					Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12						

## Приложение В

### Инженерно-геологический разрез исследуемого участка

Масштаб 1 : 100

Начата : 13.04.2021  
Окончена : 13.04.2021

Наименование : с-7

ПК 0+82.27 м  
Отметка устья : 75.90 м  
Общая глубина : 15.00 м

Геологический индекс	Мощность слоя, м	Глубина слоя, м	Абс. отметка подошвы слоя, м	Геологический литологический разрез	Наименование пород и их характеристика	Сведения о воде		Глубина отбора образцов	Сведения о мерзлоте	Суммарная влажность q <sub>ср</sub>	Температура грунта	
						поверхности	устья					
	0.20	0.20	75.70		Почвенно-растительный слой							
αQ	1.60	1.80	74.10		Супесь текучая, с содержанием органического вещества			2	Сезонно мерзлые	0,750	-8,0	
αQ	1.20	3.00	72.90		Песок мелкий, рыхлый, водонасыщенный, с содержанием органического вещества (грунт сезонного оттаивания)			3.1 м		0,390	-7,5	
αQ	1.80	4.80	71.10		Песок мелкий, твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстура			4	Твердомерзлые	0,410	-6,0	
αQ	4.80	9.60	66.30		Песок средней крупности, твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстура			6		0,320	-5,6	
αQ	0.40	10.00	65.90		Суглинок текучий, твердомерзлый, льдистый, слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества			8		0,225	-4,2	
αQ	0.50	10.50	65.40		Лед			10		0,260	-3,9	
αQ	2.30	12.80	63.10		Суглинок текучий, твердомерзлый, льдистый, слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества			12		0,320	-3,4	
αQ	2.20	15.00	60.90		Песок средней крупности, твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстура			14		0,250	-3,2	
						Подземные воды не бстричены					0,240	-3,0
						Подземные воды не бстричены					0,311	-2,8
											0,330	-2,6
											0,289	-2,7
										0,270	-3,1	
										0,290	-3,1	
										0,230	-3,0	

Разработка мероприятий для повышения надежности магистрального газопровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах Республики Саха (Якутия)				
Из	Лист	№ докум	Подпись	Дата
Разраб.		Борисов А.П.		
Руковод.		Шадрина А.В.		
Рук. ОПП		Шадрина А.В.		
Приложение В				
		Литер.	Лист	Листов
			114	114
Отделение нефтегазового дела группа 2БМ12				