

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.691.4.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Протоodyяконов В. И.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В. К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант – лингвист

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

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

ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	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
ПК(У)-7	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»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ А.В. Шадрина
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Протодюконову Владиславу Игоревичу

Тема работы:

Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39–42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</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><i>Нормативно-техническая документация, научные статьи отечественных и зарубежных исследователей, монографии, учебники, методические пособия, исполнительно – проектная документация.</i></p> <p><i>Объект исследования: тепловое воздействие магистрального газопровода на многолетнемерзлые грунты.</i></p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Обзор литературы по теме исследования. Выполнить оценку эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Выполнить анализ средств инженерной защиты от воздействия геокриологических процессов на подземный магистральный газопровод. Провести теплотехнический расчет магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов, определить напряженно-деформированное состояние газопровода, подверженного силам морозного пучения</i></p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки – 57 Таблицы – 15</p>
---	--------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, профессор, д.э.н.
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.
Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ	Айкина Татьяна Юрьевна, доцент, к.ф.н.

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

Разделы на русском языке: реферат, введение, разделы 1–6, заключение, приложения Б, В, Г, Д, Е
Разделы на английском языке: приложение А.

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Протоdjяконов Владислав Игоревич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
01.02.2022	<i>Изучение характеристик многолетнемерзлых грунтов</i>	15
15.03.2022	<i>Анализ конструктивно-технических особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	15
20.04.2022	<i>Выполнение расчетов, моделирования</i>	20
02.05.2022	<i>Раздел на иностранном языке</i>	10
06.06.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.06.2022	<i>Заключение</i>	5
20.06.2022	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого:</i>	100

Составил:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
		Протоdjяконов Владислав Игоревич	
Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело / Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объектом исследования: магистральный газопровод</i></p> <p><i>Рабочее место: находится на открытом воздухе</i></p> <p><i>Трасса газопровода проходит по многолетнемерзлым грунтам</i></p> <p><i>При эксплуатации газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека</i></p> <p><i>Негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера</i></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</i></p> <p><i>ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;</i></p> <p><i>ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;</i></p> <p><i>ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;</i></p> <p><i>Земельный кодекс «Охранные зоны трубопроводов»</i></p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – Расположение рабочего места на значительной высоте относительно

	<p><i>поверхности земли (пола); Электрический ток;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</i> <i>– Пожаровзрывоопасность объекта</i>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов 	<p><i>При строительстве и обслуживании магистрального газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования.</i></p> <p><i>Воздействие на литосферу: загрязнение почвенно-растительного покрова производственными отходами, оттаивание многолетнемерзлых грунтов</i></p> <p><i>Воздействие на гидросферу: загрязнение сточными водами и производственных отходов</i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу: выбросы природного газа</i></p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</p>	<p><i>Возможные причины возникновения ЧС при эксплуатации газопроводов: техногенного характера (аварии, инциденты), стихийное бедствие (лесные пожары, наводки);</i></p> <p><i>Наиболее типичная ЧС: техногенный характер</i></p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</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
2БМ01	Протодьяконов Владислав Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Протодьяконов Владислав Игоревич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по техническому диагностированию (ЭПБ) на газопроводе-отводе
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов; Методические указания определения стоимости проведения ЭПБ зданий, сооружений и технических устройств
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование проведения мероприятий по оценке технического состояния на газопроводах после оценки эксплуатационных особенностей магистрального газопровода
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении оценки технического состояния газопровода после оценки эксплуатационных особенностей магистрального газопровода
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности при проведении расчетов стоимости ЭПБ по специальной методике

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта
2. Методика расчета работ по оценке технического состояния газопровода

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Протодьяконов Владислав Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 149 с., 57 рис., 15 табл., 70 источников, 6 прил.

Ключевые слова: Магистральный газопровод, подземная прокладка, многолетнемерзлые грунты, криолитозона, геокриологические процессы, средства инженерной защиты, ореол оттаивания, напряженно-деформированное состояние, теплотехнический расчет.

Объектом исследования является тепловое воздействие магистрального газопровода на многолетнемерзлые грунты.

Цель работы – исследование особенностей эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

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 газопроводов аналитическим и численными методами, определение напряженно-деформированного состояния участка газопровода при морозном пучении грунта, проведен расчет стоимости проведения экспертизы промышленной безопасности и рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при эксплуатации магистрального газопровода.

В результате исследования проведен анализ влияния геокриологических процессов на магистральные газопроводы и причины их возникновения, проведен анализ эффективности применения средств инженерной защиты магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов, выполнен расчет глубины оттаивания под газопроводом вследствие теплового влияния на мерзлые грунты аналитическим и численным методом, составлен прогноз теплового режима грунтов через 20 лет, построена модель для определения напряженно-деформированного состояния участка газопровода при морозном пучении.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: температурный режим грунтов и параметры инженерной защиты магистрального газопровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, напряженно-деформированное состояние газопровода.

Степень внедрения: предложенную методику расчета тепловой задачи можно применять при проектировании трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях.

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.

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Протоdjяконов В. И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В. К.					1	149
Рук. ООП		Шадрина А. В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

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 односторонний 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,

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов В. И.</i>			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В. К.</i>					2	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека.

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	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		3

Нормативные ссылки

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

СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

ГОСТ 25100–2020. Грунты. Классификация.

СП 11–105.97. Инженерно-геологические изыскания для строительства.

Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства.

Часть III. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов.

СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

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

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

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

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

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

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		4

Оглавление

Введение	16
Глава 1. Магистральные газопроводы в условиях многолетнемерзлых грунтов.....	18
1.1 Обзор нормативно-технической документации	18
1.2 Географическая распространенность и характеристика многолетнемерзлых грунтов.....	18
1.2.1 Геокриологические процессы	23
1.2.2 Деградация многолетнемерзлых грунтов	26
1.2.3 Теплофизические параметры мёрзлых грунтов	27
1.3 Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	28
1.3.1 Эксплуатационные особенности магистральных газопровод на Крайнем Севере	30
Глава 2. Анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопровод в условиях многолетнемерзлых грунтов	35
2.1 Термостабилизация грунтов	36
2.2 Мелиорация грунта	38
2.3 Биомат	39
2.4 Теплоизоляция магистрального газопровода.....	41
2.4.1 Совершенствование конструкций сегментной кольцевой теплоизоляции	46
2.5 Солнцеосадкозащитный навес	52
2.5.1 Совершенствование конструкции солнцеосадкозащитного навеса.....	56
Глава 3. Характеристика района исследования	59
3.1 Физико-географическая характеристика района	59
3.2 Климатические условия	60
3.3 Инженерно-геологические условия	61
3.4 Инженерно-геокриологическое районирование	64
3.5 Прогноз изменения инженерно-геологических условий в ходе хозяйственного освоения территории.....	65
Глава 4. Расчетная часть	67
4.1 Постановка задачи, исходные данные	68
4.2 Расчет глубины оттаивания аналитическим методом.....	71
4.2.1 Результаты расчетов аналитическим методом.....	74
4.3 Решение тепловой задачи с помощью компьютерного моделирования	75
4.4 Теплотехнический расчет в ПК «FROST 3D».....	77

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов В. И.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В. К.</i>					5	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

4.4.1	Порядок проведения расчета в ПК «FROST 3D».....	78
4.4.2	Результаты теплотехнического расчета в ПК «FROST 3D»	82
4.5	Определение величины осадки	89
4.6	Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	91
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	98
5.2	Обоснование расчета стоимости работ по оценке технического состояния газопровода	100
5.3	Методика расчета стоимости работ по проведению ЭПБ	101
5.4	Расчет стоимости проведения экспертизы газопровода	103
5.5	Затраты на проведение мероприятия по ЭПБ	105
5.6	Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов	105
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	108
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	108
6.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	108
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды	109
6.2	Производственная безопасность	110
6.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	111
6.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	115
6.3	Экологическая безопасность	118
6.3.1	Воздействие на окружающую среду	119
6.3.2	Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов	121
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
	Заключение.....	125
	Список использованной литературы	126
	Приложение А.....	136
	Приложение Б	150
	Приложение В.....	151
	Приложение Г	153
	Приложение Е	158

Введение

Актуальность. Многолетний опыт эксплуатации северных газопроводов демонстрирует, что тепловое взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами зачастую приводит к дисбалансу равновесия в системе «мерзлый грунт – газопровод», который сопровождается существенным изменением ландшафта местности, что в свою очередь приводит к потере проектного положения (деформациям) газопроводов и, зачастую, к аварийным ситуациям. Мерзлый грунт, если не нарушать его тепловой режим, обладает высокими несущими и прочностными свойствами. Отопление данных грунтов ведет к значительному снижению их несущей способности. Также наоборот, промораживание грунтов со стороны газопровода приводит к криогенному пучению грунтов, что впоследствии негативно влияет на напряженно-деформированное состояние (далее НДС) газопровода. Поэтому проектирование магистральных газопроводов (далее МГ) в условиях ММГ происходит путем комплексного решения задач по минимизации геокриологических факторов (криогенное пучение грунтов, образование термокарстов, солифлюкции и т. п.).

Для предотвращения или сокращения теплового воздействия на мерзлые грунты применяются средства инженерной защиты. Рациональность их применения во многих случаях зависит от технических расчетов.

Обеспечение необходимой несущей способности и устойчивого положения МГ является одним из основных факторов надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта как на стадии строительства, так и в процессе эксплуатации.

Цель работы. Исследование особенностей эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Протоdjяконов В. И.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никольчиков В. К.					7	149
<i>Рук. ООП</i>		Шадрина А. В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- провести анализ проблем проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов в криолитозоне;
- изучить существующие методы повышения эксплуатационной надежности подземных магистральных газопроводов в условиях ММГ;
- определить оптимальные технические решения, позволяющие снизить фактор развития опасных геокриологических процессов;
- провести теплотехнический расчет для определения температурного режима грунтов;
- рассчитать напряженно-деформированное состояние участка магистрального газопровода;

Объектом исследования. Тепловое воздействие магистрального газопровода на многолетнемерзлые грунты.

Методика исследования. Выполнение расчетов проводилось с помощью аналитических методов, заложенных в нормативной документации, и численных методов, реализованных в программных комплексах «ANSYS» и «FROST 3D».

Предмет исследования. Линейная часть магистрального газопровода, прокладка которого осуществлена в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Практическая значимость. Результаты расчетов по прогнозированию напряженно-деформированного состояния участка и ореола оттаивания грунтов вокруг магистрального газопровода, проведенные с помощью компьютерного моделирования, могут быть применены при проектировании и эксплуатации надежных и безопасных магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

					Введение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		8

Глава 1. Магистральные газопроводы в условиях многолетнемерзлых грунтов

1.1 Обзор нормативно-технической документации

Фундаментальными документами для проведения инженерно-геологических изысканий на грунтах, в том числе на талых и многолетнемерзлых, являются «Строительные нормы и правила Российской Федерации (СНиП)». Важнейшим из них является СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения». Регламенты для изыскательных и проектных работ на территории распространения многолетнемерзлых грунтов отображены в документе СП 25.13330.2020 (СНиП 2.02.04-88) «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Требования, рекомендации к проектируемым магистральным трубопроводам описаны в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

При проектировании, строительстве, а также проведении изыскательных работ могут применяться различные способы, методики для выполнения поставленных задач. Для структуризации выполнения отдельных работ существуют нормативные документы. Такие документы называют государственными стандартами или ГОСТ. В данных документах приведены регламенты выполнения работ по единой методике. При работе использовался ГОСТ 25100–2020 «Грунты. Классификация».

1.2 Географическая распространенность и характеристика многолетнемерзлых грунтов

Литосфера нашей планеты содержит в себе зоны, в которых на некоторой глубине года из года в год сохраняется отрицательная температура грунта. Такое явление называется – «вечной мерзлотой» или многолетнемерзлым грунтом, а территория вокруг данных грунтов называется криолитозоной. Сложилось так, что в Российской Федерации около 80%

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов В. И.</i>			Магистральные газопроводы в условиях многолетнемерзлых грунтов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В. К.</i>					9	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

запасов природного газа и 60% запасов жидких углеводородов сосредоточены на Севере страны. Как показывает практика для данных месторождений характерны неблагоприятные инженерно-геологические, климатические условия. Примерно 24% площади суши Северного полушария (~22,8 млн. км²) являются территория криолитозоны, в том числе 60–65% (11 млн. км²) территории Российской Федерации – это территории распространения ММГ (рис. 1.1).

Мерзлые грунты классифицируют по температуре, льдистости, степени засоленности, типу криогенных текстур. Подробная классификация мёрзлых грунтов приведена в [33]. Основным видом мерзлых грунтов являются дисперсные грунты (песок, глина и т. п.).



Рисунок 1.1 – Карта распространения многолетнемерзлых грунтов на территории Российской Федерации

Принято разделять ММГ с учетом их сомкнутости на 4 группы распространения: [1]

1. Сплошное – более 90% площади, температура грунтов ниже -3 °С, мощность мёрзлых грунтов составляет от 100 до 800 м;
2. Прерывистое – от 50–90% площади, температура грунтов находится в диапазоне от -3 до -1 °С, мощность мёрзлых грунтов составляет от 25 до 100 м;

3. Островное – от 10–50% площади, температура грунтов находится в диапазоне от -1 до -0,5 °С, мощность мёрзлых грунтов составляет от 10 до 50 м;
4. Редко-островное – менее 10% площади, температура грунтов находится в диапазоне выше -0,5 °С, мощность мёрзлых грунтов составляет менее 10 м.

Основополагающими характеристиками криолитозоны являются сомкнутость ММГ (площадь распространения данных грунтов в конкретной местности), среднегодовая температура грунтов, характер распространения ММГ (сливающиеся и несливающиеся мерзлота), мощность ММГ и деятельного слоя (ДС). Также между верхней границей мерзлых грунтов и дневной поверхностью находится слой, определение которого зависит от процесса промерзания. Если у данного слоя в зимнее время происходит полная диффузия с ММГ, то данный слой называется деятельным, а характер распространения ММГ носит название сливающаяся мерзлота. Обратное явление называется сезоннопромерзающим слоем, когда образуется талый слой между деятельным слоем и мерзлым грунтом. В таком случае между кровлей мерзлых грунтов и дневной поверхностью образуется талик, т. е. участок, который состоящий из незамерзающей породы среди многолетней мерзлоты, распространяющийся вглубь от поверхности или от слоя сезонного промерзания, а характер распространения ММГ называется несливающейся мерзлотой (рис. 1.2).

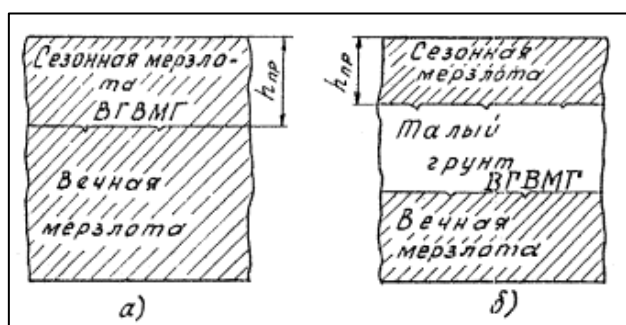


Рисунок 1.2 - Сливающаяся (а) и несливающаяся (б) вечная мерзлота

Деятельный слой (далее ДС) – поверхностный слой грунта на территориях распространения ММГ, который подвергается сезонному

оттаиванию (лето) или промерзанию (зима).

Свойства ДС зависят от разницы теплоприхода в почве. На теплоприход влияют следующие факторы: отенения местности, скорость ветра, температура окружающей среды, крутизны угла склона, состав и степень влажности грунтов, высота снежного покрова, присутствие или отсутствие растительного покрова.

В ММГ сцементирующим веществом, как правило, является леденистая материя. При проектировании сооружений важно учитывать льдистость мерзлых грунтов. От этого фактора в больше степени зависит величина просадки данных грунтов при оттаивании. Также существует понятие незамерзшей воды. Как правило, в мерзлых грунтах имеется влага, которая находится в трёх агрегатных состояниях: твердое (лед), парообразное, жидкое (в виде незамерзшей воды). Между льдом и незамерзшей водой существует динамическое равновесие. Обуславливается это тем, что при таянии льда (повышение отрицательной температуры) происходит увеличение объемов незамерзшей воды и наоборот, при сдвиге температуры в отрицательную сторону происходит нарастание льдо-содержания в грунте. Отсюда следует сделать вывод о том, что ММГ является высокодинамичной системой, которая в свою очередь имеет высокую чувствительность на любое изменение внешних термодинамических условий.

На количество незамерзшей воды и льда в большей степени влияет засоленность самих грунтов. За счет выявления химического состава солей и его концентрации определяется влияние на фазовый состав влаги (рис. 1.3).

					Географическая распространенность и характеристика многолетнемерзлых грунтов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		12

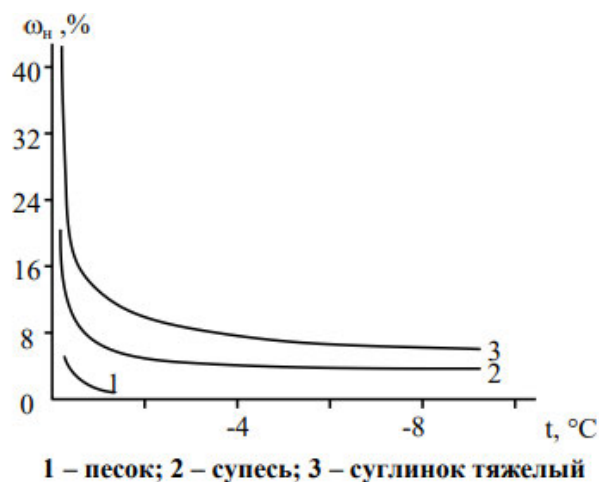


Рисунок 1.3 – График зависимости содержания незамерзшей воды в незасоленных грунтах от температуры и состава грунтов

Строение ММГ обуславливается размещением льда в структуре грунта. Подробное распределение льда отображено на рисунке 1.4. [3]

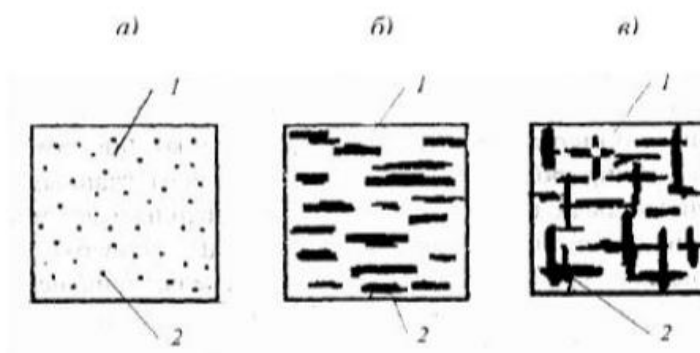


Рисунок 1.4 – Строение многолетнемерзлых грунтов:

а) – сплошная (лед-цемент), б) – слоистая, в) – сетчатая (прожилки);

1 – минеральные частицы; 2 – лёд

Существует классификация ММГ по периоду пребывания в мерзлом состоянии. Согласно [4] всего выделено три группы таких грунтов:

1. Многолетнемерзлые, длительность пребывания в мерзлом состоянии которых превышает годы, а мощность измеряется в сотнях метрах;
2. Сезонномерзлые, длительность пребывания в мерзлом состоянии которых измеряется в месяцах, а мощность измеряется в десятках, редко в сотнях метрах;

3. Кратковременномерзлые, длительность пребывания в мерзлом состоянии которых измеряется в часах (сутках), а мощность измеряется в сантиметрах.

1.2.1 Геокриологические процессы

Территориальное распределение ММГ характеризуется расширением разнообразных геоморфологических процессов. Изменение температуры в криолитозоне приводит к активизации различных мерзлотных явлений и процессов, приводящих к деструктивным изменениям ландшафта местности. Данные процессы можно подразделить на три группы: [6]

1. Геокриологические процессы – морозное пучение, термокарсты, морозобойное растрескивание, криогенное выветривание и наледообразование;
2. Гравитационные процессы (склоновые) – солифлюкция и курумообразование;
3. Представлены в виде термоэрозии и термоабразии, которые возникают вследствие механических (тепловых) воздействий окружающей среды (ветра, водные массы и т. п.).

В работе рассмотрена первая группа геоморфологических процессов.

Криогенное выветривание — процесс разрушения пород, который происходит за счет многократного повторения процессов фазового перехода (замерзания) воды в твердое состояние (лед) и наоборот в трещинах, порах. Является наиболее распространенным процессом в криолитозоне.

Морозобойное растрескивание – это процесс, при котором происходит образование клинообразных щелей, разрыва пород впоследствии промерзании грунта (рис. 1.5). Это связано с тем, что при промерзании грунта происходит его объёмное уменьшение. В последующем в трещины попадает влага, что в дальнейшем ведет к тому, что изменяются глубины промерзания грунтов. На базе морозобойного растрескивания образуются полигонально-жильные структуры.

					Геокриологические процессы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		14

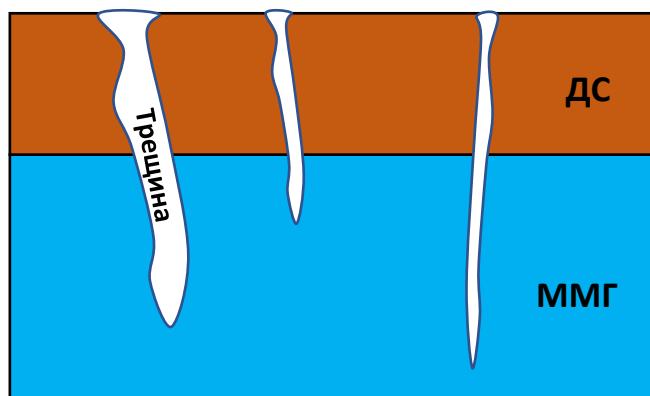


Рисунок 1.5 – Схема морозобойного растрескивания грунтов:

ДС – деятельный слой, ММГ – многолетнемерзлые грунты

Криогенное выветривание – это процесс разрушения пород вследствие фазового перехода влаги, содержащейся в трещинах, при промерзании. Разрушающий механизм данного процесса проявляется при многократном промерзании и оттаивании мерзлых пород.

При изменении теплового режима на поверхности земли, начинается вытаивание льдин толщ вечной мерзлоты, который в свою очередь вызывает просадку почв. Данное явление называется термокарстом. Термокарстами по-другому можно назвать процессы неравномерного проседания почвы и горных пород. Термокарсты по форме напоминают воронки, котловины, термотеррасы, провальные ямы. В большей степени, термокарсты возникают из-за человеческого фактора (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 – Термокарстовая впадина «Батагайка»

Уровень подземных вод в значительной степени влияет на свойства пучения грунтов. Чем ближе находится данный уровень к фронту промерзания, тем более является интенсивность пучения для пылевато-глинистых грунтов.

1.2.2 Деградация многолетнемерзлых грунтов

В настоящее время все больше внимания уделяется вопросам повышения среднегодовой температуры воздуха во всем мире, особенно в северных широтах планеты. Исследования показали, что в дальнейшем произойдет увеличение числа осадков (годовая сумма) более чем на 100%. Аномалии среднегодовой температуры могут привести к ряду проблем, в число которых входит оттаивание ММГ (рис. 1.8). [8]

Характерные для многолетнемерзлых грунтов подземные льды являются причиной низкой устойчивости криолитозоны к изменениям климатических условий.

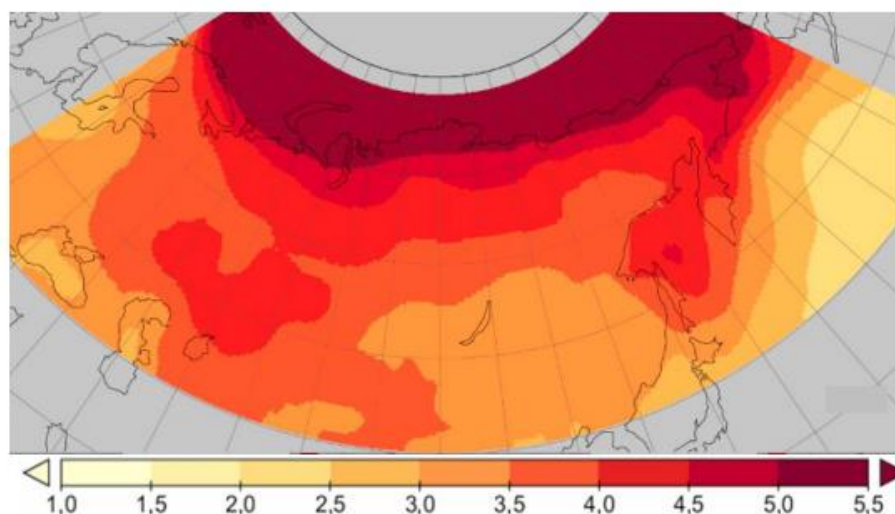


Рисунок 1.8 – Прогноз повышения среднегодовой температуры на территории Российской Федерации в период времени 2035–2064 гг. (°С)

Деградация ММГ, в особенности сопровождающаяся таянием подземных льдов, оказывает влияние на естественные ландшафты, разрушая леса и вызывая заболачивание территории, приводит к повреждениям инфраструктуры районов крайнего севера.

Развитие данных факторов сопутствует к изменениям естественного ландшафта в виде увеличения числа болот и площади обводненных территорий, разрушения лесного массива, а также к усугублению последствий сезонного половодья. В следующих десятилетиях на фоне повышения среднегодовой температуры и количества осадков будет наблюдаться резкое повышение геоморфологических процессов, чем было ранее.

1.2.3 Теплофизические параметры мёрзлых грунтов

На сегодняшнее время известно три способа (механизма) передачи тепловой энергии: теплопроводность, конвекция и тепловое излучение.

Для грунтов выделяются такие теплофизические свойства как: [9]

- коэффициент теплопроводности ($\lambda, \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$) – количество тепла, которое проходит в единицу времени через единицу площади и толщину слоя грунта. Данный коэффициент у мерзлых грунтов в ~1,5 раза больше, чем у талых. Объясняется это тем, что у льда теплопроводность выше, чем у воды.
- удельная теплоёмкость ($C, \frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$) - количество тепла, которое необходимо передать массе тела, чтобы его температура изменилась на один градус;
- объёмная теплоёмкость ($C_{\text{об}}, \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3\cdot\text{К}}$) - количество тепла, которое необходимо для изменения температуры на один градус единицы объёма тела;
- коэффициент температуропроводности ($\alpha, \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$) – скорость изменения температуры грунта под воздействием изменения температуры окружающей среды.

Данные характеристики зависят от гранулометрического и минерального состава грунта.

					Теплофизические свойства мерзлых грунтов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		18

1.3 Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера

При проектировании и строительстве МГ на территориях распространения ММГ предприятия должны руководствоваться нормативно-технической документацией (далее НТД). На данный момент существует значительное количество НТД [36, 37, 39, 40, 41] в которых приводятся требования к проектированию инженерных сооружений на вечномёрзлых грунтах. Согласно [37] существует два принципа строительства инженерных сооружений на вечномёрзлых грунтах.

Первый из принципов строительства подразумевает использование мерзлых грунтов в качестве фундамента основания сооружений, то есть использование данного принципа при проектировании сооружений на вечномёрзлых грунтах не допускает оттаивание мерзлых грунтов на период эксплуатации данных сооружений.

Главной идеей второго принципа является строительство сооружений на предварительно оттаявших грунтах, либо допущение оттаивания грунтов на период эксплуатации объектов. При использовании второго принципа должно выполняться условие сохранения проектного положения сооружения при оттаивании грунтов, то есть в проекте должны проводиться расчеты на прочность и устойчивость при неравномерной осадке грунтов при их оттаивании. [37]

Выбор одного из принципов зависит от результатов, проведенных на предполагаемой территории строительства инженерно-геологических изысканий (распространенность мерзлых грунтов, их состав, теплофизические свойства, возможность проявления мерзлотно-геологических процессов и т. д.), в случае прокладки МГ – это метод прокладки, температурный режим эксплуатации.

Для магистральных трубопроводов, как показывает практика, наиболее распространенным является первый принцип строительства. При этом ключевым фактором проектирования является выбор прохождения трассы

					Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		19

магистрального трубопровода. Строительно-монтажные работы, связанные со строительством магистральных трубопроводов, с использованием первого принципа в большинстве случаев ведутся в зимнее время года. Если есть возможность и технико-экономическое обоснование применение первого принципа, то следует использовать его.

На территориях с твердомерзлыми грунтами следует применять первый принцип. Также его применяют, если в районе наблюдается повышенная сейсмичность. В случаях, если на территории распространены скальные или малосжимаемые грунты, деформация которых при оттаивании не превышает предельно допустимых значений, для проектируемого МГ при несплошном распространении вечной мерзлоты, нужно руководствоваться вторым принципом. Стоит применять второй принцип строительства на вечномерзлых грунтах, если при поддержании грунта в мерзлом состоянии не обеспечивается требуемый уровень эксплуатационной надежности объекта.[37]

Современное представление о строительстве магистральных трубопроводов на ММГ предполагает применение 7 способов устройства (конструктивная схема прокладки), которые зависят от группы местности. [37]

Первые два способа относятся к подземному исполнению трубопровода, отличающиеся между собой применением термоохлаждающих устройств. Данный тип устройства пригоден для IV, III, а также при применении теплоизоляции или холодного режима работы газопроводов для II группы местности. Вторым и третьим способами относятся к наземному исполнению. В одном варианте используется обычное наземное исполнение (IV и III группа местности), в другом применяется термоохлаждающее устройство в совокупности с теплоизоляционным экраном, что позволяет использовать данный способ для I группы местности (только для холодных участков). Оставшиеся способы относятся к наземному способу устройства трубопроводов.

В работах [10,11] даны рекомендации, по которым существует 4 категории ММГ исходя из которых принимается вид прокладки трубопровода

					Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		20

(таблица 1.1). Грунты из I категории позволяют применять любой тип прокладки. Ситуация уже меняется на грунтах из II категории, где без ограничений могут применяться лишь наземный и надземный тип прокладки. Для подземной прокладки рекомендуется применять средства инженерной защиты. На грунтах из III категории рекомендуется замена грунта основания, а также запрещается прокладка теплых трубопроводов. Получается для нефтепроводов в данной категории грунтов размещение может быть только наземным, либо надземным. Грунты из IV категории являются непригодными для подземной прокладки, а остальные виды устройства требуют технико-экономического обоснования строительства на данных видах грунтов.

Таблица 1.2 – Классификация многолетнемерзлых грунтов

Категория грунтов	Тип грунта	Величина просадки в % от глубины оттаявшего слоя
I	Непросадочный	Менее 2%, небольшая равномерная осадка
II	Малопросадочный	До 12%, равномерная осадка
III	Льдонасыщенный	До 40%, неравномерная осадка
IV	Высокольдистый	Образование термокарстов, провалов, бугров пучения

1.3.1 Эксплуатационные особенности магистральных газопровод на Крайнем Севере

Стандартным набором сложностей при проектировании МГ являются естественные преграды в виде рек, болот, озер, горных местностей, но в условиях Крайнего Севера ко всем этим явлениям добавляются сезонно-обводняемые территории, крайне низкие температуры окружающей среды, отсутствия развитой инфраструктуры, большое количество осадков в совокупности с отсутствием стока которая вызывает сезонные паводки, большое количество заболоченной местности, в том числе добавляется заторфованность грунтов, мерзлые грунты и другие различные природные факторы, связанные с условиями Крайнего Севера.

В данных условиях эксплуатации МГ, в том числе МК, наблюдается высокая аварийность этих объектов. С 2005 по 2020 год аварийность МГ в условиях ММГ составляет 0,39 аварий в год на 1000 км, что в 2 раза выше, чем у остальных МГ в стандартных условиях. Основопологающим фактором причин возникновения аварийных ситуаций являются силы морозного пучения грунтов. На данный вид геокриогических процессов приходится половина всех аварий.

Как правило, при строительстве магистральный 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 геокриогических процессов. От того, как будут протекать этот процесс, зависит устойчивость сооружений, а также стабильность их фундамента. Несмотря даже на незначительные изменения в термобалансе, в большой степени повышается вероятность возникновения опасных криогенных процессов (пучение грунта, термокарсты). [5]

Авторами работы [12] было выделено две основные группы дефектов, связанных прямым или косвенным воздействием на МГ. Подробная схема дефектов отображена на рисунке 1.9.



Рисунок 1.9 – Классификация дефектов МГ, связанных с природными факторами

Появление наружной коррозии обусловлено гранулометрическим

					Эксплуатационные особенности магистральных газопровод на Крайнем Севере	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		22

составом, удельным электрическим сопротивлением (у мерзлых грунтов во много раз выше, чем у талых) грунтов, наличие блуждающих токов (как правило, в условиях Крайнего Севера редки) и т. п.

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 (рис. 1.10). Данные участки не имеют грунтового основания. Карстовые процессы протекают скрытно и их трудно спрогнозировать. Происходит данное явление из-за совокупности нескольких природных факторов в том числе техногенных процессов. Вследствие данного воздействия происходит растворение скальных (полускальных) горных пород, что влечет за собой изменение их структур. Образуются полости, трещины, каверны, разуплотненные места, которые взаимосвязаны между собой и образуют целую систему из деформаций земной поверхности. Развитие этих процессов может стать причиной аварий на магистральном газопроводе. [14]

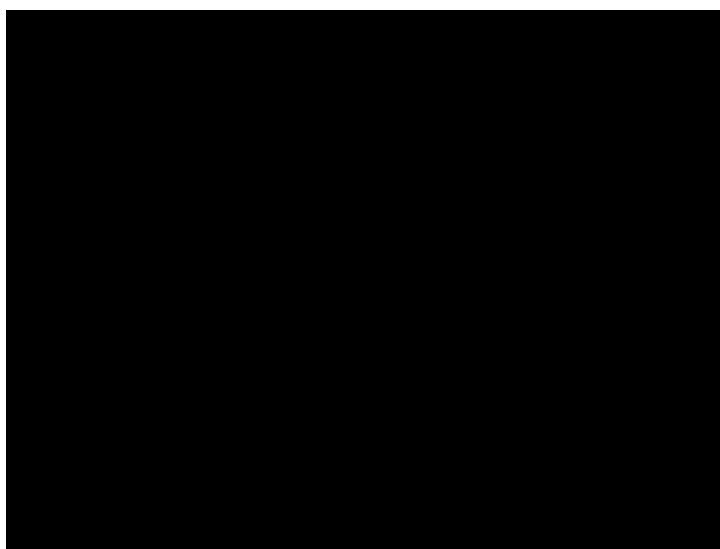


Рисунок 1.10 – Провис участка магистрального газопровода

Как показывает практика в северной части страны многие магистральные газопроводы на участках закрепления (балластировка

пригрузами) находятся выше проектных отметок. Данные участки либо оголены, либо всплывают со сбросом балластирующих пригрузов (рис. 1.11).

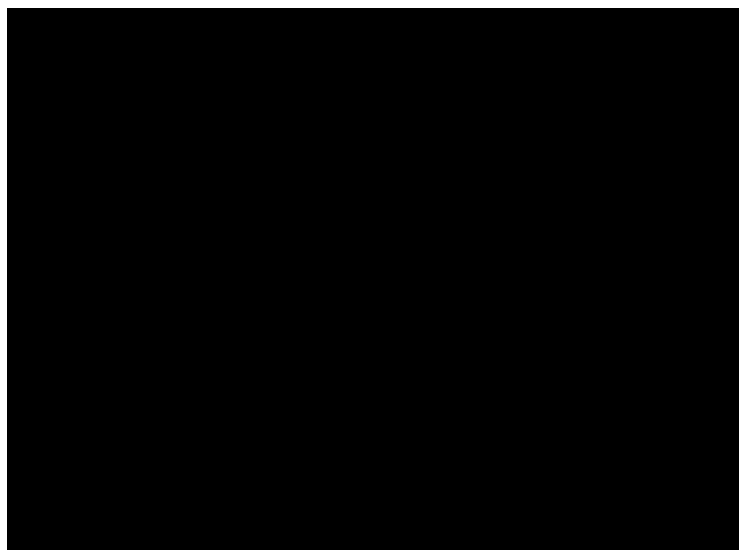


Рисунок 1.11 – Сброс устройств-утяжелителей

Согласно авторам работы [15] сначала всплывают участки на углах поворота трассы газопровода и так далее из года в год увеличивается протяженность участков всплытия газопровода, так как данные участки повторно всплывая тянут за собой прилегающие участки.

К выпучинам относятся участки, подвергшиеся силам морозного пучения (рис. 1.12).

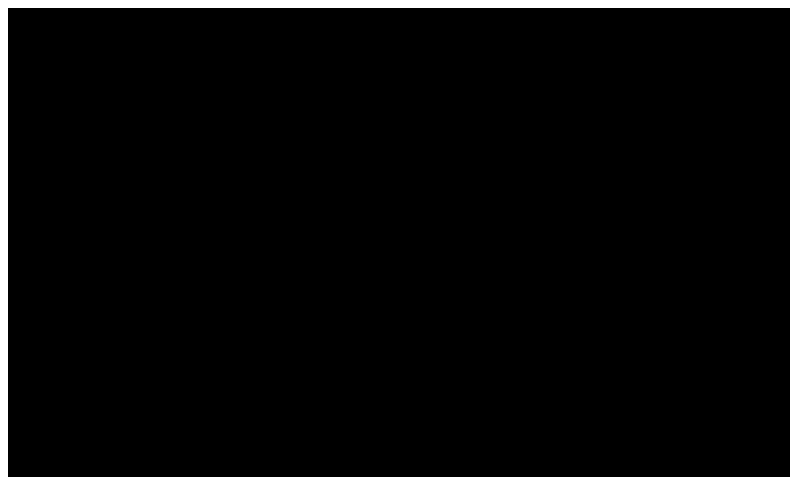


Рисунок 1.12 – Выпученный участок магистрального газопровода

Общая формулировка взаимодействия МГ с мёрзлыми грунтами такова, что в период промерзания грунтов силы морозного пучения пагубно влияют на проектное положение пригрузов, вследствие чего во время весеннего паводка балластирующие характеристики пригрузов уже не способны

					Эксплуатационные особенности магистральных газопровод на Крайнем Севере	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		24

удержать трубу в проектном положении. В связи с чем возникают участки всплытия с соответствующими непроектными изгибами. [15]

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. [5]

Высокая степень засоленности грунта приводит к разбросу температуры фазовых переходов примерно на 1-3°C в сторону отрицательных показаний. Как показывают исследования, засоленность грунта также влияет на радиус ореола оттаивания (приводит к увеличению до 0,5 м).

					Эксплуатационные особенности магистральных газопровод на Крайнем Севере	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		25

создание вентиляционных каналов. По результатам исследования [25,28] оптимальным и эффективным способом является комбинированное применение навеса с расчисткой снега.



Рисунок 2.1 – Схема существующих СИЗ трубопроводов на ММГ

Как поживает практика, для обеспечения надежной и безопасной работы МГ применяются комбинированные способы СИЗ. Комбинированное применение СИЗ позволяет обеспечивать допустимый уровень НДС МГ.

Для уменьшения значений глубины оттаивания под МГ подземной прокладки, как правило, используется совместное применение кольцевой теплоизоляции трубы с теплоизоляционными экранами в траншее, а также замена грунта основания. Данное решение является одним из самых популярных решений для недопущения неравномерной осадки грунта. [17]

В работе будут рассмотрены СИЗ, относящиеся к первому типу (рис. 2.1): мелиорация грунтов, биомат, теплоизоляция и солнцезащитный навес.

2.1 Термостабилизация грунтов

За последнее время в северных районах страны, где распространена «вечная мерзлота», в области строительства зданий и сооружения различных производственных конструкций начали широко применять такую технологию, как термостабилизация грунта. Данная технология зарекомендовала себя, как эффективный способ защиты мерзлых грунтов от деградации.

									Лис
									27
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

В качестве термостабилизаторов грунта используют сезонно-охлаждающие устройства (далее СОУ). Назначение СОУ заключается в том, чтобы сохранять в мерзлом виде грунт под зданиями и различными сооружениями на протяжении всего времени их эксплуатации.

СОУ в основном применяют при сооружении надземных магистральных трубопроводов. Так как надземный способ прокладки сопутствует использованию свайных опор, от устойчивости которых зависит безопасная эксплуатация надземного трубопровода.

На данный момент существует множество видов СОУ, но принцип их работы у всех приблизительно один. Он заключается в передаче тепла от грунта в окружающую среду.

СОУ в основном состоят из герметичного корпуса, в виде трубы, в котором содержится хладагент (теплоноситель). В качестве хладагента в жидкостных СОУ применяют сжиженный аммиак, диоксид углерода, керосин, фреон и др. вещества, которые не замерзают при отрицательных температурах, имеют хорошую теплопроводность и циркулируют из-за разности в плотности (плотность меняется в зависимости от температуры). В газовых же, применяют в основном атмосферный воздух. Корпус СОУ состоит из трех зон (секций). Одна секция находится под грунтом (испаритель), вторая является транзитным участком, другая сообщается с атмосферой (радиатор).

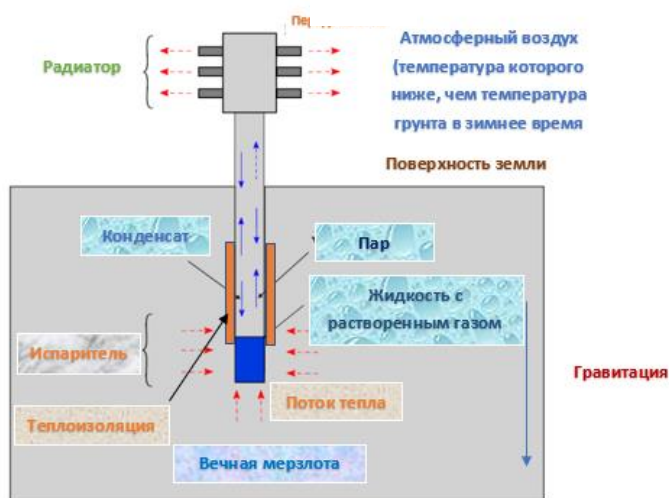


Рисунок 2.2 - Принципиальная схема работы СОУ

Отличительной особенностью данной технологии, при всей её уникальности и технологичности, является её независимость от электроэнергии, и вообще, от всех внешних источников энергии.

2.2 Мелиорация грунта

Мелиорация грунта – это искусственное изменение состава и физических свойств грунта, с целью улучшения их физико-механических свойств. В нефтегазовой промышленности применяется для повышения устойчивости фундамента, что в следствие увеличивает общую эксплуатационную надежность сооружения. [19]

На практике существует три группы методов мелиорации:

- I. Данная группа нацелена на изменение температурного режима почвы, путем передачи - сообщения тепла или холода к грунту. Применяют искусственные (хладагенты, различные смеси, вызывающие термические реакции, огонь и т.д.) или естественные (обводнение, проветриваемые подполья и т.д.) способы изменения теплового режима.
- II. Сутью данной группы является изменение свойств внешнего (поверхность почвы) теплообмена, путем регулирования затененности, угла наклона поверхности, а также его экспозиции и т. п. Для того чтобы осуществить эти действия, проводят некоторые манипуляции:
 - разрыхление поверхности почвы;
 - экранирование поверхности;
 - посадка растений (дерево, трава, кустарники);
 - навес.

Сюда же входит турбулентный теплообмен с поверхностным воздухом. Смысл данного теплообмена в том, что теплота, образуемая фазовыми преобразованиями влаги, и теплообмен с грунтом корректирует тепловой баланс. Основные способы регулирования:

- теплоизоляция объекта;

					Мелиорация грунта	Лис
						29
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

- ветровая защита – преграды;
- применение специальных веществ (насыщение поверхности), сопутствующие данный процесс;
- изменение толщины поверхности (снежный - растительный покров), а также его увлажнение.

III. Последняя группа прямиком воздействует на грунт. Изменяются такие свойства как влажность, параметры льдо-цементных связей, минералогические, гранулометрические и т.д составы почвы, а также температуры фазовых переходов. Сопутствующими процессами являются: засоление; замена грунтов, цементация, кольматация, обводнение, осушение, силикатизация и т. д.

2.3 Биомат

В связи с тем, что растительный покров (далее РП) в местах залегания ММГ является важной частью природной среды (при разрушении естественного покрова нарушается термобаланс, вследствие чего активизируются различные процессы эрозии грунта), из-за этого возникает необходимость восстановления РП после проведения всех работ по укладке трубопровода. Современным средством рекультивации РП является – биомат.

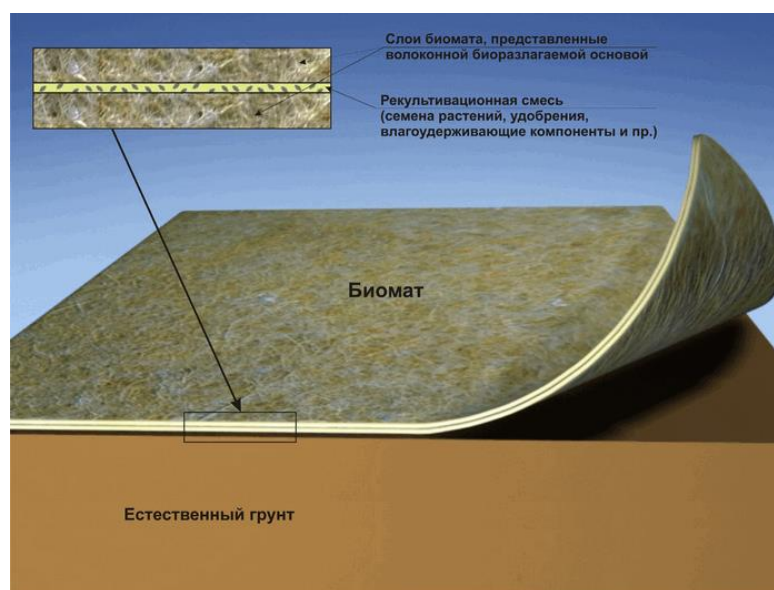


Рисунок 2.3 – Структура биомата

					Биомат	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		30

Биомат – это многослойный материал, в состав которого входят натуральные волокна из льна, джута, а между этими слоями находится специальная рекультивационная смесь. Данная смесь состоит из семян зрелых растений (состав подбирается исходя из региона применения) и различного рода питательных веществ таких как: органические, минеральные удобрения, бактерии, которые образуют почву и стимуляторы роста. Также в составе биомата присутствуют влагоудерживающие вещества. [20]

Цель использования данной технологии в нашем случае заключается в том, чтобы восстанавливать разрушенный РП, после использования тяжелой техники и других производственных факторов, которые пагубно влияют на РП. Биоматы крайне эффективно показали себя на Ямале, где климатические условия являются одними самых суровых в мире.

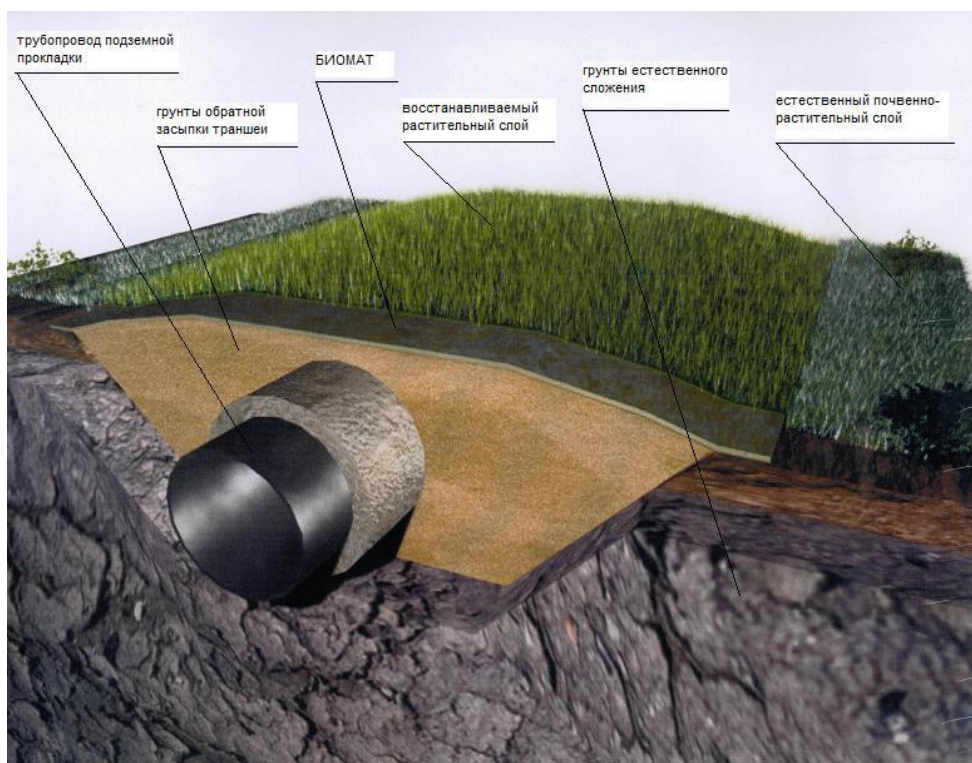


Рисунок 2.4 – Расположение биомата при подземной прокладке трубопровода

Данная технология дает возможность рекультивировать разрушенный РП в течение одного летнего сезона. Биомат производится на специализированных производствах и доставляются уже в готовом для эксплуатации виде. [21]

						Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		31

Достоинствами биомата являются: [20]

- Удобство транспортировки (поставляются рулонами);
- Легкость монтажа;
- Экономичнее других видов озеленения и защиты;
- Экологичность (в составе преобладают органические вещества, которые с течением времени разлагаются);
- Защита почвы от процессов эрозии;
- Скорость восстановления РП.

2.4 Теплоизоляция магистрального газопровода

В работах [17] отмечено, что основными СИЗ от недопустимого уровня напряженно-деформированного состояния является применение теплоизоляционных конструкций.

На сегодняшний день известно существование различного рода теплоизоляционных материалов (далее ТМ). Суть применения теплоизоляционного покрытия везде одинаков, минимизировать теплопередачу от объекта в окружающую его среду.

Основные требования к ТМ для магистральных трубопроводов такие, что при низкой плотности и сверхмалой теплопроводности они должны иметь отличную прочность на сжатие (выдерживать давление от утяжелителей и давления грунта). Немаловажным показателем является стойкость к химически агрессивной среде. Также ТМ должны отвечать современным требованиям пожарной и экологической безопасности согласно [63].

В случае с мерзлыми грунтами теплоизоляция позволяет снизить вероятность образования активизации негативных геокриологических процессов благодаря уменьшению теплового влияния трубопровода на грунт.

В настоящее время является основным теплоизоляционным материалом для трубопроводного транспорта углеводородов является пенополиуретан (далее ППУ). ППУ относятся к группе газонаполненных пластмасс на основе полиуретанов, то есть состав ППУ на 80–90 % состоит из инертной газовой фазы. Для ТМ наиболее важным показателем является коэффициент

					Теплоизоляция магистрального газопровода	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		32

теплопроводности, который у ППУ равен в среднем 0,028 Вт/(м·К). Отсюда следует, что по теплопроводности ППУ в 1,5 раза эффективнее пенополистирола и в 2 раза эффективнее стекловаты.

Еще одним важным свойством ТМ является способность сохранять рабочие параметры в диапазоне широких температур. У ППУ данный диапазон находится от -100°С до +130°С. Также ППУ обладает малой проницаемостью и низким коэффициентом водопоглощения. Подробные характеристики ППУ приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные характеристики ППУ

Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	Плотность, кг/м ³	Пожаростойкость	Водопоглощение за 24 ч., кг/м ²	Содержание закрытых пор, %	Предел прочности при изгибе, кг/см ²
0,025 – 0,03	40–200	Г3 - самозатухающий	0,1 – 0,2	95	1,5

ППУ используют двумя методами:

1. ППУ изготавливают вручную с помощью прессы, который придает форму и заливочного оборудования (ППУ скорлупа);
2. Предизолированный ППУ. Данный метод обычно применяют в системе “труба в трубе” (заводские условия);
3. Метод напыления – нанесение ТМ на месте производства работ, теплоизоляция любых геометрических форм.



Рисунок 2.5 – Готовая труба в ППУ теплоизоляции (предизолированный): верхний слой – экструдированный полиэтилен (гидроизолирующая оболочка),

*средний слой - пенополиуретановый теплоизоляционный материал,
внутренний слой – основной трубопровод*

Первый метод, как показывает практика, применяют на уже проложенных и эксплуатируемых трубопроводах. Монтаж на трубопровод производится сегментами. Второй же метод более актуален при сооружении новых трубопроводов.

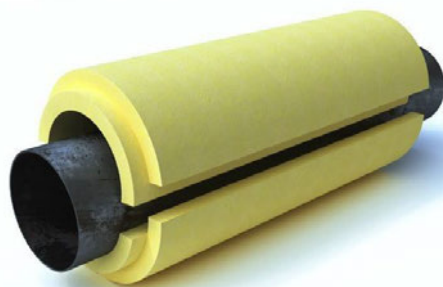


Рисунок 2.6 – Скорлупа ППУ

Преимуществами ППУ теплоизоляции являются: [15]

- уменьшение времени при монтаже (два рабочих могут без особых усилий утеплить приблизительно 350 м трубопровода);
- удобство транспортировки (низкий вес);
- долговечность (срок службы без ремонта более 30 лет);
- абсолютная экологичность;
- ремонтпригодность (недорогой ремонт, дефекты обнаруживаются легко, возможность повторного использования);
- удобный демонтаж;
- высокая стойкость к образованию коррозии и другим агрессивным средам (веществам);
- отличные прочностные и механические свойства, способные выдержать различного рода нагрузки;
- низкий коэффициент теплопроводности, которые обеспечивает минимальные теплопотери (снижение до ~2-3%);
- отсутствие эффекта конденсации влаги между трубой и ППУ.

					Лист
					34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	

В качестве внешнего защитного слоя используют такие материалы как: фольгопергамин (фольга) – отличается высокими прочностными свойствами; пергамин; стеклопластик – обычно применяют при надземной прокладке трубопровода, так как обеспечивает надежную защиту от ультрафиолетового излучения; армированная алюминиевая фольга – актуально применять при больших температурных перепадах; оцинкованная сталь – наиболее распространенный вариант, так как является довольно-таки бюджетным, при относительно неплохих характеристиках; экструдированный полиэтилен – надежный внешний слой, который также является отличным изоляционным материалом.

Основным недостатком труб ППУ является – высокая стоимость.

Также можно использовать следующие виды тепловой защиты: пенопласт, пеноизол, пеностекло, минеральная вата, теплоизолирующие краски и т. д. Все эти виды тепловой защиты являются довольно-таки эффективными средствами, но по сравнению с вышеупомянутыми ТМ они уступают по ряду технических характеристик.

Помимо кольцевой теплоизоляции существуют другие способы применения ТМ. Одним из таких способов является применение теплоизоляционных экранов (рис. 2.7).

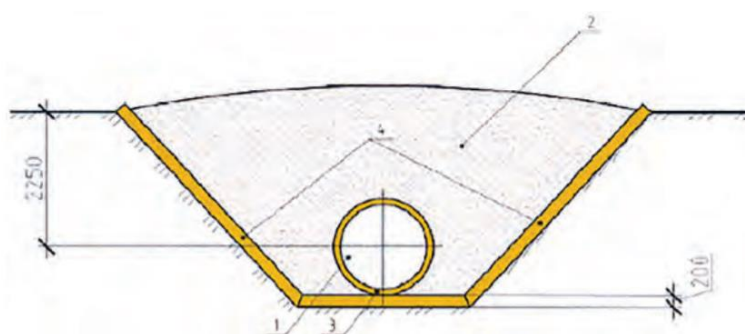


Рисунок 2.7 – Схема прокладки газопровода: [22]

1 – газопровод 1420 мм; 2 – грунт обратной засыпки; 3 – кольцевая теплоизоляция толщиной 100–200 мм; 4 – теплоизоляция траншеи толщиной 100–200 мм

В работе [22] проведено исследование влияния толщины и типа конструкции теплоизоляции на величину оттаивания грунта под нижней

					Теплоизоляция магистрального газопровода	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		35

образующей трубы. В отличие от обычной кольцевой теплоизоляции вдобавок к нему были применены теплоизоляционные экраны траншеи.

В расчетах были рассмотрены следующие варианты:

- 1) без применения теплоизоляции;
- 2) кольцевая теплоизоляция 100 мм;
- 3) кольцевая теплоизоляция 200 мм и теплоизоляционные экраны 200 мм;
- 4) кольцевая теплоизоляция 200 мм и теплоизоляционные экраны 100 мм;
- 5) кольцевая теплоизоляция 200 мм и теплоизоляционные экраны 100 мм по боковым граням и 300 мм по нижней грани;

Результаты исследования приведены в таблице 2.2. Наиболее эффективной схемой является вариант №6.

Таблица 2.2 - Величины оттаивания грунтов под нижней образующей трубы, м [22]

Год эксплуатации	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
1	0,91	–	–	–	–	–
2	1,04	–	–	–	–	–
3	2,68	0,57	0,07	–	–	–
5	4,57	1,45	0,63	0,08	0,36	–
10	7,00	2,43	1,25	0,42	0,81	0,28
20	9,64	3,59	1,94	0,79	1,35	0,70
30	11,41	4,60	2,40	1,05	1,73	0,97

Как показывают результаты применение тепловых экранов в значительной степени снижает оттаивание грунта под трубой.

В нынешнее время, теплоизоляционные материалы являются отличными средствами тепловой защиты, которые необходимы в условиях Крайнего Севера, где высокая распространенность мерзлых пород, при оттаивании которых происходит потеря устойчивости сооружений, построенных на них. Однако, возрастает стоимость самого проекта, а также вероятность повреждения самих теплоизоляционных конструкций в процессе проведения строительно-монтажных работ (увеличивается количество применяемых ТМ). Если возрастание стоимости проекта можно обосновать

тем, что объект будет иметь более высокую надежность, чем без применения данной технологии, что в перспективе снизит риски возникновения аварийных ситуаций вследствие активизации геокриологических условий (активное тепловое взаимодействие трубопровода с грунтом), то для снижения вероятностей повреждения теплоизоляционных конструкций в процессе строительно-монтажных работ и за время эксплуатации требуется усовершенствование данных конструкций

2.4.1 Совершенствование теплоизоляционных конструкций

Теплоизоляция гарантирует исключение критического изменения температурного режима массива грунтов, которая в ином случае может сопровождаться со снижением несущей способности самих грунтов, а также активизацией геокриологических процессов, в системе взаимодействия трубопровод – грунт только в том случае, если не нарушена целостность самой конструкции теплоизоляции.

Сегментную кольцевую теплоизоляцию следует применять к действующим объектам. При проведении экспертизы промышленной безопасности (далее ЭПБ) могут выявляться проблемные участки, которые необходимо теплоизолировать. Существенным преимуществом сегментной кольцевой теплоизоляции над обычной сплошной (заводской) теплоизоляции является легко демонтируемая конструкция и ремонтпригодность. Однако стоит учесть и минусы, которые связаны с нарушением целостности конструкции. Во время строительно-монтажных работ или эксплуатации может произойти сдвиг сегментом с образованием зазоров, что в свою очередь заметно снижает эффективность теплоизоляции (рис. 2.8). Если во время строительно-монтажных работ сдвиг происходит в основном из-за этапа засыпки грунтом, то при эксплуатации это происходит из-за взаимодействия трубы с грунтом (взаимные перемещения). [23]

Отсюда возникает необходимость в усовершенствовании конструкции кольцевой теплоизоляции сегментного типа. Исходя из этого важным направлением обеспечения сохранности теплоизоляции газопроводов

					Совершенствование теплоизоляционных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		37

является разработка практических мер по предотвращению возможных нарушений в теплоизоляционных покрытиях, внедряемых на стадии строительства газопроводов.

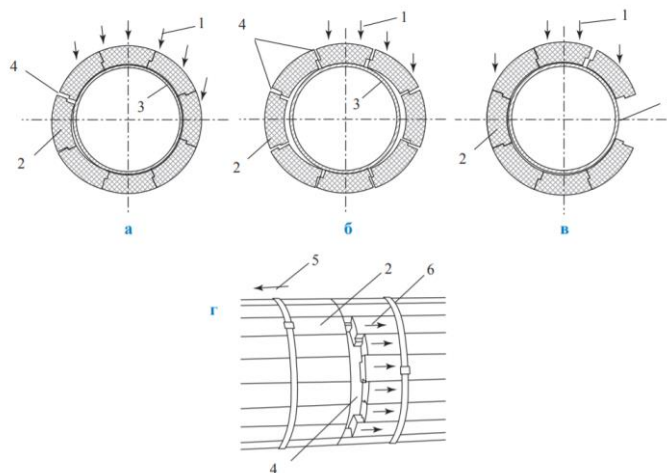


Рисунок 2.8 – Схема нарушения целостности кольцевой теплоизоляции трубопровода: [23]

а – единственный продольный зазор между теплоизолирующими сегментами; б – множественные продольные зазоры; в – отсутствие сегмента; г – кольцевой зазор в результате сдвига; 1 – нагрузка от грунта засыпки; 2 – теплоизолирующий сегмент; 3 – трубопровод; 4 – отсутствие сегмента; 5 – продольное перемещение трубопровода; 6 – смещение теплоизолирующих сегментов

В патенте [30] разработаны практические меры по усовершенствованию конструкции данного вида теплоизоляции. В работе учли возможные нарушения в конструкции сегментной кольцевой теплоизоляции, что показывает использование хомутов с Т-образными гребнями для монтажа теплоизоляционных сегментов. Сам хомут выполнен из эластичного полимерного материала, закрепление на поверхности трубопровода происходит за счет использования вставок из термоусаживаемого материала. Для защиты сегментов от внешнего воздействия могут использоваться полимерные или оцинкованные листы, которые крепятся на Т-образных выступах. Схемы конструкции приведены на рисунках 2.9, 2.10. [30]

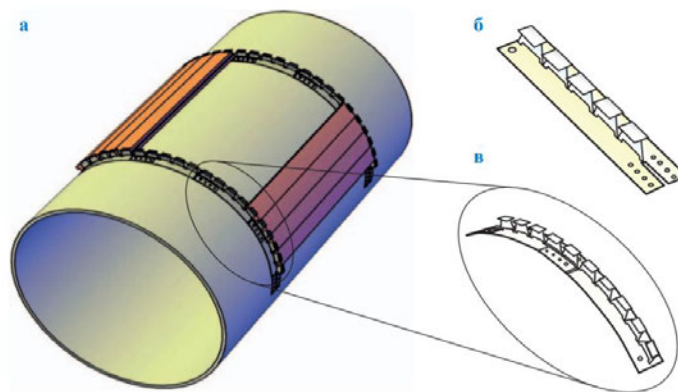


Рисунок 2. 9 – Схема монтажа кольцевой теплоизоляции:
*схема установки сегментов (а); полимерный модуль (б); схема
 размещения полимерных модулей на трубе (в)*

Экономический эффект заключается в следующем:

- снижении трудоемкости монтажа теплоизоляционного покрытия при строительстве трубопровода;
- повышении эксплуатационной надежности теплоизоляционных покрытий трубопроводов.

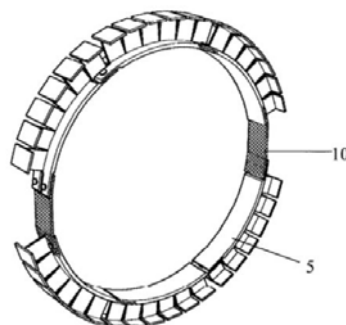


Рисунок 2.10 – Размещение термоусаживаемых соединительных
 вставок:

*5 – сборочный элемент; 10 – соединительные вставка, выполненные из
 термоусаживаемого материала*

Авторы пишут: “снижение трудоемкости монтажа достигается за счет использования хомутов из эластичного материала с Т-образными выступами, позволяющими закреплять на поверхности трубопровода сегменты и защитное покрытие без использования вспомогательного оборудования”. [30]

Следующей тип усовершенствования предназначен для теплоизоляционных экранов. Данный вид технического решения был рассмотрен в предыдущем пункте, где продемонстрировал свою эффективность в регулировании температурного режима мерзлых грунтов. Однако, как показывают результаты, эффект прекращения деградации многолетнемерзлых грунтов возникают не сразу. Согласно данным из работы [24] на выход в стационарный режим оттаивания грунтов под основанием газопровода может потребоваться от 2 до 5 лет. За это время могут произойти различные смещения грунта в результате его оттаивания или наоборот промерзания. Следовательно, может произойти нарушение целостности конструкций теплоизолирующих экранов. Авторы патента [31] указывают на следующие недостатки конструкций:

“Основным недостатком данного метода теплоизоляции является отсутствие элементов для соединения теплоизоляционных плит между собой, что способствует образованию зазоров между плитами, например, вследствие неравномерной осадки выравнивающего насыпного слоя грунта, через которые происходит теплопередача от грунта насыпи к мерзлomu грунту основания. Также следует отметить высокую хрупкость выполненных из пенополистирола или пенополиуретана теплоизоляционных плит, что способствует их разрушению при неравномерной осадке грунта выравнивающего слоя с теплопередачей через места излома”.

Схема предположительного нарушения целостности конструкции теплоизоляционных экранов представлена на рисунке 2.20 [31]

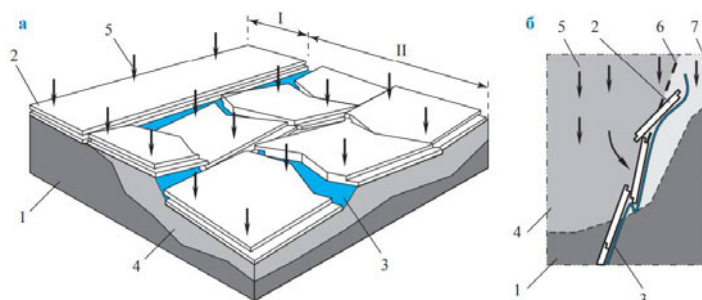


Рисунок – 2.11 – Нарушение целостности конструкции теплоизоляционных экранов:

					Совершенствование теплоизоляционных конструкций	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		40

(а) - Процесс разрушения теплоизоляционных плит в результате осадки грунта (I – исходное состояние; II – поврежденное состояние теплоизоляции);

(б) - Смещение плит у стенок траншеи, вследствие оттаивания грунта;

1 – ММГ; 2 – экран; 3 – полотно из НСМ; 4 – талый грунт; 5 – направление нагрузок грунта; 6 – стенка траншеи; 7 – грунт талый с ненарушенной структурой

Отсюда возникает необходимость в усовершенствовании конструкции теплоизоляционных экранов. Основной целью усовершенствования является то, чтобы плиты могли сохранять свою целостность (работоспособность) при неравномерной осадке грунта.

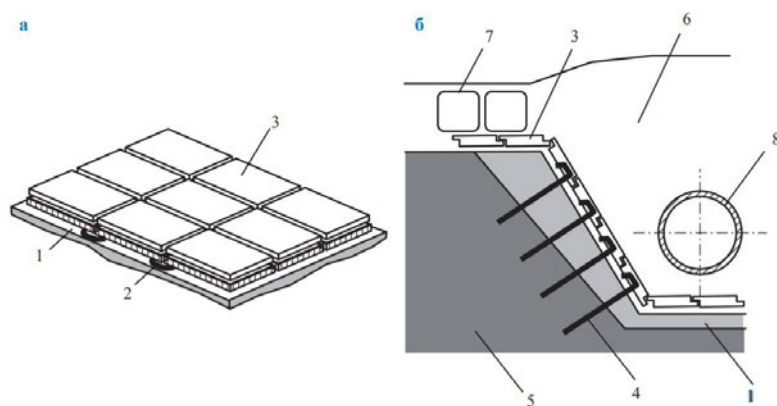


Рисунок 2.12 - Теплоизоляционный экран:

а) - общий вид; б) – схема укладки экрана в траншею, 1 – выравнивающий слой грунта; 2 – узел гибкой связи; 3 – теплоизоляционный модуль; 4 – анкер; 5 – мерзлый грунт; 6 – траншея; 7 – мешки с грунтом; 8 – трубопровод

Авторами [31] было представлено техническое решение, которое бы отвечало вышенаписанным требованиям. Состав конструкции (рис. 2.12, 2.13) [11]: “Теплоизоляционный экран, включающий теплоизолирующие модули, соединенные между собой, отличающийся тем, что модули содержат полимерные обоймы для размещения теплоизоляционных плит из

вспененного полимерного материала, а также тросы, соединяющие полимерные обоймы между собой”.

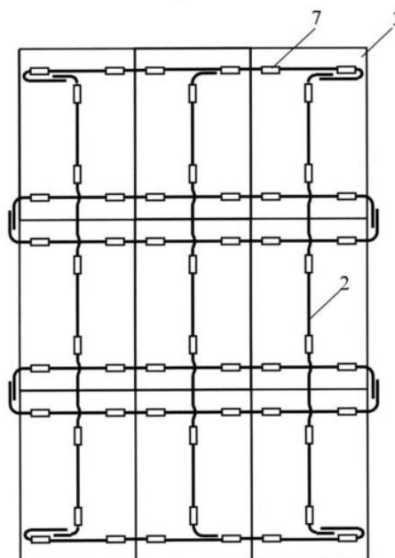


Рисунок 2.13 – Сборный комплект теплоизолирующих модулей (вид сзади)

Данная разработка увеличивает первоначальную стоимость технического решения (ТЭ). Экономический эффект обосновывается повышением надежности теплоизоляционного экрана в условиях воздействия значительных весовых нагрузок (снижается вероятность повреждения ТЭ). Соответственно, увеличивается теплоизолирующая способность ТЭ в долгосрочном плане.

Согласно авторам, надежность данной конструкции обеспечивается за счет применения полимерных обойм, которые в свою очередь выступают в роли рамы жесткости для теплоизоляционных плит и защищают их от разрушения, которая происходит при неравномерной осадке грунта. Данная конструкция должна выдерживать весовые нагрузки от вышележащих слоев грунта и газопровода.

Теплоизолирующая способность конструкции повышается за счет предотвращения образований зазоров в результате смещения. Данный эффект был достигнут при помощи подвижной связи между входящими в его состав теплоизолирующими модулями, которая обеспечивается с помощью тросов.

2.5 Солнцеосадкозащитный навес

Существует способ по защите мёрзлых грунтов от теплового влияния инженерных сооружений, который осуществляется только на дневной поверхности. Исполнительным средством данного способа является солнцеосадкозащитный навес (далее навес). Механизм данного средства регулировать температурный режим мёрзлых грунтов заключается в том, что навес влияет на процессы теплообмена между атмосферой и поверхностью земли.



Рисунок 2.14 - Солнцеосадкозащитный навес (1704 км МН ВСТО-1)

Применение навеса приводит к тому, что на поверхность грунта начинает поступать меньшее число солнечных лучей и осадков. Уменьшение числа осадков приводит к тому, что понижается влагонасыщенность грунтов. В зимнее время увеличивается теплообмен с наружным холодным воздухом, вследствие отсутствия снежного покрова. Снежный покров в IV квартале играет роль теплоизоляции, сдерживая попадание холода в грунт, а во II квартале года, наоборот, отводу холода из грунта.

Использование навеса в зимнее время способствует гораздо большему промерзанию грунтов, что проявляет в летнее время в виде замедления процессов оттаивания грунтов. Это происходит за счет того, что аккумулируемый холод увеличивает несущую способность грунтового основания и продлевает срок эксплуатации сооружения. В работе [24] было

					Солнцеосадкозащитный навес	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		43

проведено исследования, в котором участок подземного теплоизолированного газопровода на дневной поверхности имел солнцезащитный навес. Результаты исследования приведены в таблице 2.3 [24].

Таблица 2.3 - Величины оттаивания грунтов под нижней образующей трубы, м

Год эксплуатации	Без навеса	С навесом
1	–	–
2	–	–
3	0,57	0,17
5	1,45	0,26
10	2,43	0,26
20	3,59	0,26
30	4,60	0,26

Согласно таблице 2.3 навес позволяет перейти в стационарный режим оттаивания грунтов уже через 5 лет. Благодаря навесу можно достичь минимальных значений глубин оттаивания. Данные значения обеспечивают высокую несущую способность грунтового основания.

Устройство навеса с выпусками за границы траншеи газопровода на величину не менее 2 м в обе стороны обеспечивает эффективную хладозарядку основания в зимний период и ограничивает глубину сезонного оттаивания в теплый период года, т. е. меняет условия теплообмена на дневной поверхности в нужном направлении. Основной идеей данного сооружения является аккумуляция запаса холода за зимний период времени и его последующее охлаждение грунта в летний период.

В работе [25] Кондратьева С. В. приводится эксперимент, который проводился на 1704 км ВСТО – 1. На данном участке в конце марта 2014 г. был сооружен навес со следующими размерами: ширина навеса 8 м, длина 100 м. Фото-фрагмент данного сооружения приведен на рисунке 2.14 [25].

Конструкция состояла из деревянного каркаса, брусьев и досок, настила из профилированных металлических листов на обрешетке из досок и слое синтетической ткани. Для мониторинга и измерения температур были

оборудованы термоскважины глубиной 10 и 15 м под навесом и вне его на расстоянии 1, 3 и 10 м от подземного нефтепровода. Результаты измерений оттаивания грунтов металлическим щупом приведены в таблице 2.4 [25].

Таблица 2.4 - Результаты измерения глубины оттаивания грунтов на площадках с навесом и без навеса на линейной части ВСТО-1, км 1704 в конце лета 2014 г.

Расстояние контрольной точки от трубы, м	Глубина оттаивания грунтов, м		Разница глубин оттаивания грунтов	
	под навесом	вне навеса	в м	в %
13 августа 2014 г.				
1	1,06	1,84	-0,78	42
3	0,89	1,77	-0,88	49
10	1,85	1,81	0,04	2
9 сентября 2014 г.				
1	1,31	2,10	-0,79	37
3	1,13	1,93	-0,80	41
10	2,27	2,34	0,07	3

Согласно результатам эксперимента применение навеса уменьшило глубину оттаивания грунтов под ним на 37–49%.

На рисунке 2.15 [25] виден охлаждающий эффект от применения навесов. Ореол оттаивания уменьшился до 2–2,5 м. Под навесом происходит раннее промерзание (с наступлением отрицательных температур) оттаивавшего за лето грунта.



Рисунок 2.15 - Динамика оттаивания и промерзания грунтов на 1704 км МН ВСТО-1 под навесом в 1 м от трубы с марта 2014 г. по декабрь 2015 г.

На рисунке 2.16 [25] отображена динамика оттаивания и промерзания грунтов вне навеса. Вне навеса в 1 м от трубы образуется многолетний талик с глубиной около 5 м. Если под навесом промерзание грунтов происходило в конце сентября – начале октября, то вне навеса полного промерзания оттаявших грунтов не происходит и к концу зимы. В итоге образуется талый прослой толщиной около 2 м до глубины 5 м. Немаловажным фактором является то, что с течением времени мощность данного слоя (талика) увеличивается.

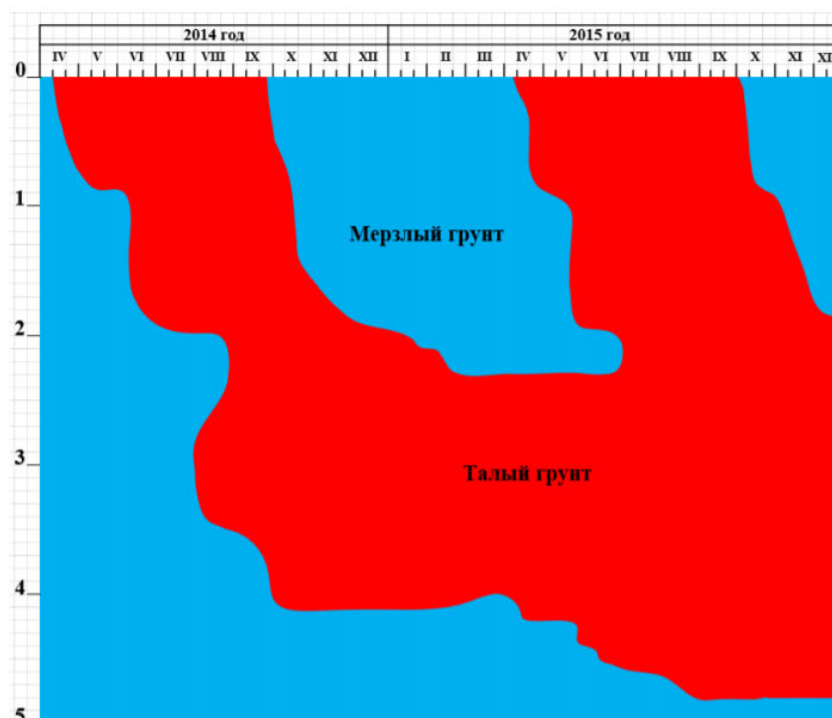


Рисунок 2.16 - Динамика оттаивания и промерзания грунтов на 1704 км МН ВСТО-1 вне навеса в 1 м от трубы с марта 2014 г. по декабрь 2015 г.

Согласно рисунку 2.17 [25] понижение температуры грунтов под навесом в интервале 0–10 м в среднем составило 2,4 °С, а в интервале 0–4 м в среднем 4,3 °С. Понижение температуры многолетнемерзлых грунтов здесь уменьшает их оттаивание и способствует сохранению планово-высотного положения трубопровода.

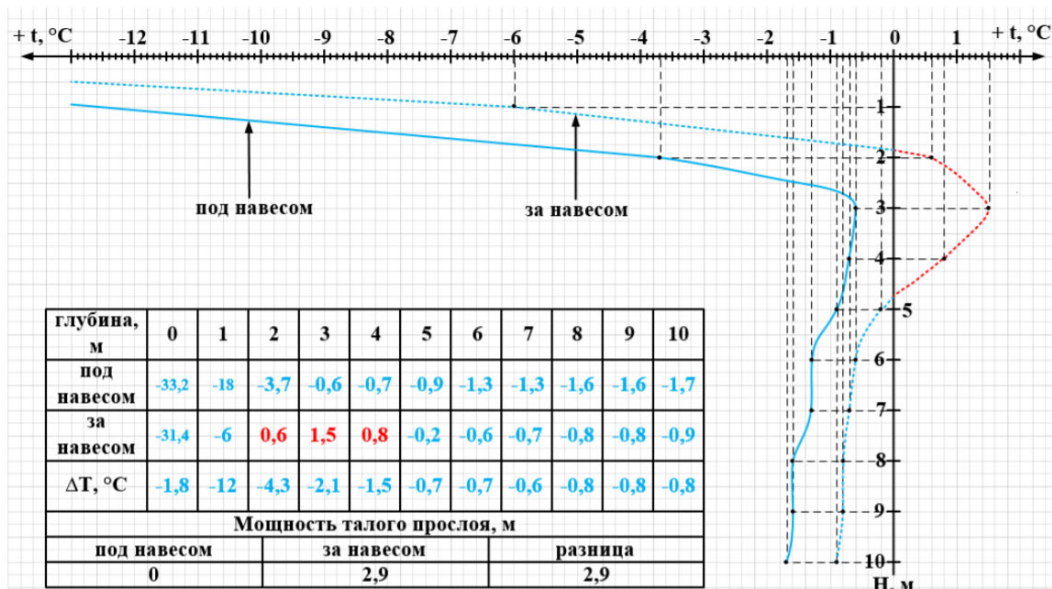


Рисунок 2.17 - Температура грунтов под навесом и вне навеса в 1 м от подземного нефтепровода на 24.12.2015 г.

Таким образом солнцезащитный навес является эффективным средством регулирования температурного режима ММГ. Под навесом происходит интенсивное охлаждение грунтов в зимнее время, что впоследствии уменьшает летний прогрев грунтов. Также исключаются инфильтрация летних осадков и прямая солнечная радиация.

2.5.1 Совершенствование конструкции солнцезащитного навеса

Еще одним техническим решением в области регулирования температурного режима грунтов является солнцезащитный навес (далее навес). В предыдущем пункте подробно рассказывается о принципе работы солнцезащитного навеса.

Распространенным недостатком навесов является отсутствие возможности корректировки теплопередачи через конструкцию в грунт в зависимости от температуры окружающей среды.

В работе [32] приводится усовершенствованная конструкция навеса (рисунок 2.18, 2.19).

Навес выполнен из двух пластин, которые совмещены между собой и жестко закреплены по двум коротким противоположным краям. Особенностью конструкции является то, что нижняя пластина (1) имеет большую изгибную жесткость и меньший коэффициент теплового

расширения, а верхняя пластина (2) наоборот. К тому же верхняя пластина покрыта с внешней стороны слоем фторопласта (3), которая выполняет роль отражателя (увеличение альbedo поверхности) и уменьшает снеготанение самой конструкции за счет низкого коэффициента трения скольжения. Нижняя пластина крепится к поверхности при помощи крепежных элементов (4).

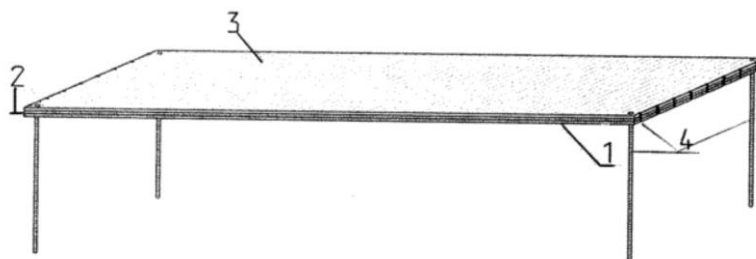


Рисунок 2.18 – Навес, выполненный из двух пластин:

1 – нижняя пластина; 2 – верхняя пластина; 3 – слой фторопласта; 4 – крепежные элементы

Принцип работы заключается в следующей: из-за разности коэффициентов теплового расширения возникает разница в удлинении между пластинами. Температуру формирования арки выбирают в соответствии с природно-климатическими условиями района. При достижении определенной температуры верхняя пластина начинает формировать арку. Между пластинами возникает затенение и формируется воздушная прослойка, соответственно уменьшается суммарный коэффициент теплопередачи (тепловое время года).

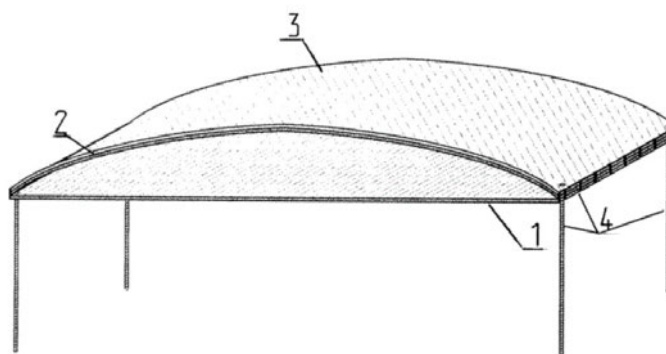


Рисунок 2.19 – Образование арки верхней пластиной

					Совершенствование конструкции солнцезащитного навеса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

Большие экономические затраты (используется две пластины – вместо одного настила из профилированного металлического листа) данного решения обосновываются увеличением коэффициента полезного действия. С помощью данной конструкции решается проблема отсутствие возможности корректировки теплопередачи через конструкцию в грунт в зависимости от температуры окружающей среды.

					Совершенствование конструкции солнцеосадкозащитного навеса	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		49

Глава 3. Характеристика района исследования

3.1 Физико-географическая характеристика района

В административном отношении объект исследования находится на территории [REDACTED]. Административный центр улуса – [REDACTED]. [REDACTED] из отдалённых населённых пунктов [REDACTED], расположен в северной части [REDACTED] и занимает территорию площадью [REDACTED]. Граничит на севере с [REDACTED], на северо-востоке — с [REDACTED], на востоке — с [REDACTED], на юге — с [REDACTED], на западе — с [REDACTED] и на северо-западе — с [REDACTED]. Транспортные связи – круглогодичной автомобильной дороги нет, В зимнее время действует автодорога [REDACTED]. Аэропорт в посёлке [REDACTED]. Пристани на [REDACTED].

Особенности географического положения территории – рельеф улуса горно-равнинный: на севере и северо-востоке — [REDACTED], остальную часть улуса занимает [REDACTED] низменность. Крупные реки — [REDACTED] (между устьями притоков [REDACTED]) и её приток река [REDACTED] в низовье.

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.

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Протоdjяконов В. И.			Характеристика района исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В. К.					50	149
Рук. ООП		Шадрина А. В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Растительность района характерна для аласно-таежной равнины. Преимущественным развитием здесь пользуются лиственничная тайга, нередко с березовым и ольховым подлеском в ассоциации с брусничником. Местами водораздельные пространства покрыты чистыми сосновыми борами и осиной. Кроме того, местами наблюдаются площади еще не восстановившихся горелых лесов. Из кустарниковых в долинах речек встречается карликовая береза совместно с ползучим тальником и приземистой ивой, «ерники», шиповник, голубичник, багульник. Почвенно-растительный слой распространен повсеместно, кроме существующих наездов.

3.2 Климатические условия

Основными факторами, определяющими своеобразие климата рассматриваемой территории, являются физико-географические условия, характер общей циркуляции атмосферы, сложность орографии.

Климат на территории объекта исследования является резко континентальным. Данный климат характеризуется высоким температурным перепадом между летним и зимний периодам времени. Абсолютная амплитуда температур составляет [REDACTED]. Среднемесячная температура самого холодного месяца, которым является январь, составляет [REDACTED].

Среднее значение высоты снежного покрова за зимний сезон составляет [REDACTED] максимальная [REDACTED]. В середине октября уже образуется устойчивый снежный покров, который исчезает в начале мая. Количество дней со снежным покровом составляет примерно [REDACTED]. Ветра на этой территории не столь развитые, средняя скорость за год которых составляет [REDACTED].

Из-за резко континентального климата переход между временами года является непродолжительным. Во время перехода между сезонами года отличаются значительные амплитуды температур. Как правило весна начинается не в марте, а в конце апреля – начале мая. В это время характерны

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		51

самые высокие температурные перепады и ветра. Весенний день обычно теплый, но ночи ранней весной сопровождаются заморозками.

Лето и осень в рассматриваемой области короткие. Летнее время характеризуется жарким и сухим климатом. В начале июня, в конце августа характерны заморозки в ночное время суток. Самым теплым месяцем лета считается июль, среднее значение температуры в этом месяце достигает около [REDACTED]. Осень приходит в середине – конце августа. Данное время года характеризуется сухой и малооблачной погодой. Температура в дневное время суток не превышает [REDACTED].

Осадки зависят от рельефа местности и циркулирование атмосферы. Соответственно, в летнее время года, когда наблюдается наиболее интенсивная циклоническая деятельность, выпадает наибольшее количество осадков за год. Наблюдения метеостанции [REDACTED] показывают, что средняя высота осадков за год составляет [REDACTED] из которых основная доля приходится на июль и август.

3.3 Инженерно-геологические условия

В результате полевой документации горных выработок, лабораторных анализов грунтов, камеральной обработки согласно требованиям [33,34] были выделены [REDACTED] инженерно-геологических элементов (ИГЭ), в талом и мерзлом состоянии, представленные дисперсными аллювиальными отложениями, сверху перекрытые почвенно-растительным слоем [REDACTED]

Инженерно–геологические элементы выделены по разновидности грунтов и генезису. Ниже приводится общая характеристика выделенных элементов согласно [33]. Их изменчивость в плане и по глубине отображена на продольном профиле (графическое приложение 26/21-ИГИ.Г-1), паспортах скважин (графическое приложение 26/21- ИГИ.Г-3).

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

					Инженерно-геологические условия	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		52

[REDACTED]

Степень коррозионной агрессивности грунтов согласно [35]: - к углеродистой стали – [REDACTED]. По данным исследований грунты согласно [33] - незасоленные.

Согласно [36, приложение Л], рассматриваемый участок расположен на площади сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. В результате проведенных изысканий на изученную [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] установлено, что многолетнемерзлые грунты имеют повсеместное распространение. Кровля многолетнемерзлых грунтов расположена на [REDACTED]

На данном участке работ многолетнемерзлые грунты – низкотемпературные, с температурой [REDACTED], в русле – [REDACTED]. Согласно [33] по температурно-прочностным свойствам грунты твердомерзлые.

Нормативная глубина сезонного оттаивания рассчитывалась по [37, формул Г.3- Г.8]:

где:

$$d_{th,n} = \sqrt{\frac{2\lambda_{th}(T_{th,c} - T_{bf})t_{th,c}}{q_1} + \left(\frac{Q}{2q_1}\right)^2} - \frac{Q}{2q_1}, \quad (1)$$

$$Q = \left(0,25 - \frac{t_{th,c}}{t_1}\right)(T_0 - T_{bf})k_m\sqrt{\lambda_f C_f t_{th,c}}; \quad (2)$$

$$q_1 = L_v + \left(\frac{t_{th,c}}{t_2} - 0,1\right)\left[C_{th}(T_{th,c} - T_{bf}) - C_f(T_0 - T_{bf})\right]; \quad (3)$$

T_{bf} - температура начала замерзания грунта, °С, определяемая по приложению Б СП 25.13330.2012;

$T_{th,c}$ - расчетная температура поверхности грунта в летний период, °С, определяемая по формуле:

$$T_{th,c} = 1,4T_{th,m} + 2,4 \text{ °С} \quad (4)$$

$t_{th,c}$ - расчетный период положительных температур, ч, определяемый по формуле:

$$t_{th,c} = 1,15t_{th,m} + 0,1t_1 \quad (5)$$

t_1 - время, принимаемое равным [REDACTED]

t_2 - время, принимаемое равным [REDACTED]

T_0 - расчетная среднегодовая температура многолетнемерзлого грунта, °С, определяемая по формуле:

$$\bar{T} = (T_0 - T_{bf})(t_{th,c} / t_1 - 0,22); \quad (6)$$

λ_{th} и λ_f - теплопроводность соответственно талого и мерзлого грунта, Вт/(м×°С);

C_{th} и C_f - объемная теплоемкость соответственно талого и мерзлого грунта, Дж/(м³×°С);

k_m - коэффициент, принимаемый для песчаных грунтов равным 1,0, а для глинистых – по таблице [37, Г.1] в зависимости от значения теплоемкости C_f и средней температуры грунта, °С, определяемой по формуле (6);

L_v - теплота таяния (замерзания) грунта, Дж/м³, определяемая по в [37, приложение Б] при температуре грунта, равной $0,5 \bar{T}$, °С.

В результате расчетов нормативная глубина сезонного оттаивания составляет [REDACTED]. Нормативную глубину оттаивания для участка исследований рекомендуется принять [REDACTED]. Расчет приведен в приложении Б.

В процессе строительства и эксплуатации при оттаивании мерзлых грунтов могут происходить неравномерные осадки грунта, что потребует проведение мероприятий по уменьшению этих осадков и приспособлению 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.

3.4 Инженерно-геокриологическое районирование

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации [38] рассматриваемый район отнесен к [REDACTED] сейсмоопасной зоне. Из криогенных физико-геологических процессов на исследуемой площадке отмечается морозное пучение грунтов. Район объекта исследования характеризуется глубоким сезонным оттаиванием грунтов, которое оказывает влияние на развитие процессов сезонного пучения грунтов. Глубина сезонного оттаивания находится в прямой зависимости от мощности снежного покрова, количества выпавших осадков в весенне-летне-осенний период, литологии грунтов, 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

					Инженерно-геокриологическое районирование	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		55

эксплуатационную надежность сооружений. Отсутствие обеспеченности поверхностного стока в пределах полосы лесосводки (отвода) и, непосредственно, на трассе газопровода значительно может увеличить замачивание грунтов и, соответственно, изменение их влажности и консистенции с последующим увеличением процессов морозного пучения. Согласно [39], категория опасности процесса пучения, по площадной пораженности (более 75%) – весьма опасная.

В основу инженерно-геокриологического районирования исследуемой территории положены геоморфолого-ландшафтные и мерзлотно-грунтовые условия, а также неблагоприятные физико-геологические процессы, которые встречаются на исследуемой территории. Исходя из этого, в пределах исследуемой территории выделен район распространения многолетнемерзлых грунтов (многолетнемерзлая толща).

3.5 Прогноз изменения инженерно-геологических условий в ходе хозяйственного освоения территории

Согласно классификации категорий сложности инженерно-геокриологических условий, согласно [40, приложение Б], площадка работ относится к [REDACTED] ([REDACTED]). Обусловлено это, в основном, геологическими и геокриологическими условиями. Исходя из этого, при дальнейшем строительстве и эксплуатации проектируемого сооружения необходимо предусмотреть мероприятия по планировке и отводу поверхностных вод (природные и технические воды) от площадки строительства и прилегающей к ней территории. Не допускать их скопление, а также их застаивание вблизи и в пределах площадки. Сохранить естественные природные условия прилегающей территории.

Нарушение природных условий приведет к активации криогенных процессов и явлений как морозобойные трещины, пучение грунтов, термокарст и заболачивание поверхности. При нарушении естественной среды может произойти увеличение глубины слоя сезонного оттаивания.

					Прогноз изменения инженерно-геологических условий в ходе хозяйственного освоения территории	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		56

Переувлажненные грунты становятся неустойчивыми, ухудшаются их прочностные свойства и увеличивается мощность оседания грунтов.

Таким образом, инженерно-геологические условия средней сложности не будут оказывать отрицательное воздействие на строительство и эксплуатацию проектируемого сооружения при соблюдении всех правил строительства и эксплуатации (планировка площадки насыпными непучинистыми грунтами, отвод поверхностных вод, использование современных теплоизоляционных материалов и др.).

					Прогноз изменения инженерно-геологических условий в ходе хозяйственного освоения территории	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		57

Глава 4. Расчетная часть

В настоящее время важным этапом проектирования и строительства трубопроводов в криолитозоне становится проведение прогнозных расчетов.

Одним из основных факторов обеспечения надежности и безопасности объектов газотранспортной системы в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов является прогнозирование осадки грунта и напряженно-деформируемого состояния трубопроводов. Оценка осадки, в первую очередь, связана с определением значения ореола оттаивания под трубопроводом. Таким образом, возникает необходимость проведения тепловых расчетов.

Выполнение теплотехнических расчетов является обязательным требованием нормативных документов и закреплено на законодательном уровне (Постановление Правительства РФ от 28.05.2021 №815). Данное постановление обязывает применение СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», которые, в частности, гласят:

“Проектирование оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах должно включать расчет теплового режима грунтов оснований, а также выбор и расчет устройств и мероприятий, обеспечивающих соблюдение установленного расчетом теплового режима грунтов в основании сооружения в процессе его строительства и эксплуатации”.

Теплотехнические расчеты являются неотъемлемой частью в проектировании и эксплуатации газотранспортных систем.

На данный момент существует два метода решения данных задач: аналитический подход и компьютерное моделирование (численные методы).

Аналитический подход является более простым в реализации, т. к. в нем используются методики, которые заложены в нормативной документации (ГОСТ, СНиП).

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов В. И.</i>			Расчетная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В. К.</i>					58	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Сама методика включает в себя простые аналитические выражения.

Преимуществом такого подхода являются:

- Простота реализации;
- Высокая скорость расчета.

Недостатками являются:

- Множество упрощений (низкая точность);
- Одномерная задача;
- Только для частных случаев.

При компьютерном моделировании используются численные методы для решения дифференциальных уравнений, которые описывают ту или иную физику. По сравнению с аналитическим подходом отличается высокой точностью. При моделировании можно создавать любую трехмерную модель, геометрию любых размеров.

Преимуществами компьютерного моделирования являются:

- Точность расчетов;
- Любая трехмерная модель объекта.

Недостатками такого метода являются:

- Сложность в реализации (требуется высокая квалификация разработчиков);
- Высокая вычислительная сложность.

4.1 Постановка задачи, исходные данные

Постановка задачи. Рассчитать развитие ореола оттаивания при тепловом взаимодействии подземного магистрального газопровода с грунтами. Подробная характеристика района приведена в 3 главе. Прогнозирование ореола оттаивания составить на 20 лет. В качестве мероприятия обеспечения надежности МГ в условиях ММГ является применение кольцевой теплоизоляции.

Цель. Определение геокриологической опасности, численно выраженной в величине ореола оттаивания для подземного газопровода,

					Постановка задачи, исходные данные	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		59

проложенного в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов.

Исходные данные. Основу базы данных составили данные, полученные из инженерно-геологических работ на участке магистрального газопровода [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]. Магистральный газопровод имеет внешний [REDACTED] толщина стенки составляет [REDACTED] Газопровод относится к теплым (низкотемпературным) трубопроводам, т. к. во время эксплуатации допускается отрицательная температура продукта перекачки. Данные о температуре газа указаны и гидрометеорологические условия такие как: среднемесячная температура воздуха, скорость ветра, высота снежного покрова указаны в таблице № 4.1. Теплофизические свойства грунтов указаны в таблице №4.2. Инженерно-геологический разрез представлен в приложении Е. В таблице №4.3 указано температурное распределение в зависимости от глубины. Конструктивно-технические характеристики указаны в таблице №4.4. В пределах рассматриваемого участка присутствуют многолетнемерзлые породы со средней температурой – [REDACTED]°С.

Таблица 4.1 – Климатические данные и температура газа

[REDACTED]	[REDACTED]					
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Таблица 4.2 – Теплофизические свойства грунта

Глубина, м	Плотность, кг/м³							Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)
	γ _s	γ _d	γ _{sat}	γ _w	γ _a	γ _v	γ _h	
0,0-0,1								
0,1-0,2								
0,2-0,3								
0,3-0,4								
0,4-0,5								
0,5-0,6								
0,6-0,7								
0,7-0,8								
0,8-0,9								
0,9-1,0								
1,0-1,1								
1,1-1,2								
1,2-1,3								
1,3-1,4								
1,4-1,5								
1,5-1,6								
1,6-1,7								
1,7-1,8								
1,8-1,9								
1,9-2,0								
2,0-2,1								
2,1-2,2								
2,2-2,3								
2,3-2,4								
2,4-2,5								
2,5-2,6								
2,6-2,7								
2,7-2,8								
2,8-2,9								
2,9-3,0								

Таблица 4.3 – Температурное распределение по глубине грунта на начало расчета

Глубина, м	Температура, °С
0,0	
0,1	
0,2	
0,3	
0,4	
0,5	
0,6	
0,7	
0,8	
0,9	
1,0	
1,1	
1,2	
1,3	
1,4	
1,5	
1,6	
1,7	
1,8	
1,9	
2,0	
2,1	
2,2	
2,3	
2,4	
2,5	
2,6	
2,7	
2,8	
2,9	
3,0	

Таблица 4.4 – Конструктивные характеристики газопровода и теплоизоляции

4.2 Расчет глубины оттаивания аналитическим методом

Для проведения расчетов аналитическим методом в работе использовались методические указания, описанные в [26,37]. Оптимизация расчета была проведена с помощью создания программы в программном комплексе Microsoft Excel.

Согласно [37] глубину оттаивания ММГ под центром горячих или теплых подземных трубопроводов следует рассчитывать 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;

ζ_t, ζ_n – безразмерные глубины оттаивания под центром трубы, определяемые по номограммам, указанных в приложении В зависимости от безразмерных параметров m, I_t, β_t :

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

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

$$I_t = \frac{\lambda_{th} (T_{ins} - T_{bf}) t}{4L_v r_{ins}^2} + I_{te}, \quad (10)$$

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

мерзлого грунта, Вт/(м · °С); λ_{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/м³, 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; $A_p = \ln \left(\frac{h_p}{r_{ins}} + \sqrt{\frac{h_p^2}{r_{ins}^2} - 1} \right)$.

$$L_v = L_0 \cdot \rho_f \frac{W_{tot} - W_w}{1 + W_{tot}} + 0,5 \cdot C_{th} \cdot T_{ins} - C_f \cdot T_0, \quad (13)$$

где: L_0 – удельная теплота фазовых превращений воды, $L_0 = 93$ (Вт · ч)/кг; ρ_f – плотность мерзлого грунта, кг/м³; 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/м³ · °С.

Расчет по методике, указанной в [26], является упрощенным вариантом вышеописанного способа расчета. По данной методике расчет также делится на два варианта: для теплых (низкотемпературных) и горячих (высокотемпературных). Выбор варианта расчета зависит от безразмерного коэффициента β_t . Если коэффициент $\beta_t \geq 0,2$ – то трубопровод относится к низкотемпературному, в противном случае – высокотемпературному. Для теплых трубопроводов рассчитывается стационарное тепловое поле.

В данной методике используются некоторые параметры из предыдущего расчета. Расчетная схема данного метода приведена на рисунке 4.1.

					Расчет глубины оттаивания аналитическим методом	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		63

Для данного метода глубина оттаивания ММГ под центром трубы рассчитывается по следующей формуле:

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

где: $h_n = h_p$, м; r_p - радиус трубы, м; n - безразмерный параметр, рассчитывается по формуле (15).

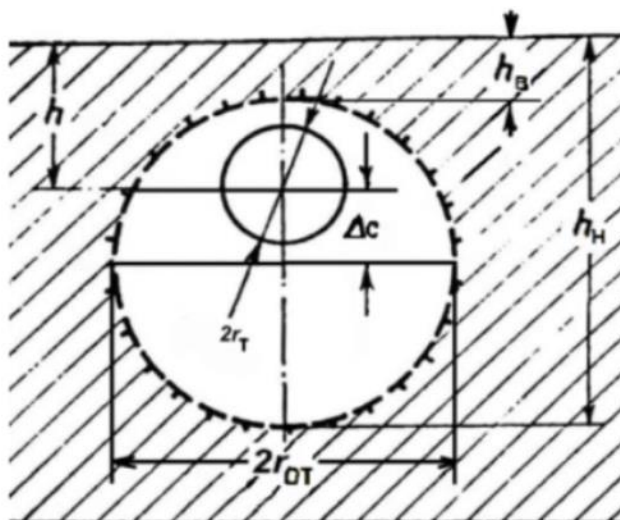


Рисунок 4.1 – Расчетная схема глубины оттаивания под центром трубы и ореола оттаивания: h_n – глубина оттаивания ММГ, h_b – мощность слоя ММГ над трубой, h – глубина заложения трубы от центра до дневной поверхности, r_t – радиус трубы, Δc – смещение ореола оттаивания, $r_{от}$ – радиус ореола оттаивания

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

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

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

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

Параметр n , вычисляется по следующей формуле:

$$n = \frac{2 \pi \lambda_{th} \beta_t R_t}{1 + \beta_t}, \quad (17)$$

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

									Лис
									64
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	Расчет глубины оттаивания аналитическим методом				

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

Безразмерный коэффициент β_t рассчитывается 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; ν – коэффициент, который учитывает работы неполным сечением, для напорных труб равен 1.

4.2.1 Результаты расчетов аналитическим методом

Так как геологическое строение земли неоднородно использовался способ усреднения грунтовых характеристик. [27]

Результаты расчеты приведены в таблице 4.5.

Для усреднения значений теплопроводности грунтов использовалась следующая формула (20), для остальных теплофизических характеристик используется 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: λ_i, A_i – числовые значение теплофизических свойств грунтов i -го слоя; h_i – мощность i -го слоя;

Таблица 4.5 – 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		С теплоизоляцией	
10	0,5	0,5	0,5	0,5
15	0,5	0,5	0,5	0,5
20	0,5	0,5	0,5	0,5
25	0,5	0,5	0,5	0,5
30	0,5	0,5	0,5	0,5

Результаты демонстрируют, что использование кольцевой теплоизоляции многократно снижает тепловое воздействие МГ на грунт. Оба

способы имеют некоторую схожесть в результатах. Связано это с тем, что используется практически один и тот же подход к решению данной задачи. Однако стоит отметить то, что в методе [26] не используются номограммы, что существенно ускоряет темпы расчета, также по данной методике существует возможность определить центр и радиус ореола оттаивания (рис. 4.1).

4.3 Решение тепловой задачи с помощью компьютерного моделирования

Решение задачи расчета трехмерного поля температур вокруг трубопровода требует рассмотрения нелинейного уравнения теплопроводности и имеет аналитическое решение только в одномерном случае, при специально заданных граничных условиях. Во всех остальных случаях для решения, данного уравнение приходится использовать численные методы (трехмерная задача). Компьютерное моделирование дает возможность при помощи численных методов оценить, как поведёт себя сооружение в реальных условиях эксплуатации и позволяет получать научнообоснованные результаты. С помощью моделирования можно определять эффективность и надежность принятых проектных решений, которое сопровождается с минимальными временными и материальными затратами.

Для теплотехнических расчетов сооружений на ММГ, используется специализированное программное обеспечение – «FROST 3D» производства ООО «НТЦ «СИММЕЙКЕРС».

В основе математической модели программы лежит уравнение теплопроводности, которое используется для того, чтобы осуществлять теплотехническое моделирование внутри расчетной области, где с помощью численных методов осуществляется решение уравнения теплопроводности с граничными условиями: [29]

$$C_{eff}(T) \frac{\partial T}{\partial t} - \nabla(k(T) \nabla T) + C_w \mathbf{u} \nabla T = Q, \quad (22)$$

$$\mathbf{n} \cdot (k(T) \nabla T) = h(T_{inf} - T) + \varepsilon \sigma (T_{amb}^4 - T^4) + q, \quad (23)$$

где: T – температура; t – время; $k(T)$ – зависимость теплопроводности от температуры; C_w – объемная теплоемкость воды; u – скорость фильтрации; Q – источники тепла; h – коэффициент теплообмена; T_{inf} – температура окружающей среды; T_{amb} – температура источника теплового излучения среды; ε – степень черноты поверхности грунта; σ – постоянная Стефана – Больцмана; q – тепловой поток

Массив грунта является сложной открытой термодинамической системой. При тепловом воздействии вмещаемого газопровода и окружающей среды на массивы грунта происходит теплоперенос, который осуществляется с помощью кондуктивной теплопередачи.

Эффективная теплоемкость и теплопроводность грунта могут задаваться в виде зависимостей от температуры либо вычисляться по соответствующим уравнениям. Наиболее широкое распространение для вычисления эффективной теплоемкости и теплопроводности получили уравнения вида:

[29]

$$C_{eff}(T) = C_{th} + (C_f - C_{th})w(T) - \theta_s \rho_{ice} L \frac{\partial w(T)}{\partial T}, \quad (24)$$

$$k(T) = k_{th} + (k_f - k_{th})w(T), \quad (25)$$

где: k_{th} и k_f – теплопроводность талого и мерзлого грунта соответственно; θ_s – объемное влагосодержание грунта; $w(T)$ – зависимость льдистости от температуры

Также необходимо охарактеризовать взаимодействие расчетной области с внешним миром. Для этого к уравнению теплопроводности добавляются уравнение граничных условий. На поверхности грунта, которая граничит с атмосферой, задается ГУ 3-го рода. Задается коэффициент теплообмена и температура окружающей среды. Для упрощения расчетов на боковых поверхностях как правило задают тепловой поток равный 0. На нижней границе можно задать также тепловой поток равный 0, либо задать температуру ММГ. Однако боковые и нижние границы расчетной области располагают на достаточном удалении от всех объектов тепловых

					Решение тепловой задачи с помощью компьютерного моделирования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		67

воздействий. Разработчики «FROST 3D» рекомендуют руководствоваться следующим принципом: расчетная область задается таким образом, чтобы ширина была не менее 24 диаметров трубопровода, а глубина не менее 20. Таким образом гарантируется выполнения условий теплового равновесия.

4.4 Теплотехнический расчет в ПК «FROST 3D»

Ранее было отмечено, что подземные трубопроводы, проложенные в условиях ММГ, при тепловом воздействии на данные грунты приводят к тому, что вокруг трубопровода образовывается ореол оттаивания. Поэтому проведение теплотехнического расчета при проектировании или эксплуатации является актуальной задачей, так как с помощью данного расчета можно спрогнозировать формирование ореола оттаивания вокруг трубопровода.

Цель данного расчета определение геокриологической опасности, численной выраженной в величине ореола оттаивания вокруг МГ.

Чтобы определить влияние температурного режима газопровода на формируемый ореол оттаивания были проведены следующие расчеты трехмерного температурного поля для следующих вариантов:

1. Газопровод, имеющий температуру газа согласно таблице 4.1:
 - газопровод без кольцевой тепловой изоляции;
 - газопровод с кольцевой тепловой изоляцией 50 мм по ТУ 5767-001-01297858-02.
2. Газопровод, имеющий постоянную температуру газа 10 °С:
 - газопровод без кольцевой тепловой изоляции;
 - газопровод с кольцевой тепловой изоляцией 50 мм по ТУ 5767-001-01297858-02.

Срок расчетного прогноза – 20 лет. Линейные размеры области моделирования составляют 100 x 40 м в горизонтальной плоскости и 15 м в глубину. Необходимые для расчета данные указаны в таблице 4.1, 4.2, 4.3, 4.4.

По исходным данным можно заметить, что определение величины ореола оттаивания оценивается с учетом многих факторов.

					Теплотехнический расчет в ПК «FROST 3D»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		68

4.4.1 Порядок проведения расчета в ПК «FROST 3D»

Моделирование в данном ПК производится по следующей схеме: ввод данных, построение расчетной области, задание граничных условий, построение расчетной сетки, запуск расчета, анализ результатов.

Подробное описание проведения расчета.

1. Ввод базу данных теплофизических свойств грунта и граничных условий:

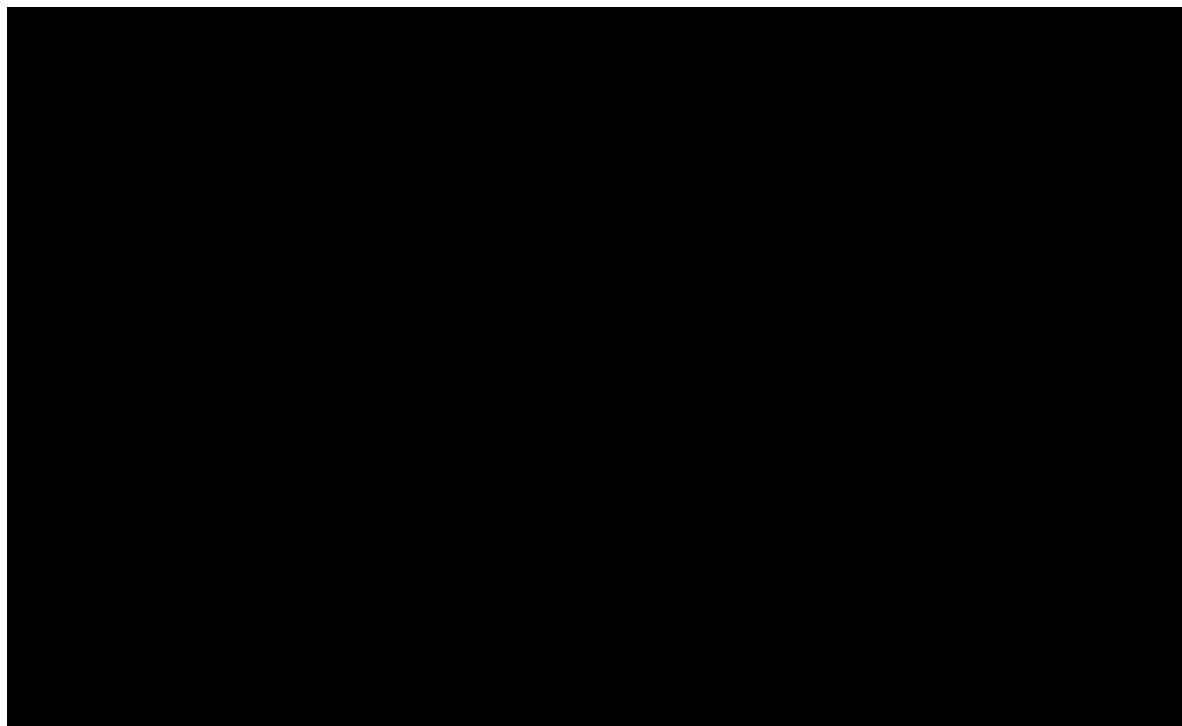


Рисунок 4.2 – Создание материалов и граничных условий

Для граничных условий 3-го рода необходимо знать коэффициент теплопередачи. Данный коэффициент рассчитывается по встроенному в ПК калькулятору (рис. 4.3).

					Порядок проведения расчета в ПК «FROST 3D»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		69

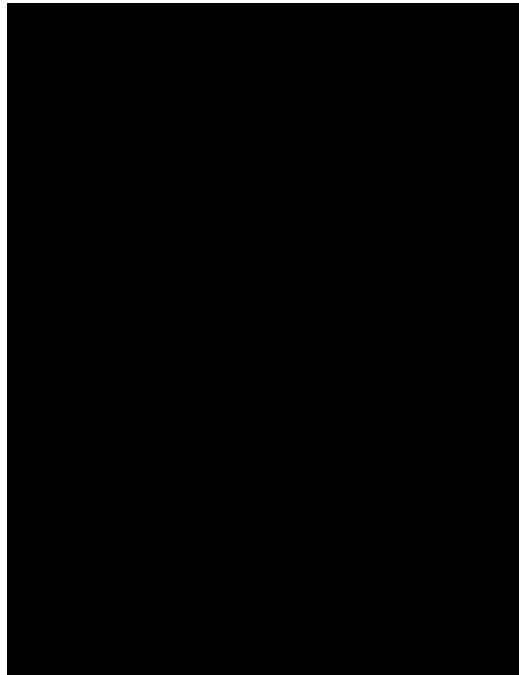


Рисунок 4.3 – Калькулятор теплообмена для определена коэффициента теплопередачи

Данный коэффициент высчитывается из-за того, что тепловое влияние трубопроводов на ММГ в ПК рассчитываются по закону Ньютона-Рихмана.

2. Построение моделируемой области начинается с определение размеров самой области:

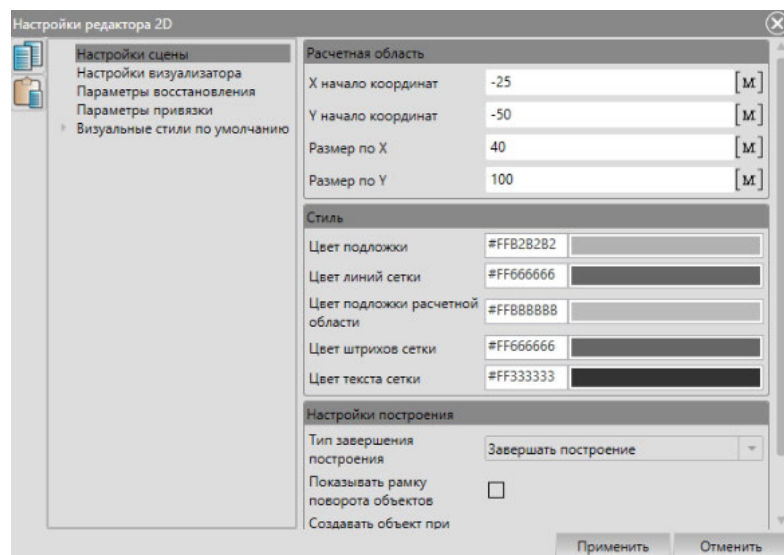


Рисунок 4.4 – Задание размеров расчетной области

Далее в редакторе 2Д с помощью специального инструмента создается геометрия газопровода, задается радиус поперечного сечения и глубина залегания в виде абсолютной координаты (до оси трубы).

					Порядок проведения расчета в ПК «FROST 3D»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		70

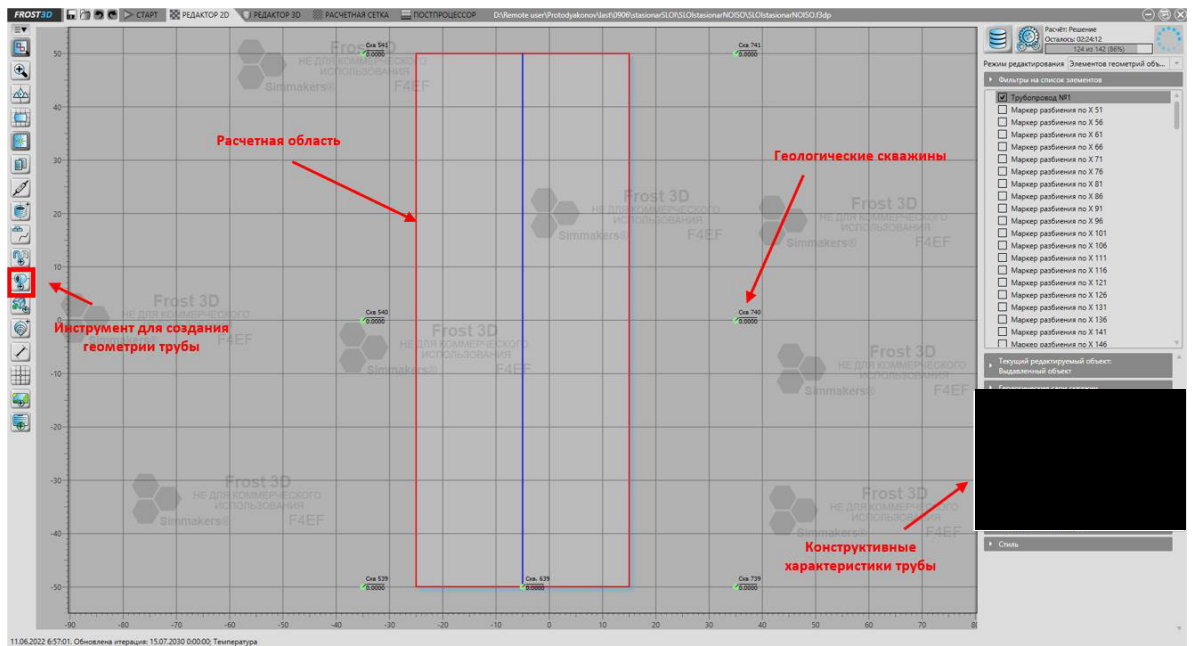


Рисунок 4.5 – Редактор 2D

Для создания трехмерной модели геологического строения грунтов необходимо добавить геологические скважины, в которых указываются геологические слои для ранее созданных материалов. Задаются мощности геологических слоев. После окончания работы в 2D редакторе создается трехмерная модель.

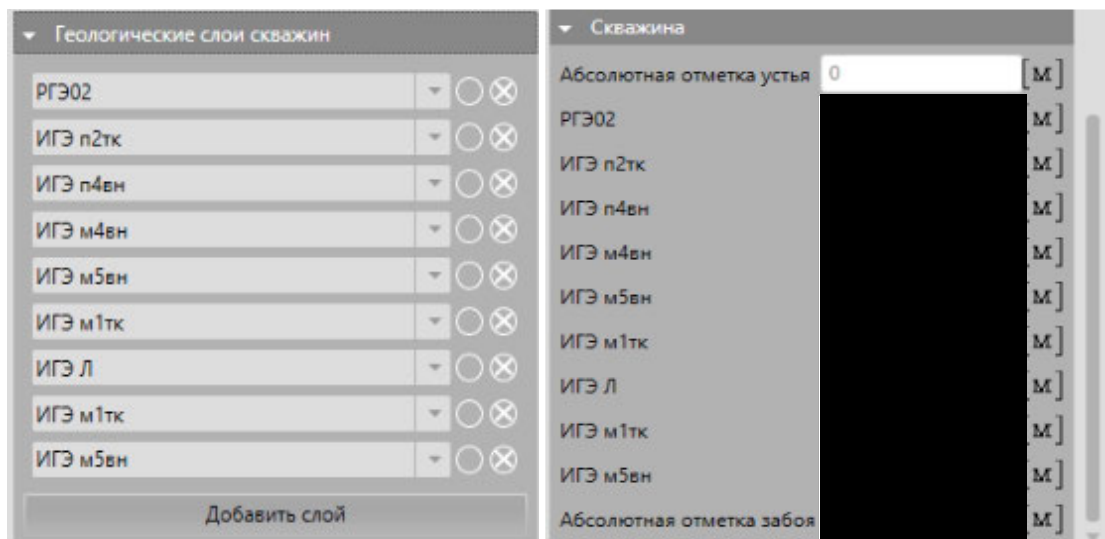


Рисунок 4.6 – Задание характеристик геологическим скважинам: слева – порядок расположения слоев, справа – мощность слоев

- Задание граничных условий на границах области моделирования задаются следующие: на верхней граница задавалось граничное условие 3-го рода, который учитывает теплообмен между поверхностью грунта

и атмосферой. При этом с помощью калькулятора теплообмена рассчитывается коэффициент теплообмен в зависимости от времени с учетом температуры атмосферы, снежного покрова, скорости ветра. На боковых гранях задается граничное условие 2-го рода с тепловым потоком равным нулю. Для того, чтобы данное условие было справедливым важность учитывать размеры моделируемой области (см. п.4.3) На нижней грани задавалось граничное условие 1-го рода с постоянной температурой равной температуре ММГ. На самом газопроводе задается граничное условие либо 3-го рода, когда температура транспортируемого газа разная в зависимости от времени, либо 2-го рода с постоянной температурой.

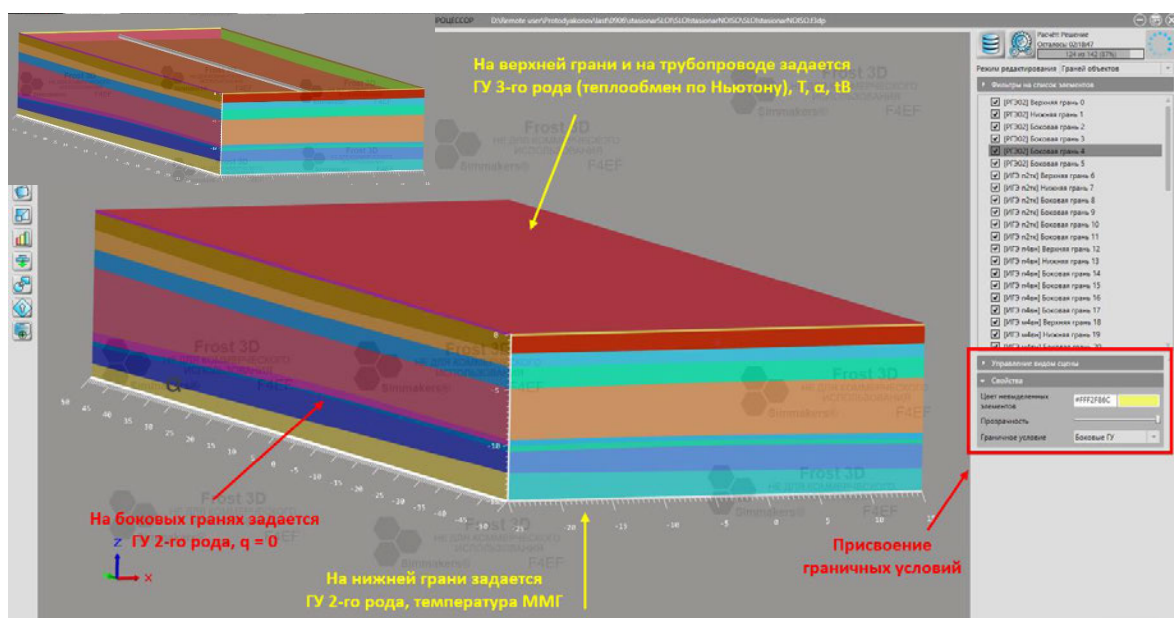


Рисунок 4.7 – Задание характеристик геологическим скважинам: слева – порядок расположения слоев, справа – мощность слоев

4. Создание расчетной сетки — это одно из самых важных частей ввода данных наравне с теплофизическими свойствами материалов и граничными условиями. Численное решение тепловой задачи осуществляется именно на расчетной сетке. Для этого производится дискретизация трехмерной модели на отдельные элементы.

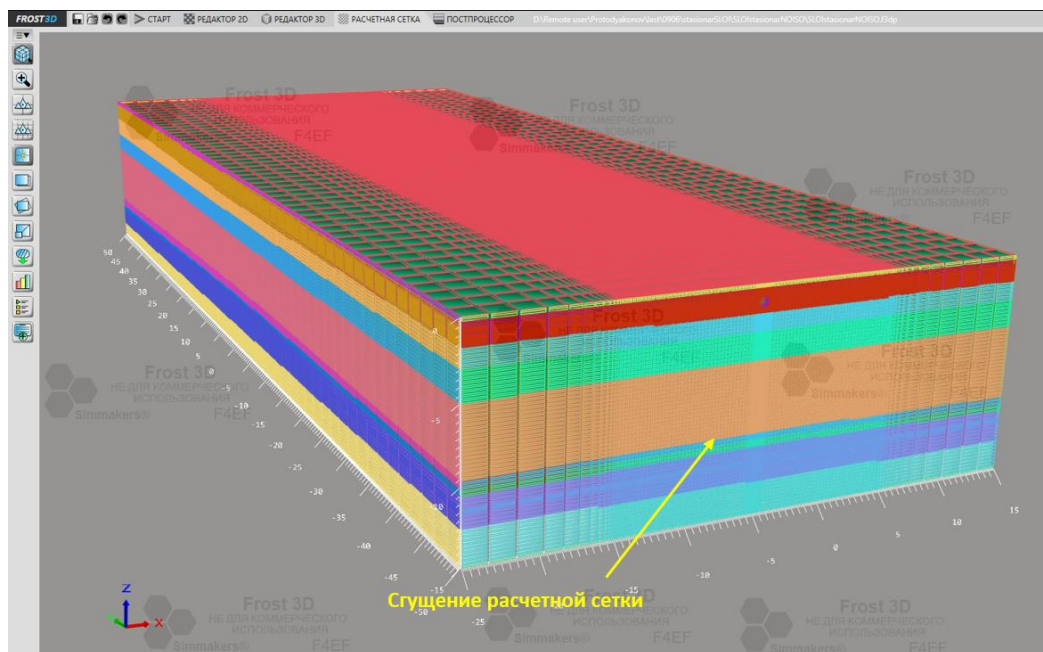


Рисунок 4.8 – Расчетная сетка области моделирования

Для оптимизации процесса расчета существует возможность сгущения расчетной сетки в местах предполагаемого теплообмена. А в местах, где не предполагается, существенное тепловое влияние сетку можно сделать более грубой. Главный ресурс при таком моделировании – это время расчета, которое можно либо сократить путем уменьшения моделируемой области и созданием грубой сетки, либо увеличить путем увеличения моделируемой области и созданием более точной расчетной сетки.

5. Перед запуском расчета необходимо выбрать расчетный период (в данном расчете он равен 20 лет) и контрольные даты.

4.4.2 Результаты теплотехнического расчета в ПК «FROST 3D»

Результаты расчета представляются в виде трехмерного распределения температурного поля (рис. 4.8). В данном ПК существует возможность визуализации температурного поля в виде изолиний в поперечном сечении модели (рис. 4.9). В ходе исследования было получено температурное поле для 4 случаев, указанных в п. 4.4.

						Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

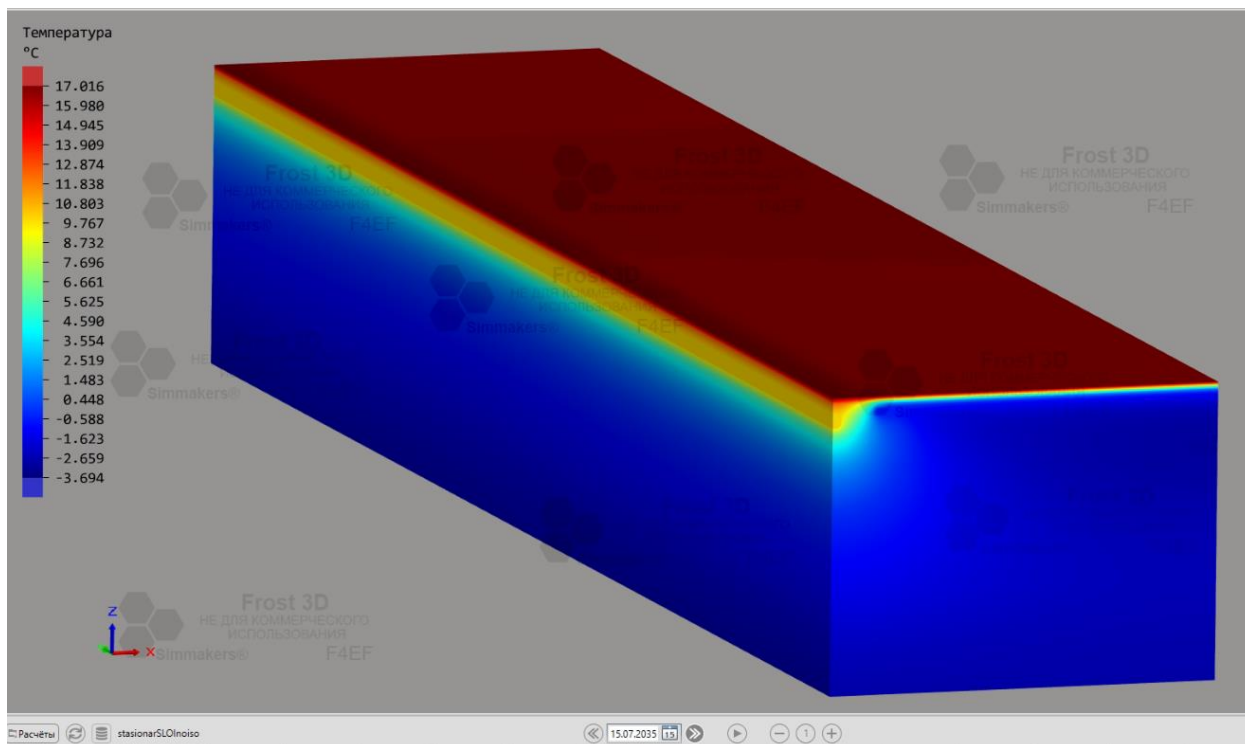


Рисунок 4.9 – Трехмерное распределение температурного поля на конец расчетного периода (15.07.2035) [REDACTED] без применения теплоизоляции

Так как геологическое строение грунтов неоднородное было выделено 4 расчетных сечений для определения величин ореола оттаивания. Результаты приведены в таблице 4.6.

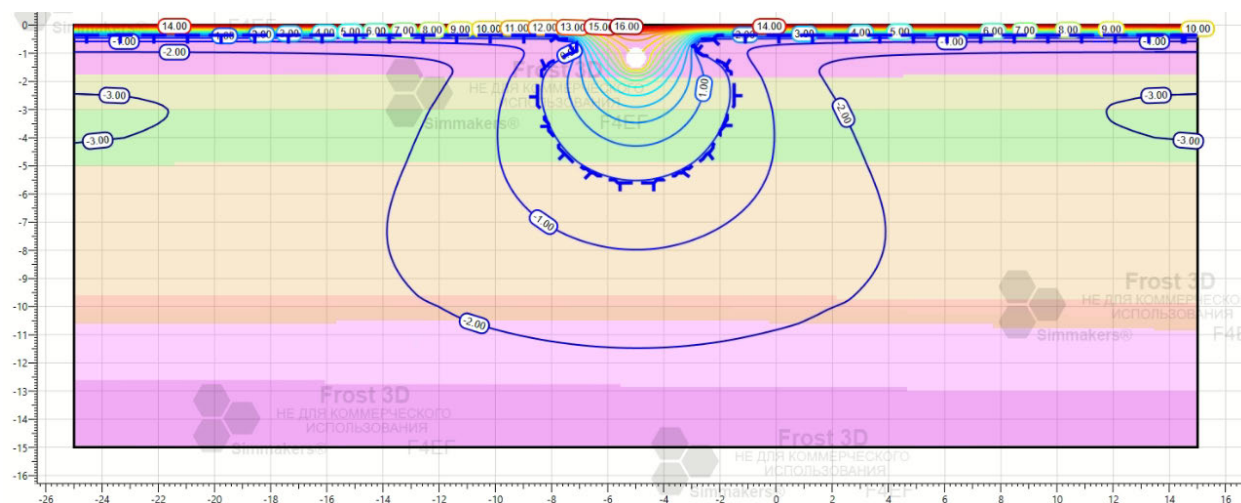


Рисунок 4.10 – Температурное поле в виде изолиний на конец расчетного периода [REDACTED] без применения теплоизоляции (Р.С №1)

Сравнивая температурное поле вокруг газопровода без теплоизоляции (рис. 4.10) с температурным полем газопровода с теплоизоляцией (рис. 4.11), можно прийти к выводу о том, что применение теплоизоляции является высокоэффективным способом регулирования теплового режима грунтов.

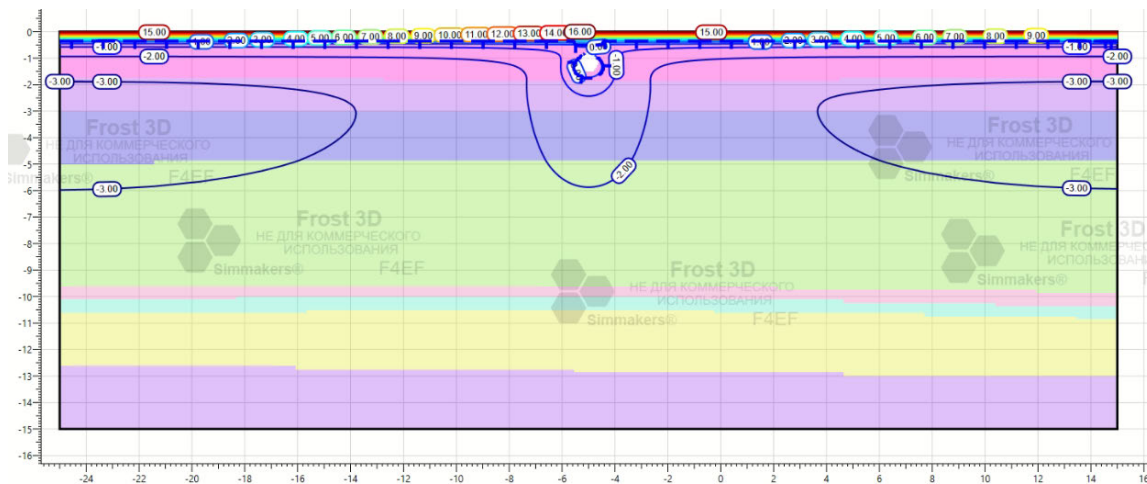


Рисунок 4.11– Температурное поле в виде изолиний на конец расчетного периода [REDACTED] с применением теплоизоляции (Р.С №1)

Стоит отметить, что при использовании теплоизоляции вокруг газопровода образуется талый слой. При этом из-за незначительной величины талого слоя вокруг газопровода рядом формируется фронт промерзания.

Числовые значения величины оттаивания грунтов под газопроводом приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Глубина оттаивания под газопроводом на расчетный период [REDACTED], м

№ расчетного сечения	Глубина оттаивания ММГ	
	Без теплоизоляции	С теплоизоляцией
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Для демонстрации изменения температуры грунтов по глубине в зависимости от времени был создан график (рис. 4.12, 4.13). По данным графикам видно, что первые 10 лет ([REDACTED].) происходит существенное изменение температурного режима грунтов. Затем процесс растепления

грунтов протекает менее интенсивно. Измерение температуры грунтов производилось с глубины 2 м, под центром нижней образующей трубы.

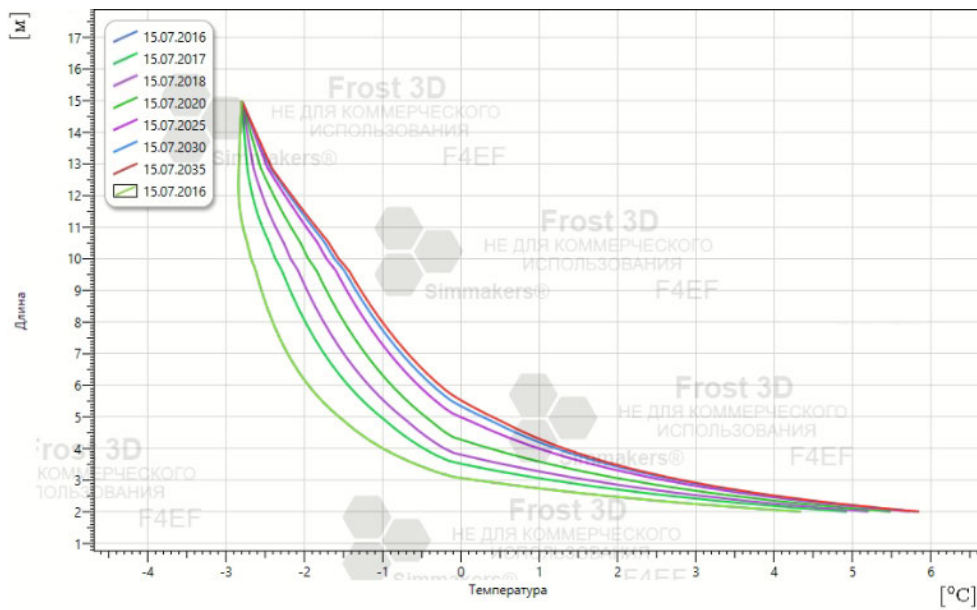


Рисунок 4.12 – График распределения температуры грунтов по глубине в зависимости от времени на конец расчетного периода [REDACTED]

[REDACTED] без применения теплоизоляции

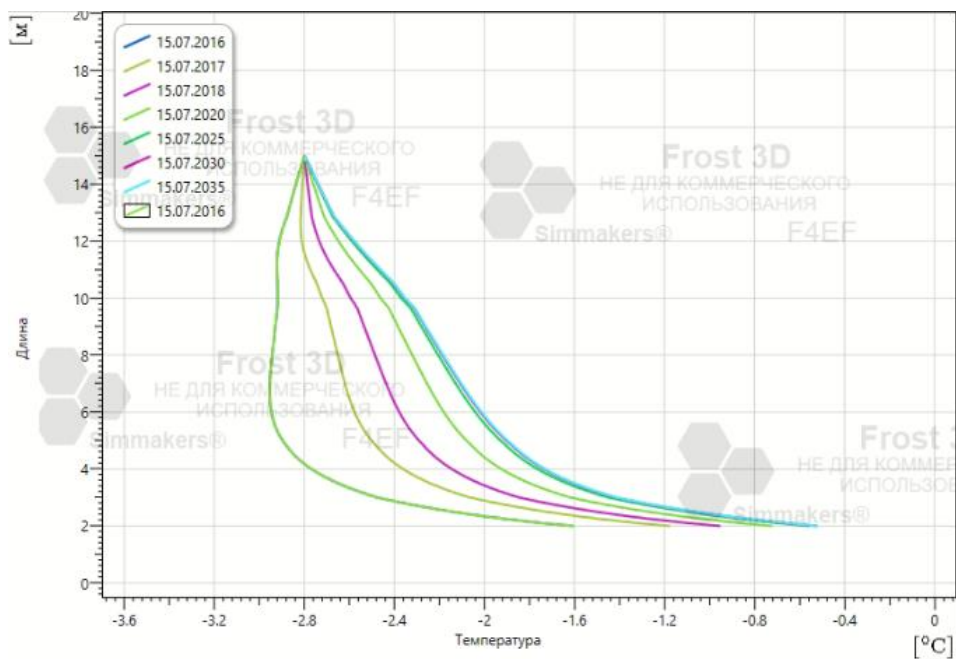


Рисунок 4.13 – График распределения температуры грунтов по глубине в зависимости от времени на конец расчетного периода [REDACTED]

[REDACTED] с применением теплоизоляции

По графику на рисунке 4.12 видно, что на глубине более 2 м не произошло оттаивание грунтов (графики лежат в зоне отрицательных

температур). Если сравнивать с графиком (рис. 4.13) без применения теплоизоляции изменения температурного режима грунтов являются незначительными. Числовые значения температур по глубине указаны в таблице №4.7.

Таблица 4.7 – Температура грунтов под газопроводом с температурой газа

Расчетное сечение	Глубина, м	Температура, °С		Разница, °С
		Без теплоизоляции	С теплоизоляцией	
1	2	5,84	-0,52	6,36
	4	1,31	-1,73	0,42
	6	-0,27	-2,01	1,74
	8	-1	-2,18	1,18
	10	-1,56	-2,35	0,79
	12	-2,16	-2,57	0,41
2	2	5,95	-0,41	6,36
	4	1,14	-1,7	-0,56
	6	-0,34	-2	1,66
	8	-1,05	-2,2	1,15
	10	-1,57	-2,37	0,8
	12	-2,16	-2,58	0,42
3	2	5,88	-0,73	6,61
	4	0,94	-2,15	-1,21
	6	-0,48	-2,37	1,89
	8	-1,18	-2,46	1,28
	10	-1,65	-2,54	0,89
	12	-2,19	-2,67	0,48
4	2	5,73	-0,48	6,21
	4	1,21	-1,72	-0,51
	6	-0,32	-2,01	1,69
	8	-1,05	-2,2	1,15
	10	-1,56	-2,36	0,8
	12	-2,08	-2,55	0,47

Разница между первым и вторым расчетом является температура транспортируемого газа. Для второго случая использовалась зависимость, указанная в таблице 4.1. Данные значения температур являются реальными существующими значениями для объекта компании [REDACTED].

Особенности такого температурного режима эксплуатации являются в летнее время газопровод имеет положительную температуру, в остальное время отрицательную.

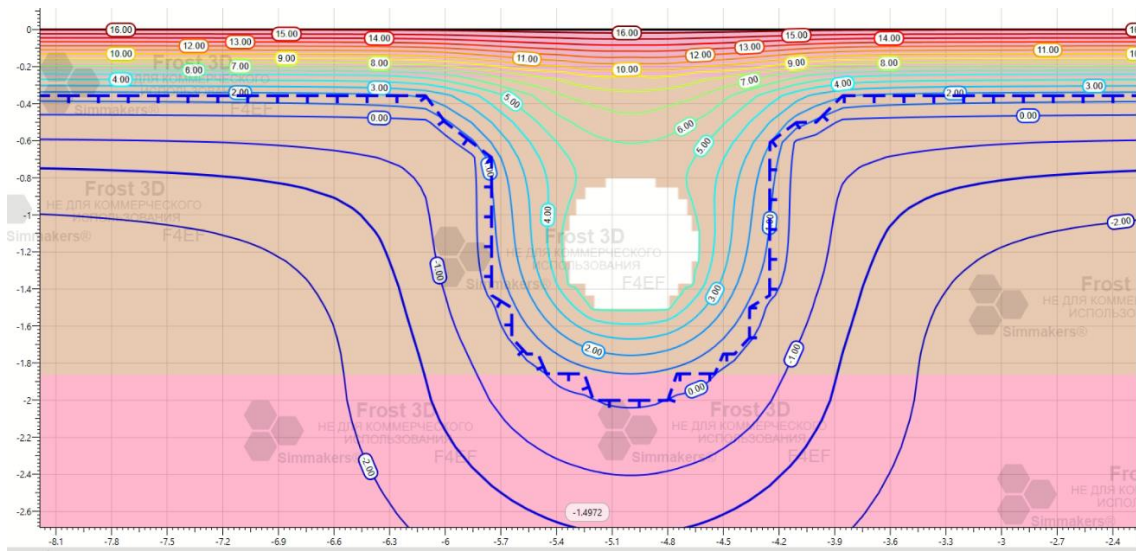


Рисунок 4.15– Температурное поле в виде изолиний на конец расчетного периода [redacted] без применения теплоизоляции (Р.С №1)

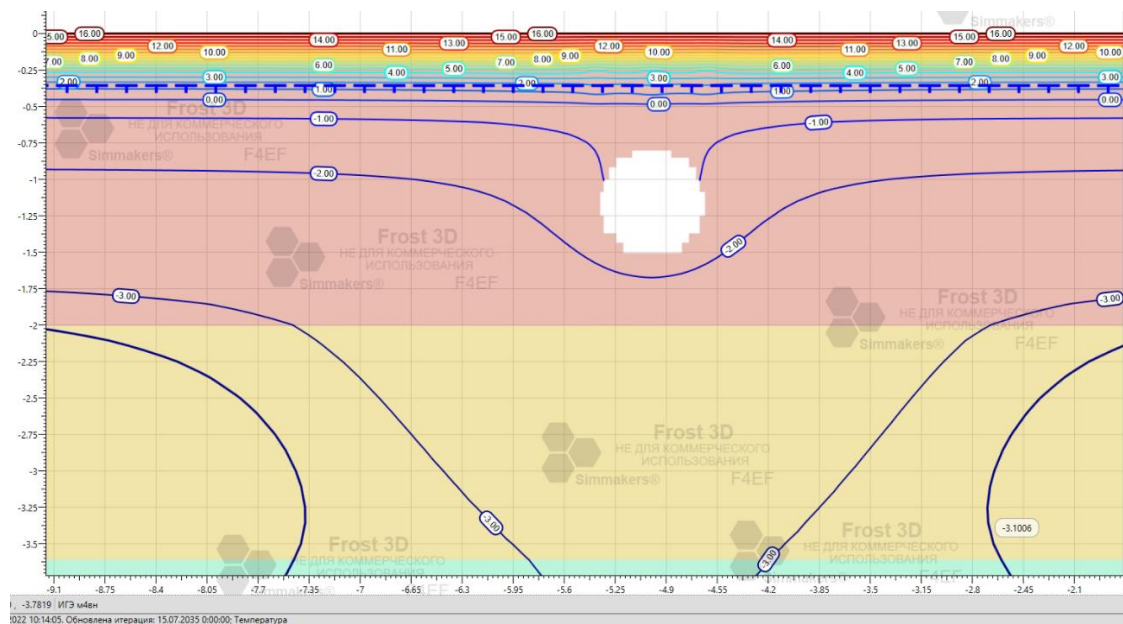


Рисунок 4.16– Температурное поле в виде изолиний на конец расчетного периода [redacted] с применением теплоизоляции (Р.С №1)

В июне, когда газопровод имеет максимальную температуру, над газопроводом образуется полностью талый слой. При таком температурном

режиме эксплуатации газопровода под нижней образующей каждый год в летнее время образуется талый слой мощность 50–52 см (рис. 4.15) В данном случае при применении теплоизоляции вокруг газопровода не формируется талый слой (рис. 4.16) в отличии, когда газопровод имел температуру ██████.

Результат изменения температуры грунтов по глубине в зависимости от времени отображен в виде графиков на рис. 4.17, 4.18.

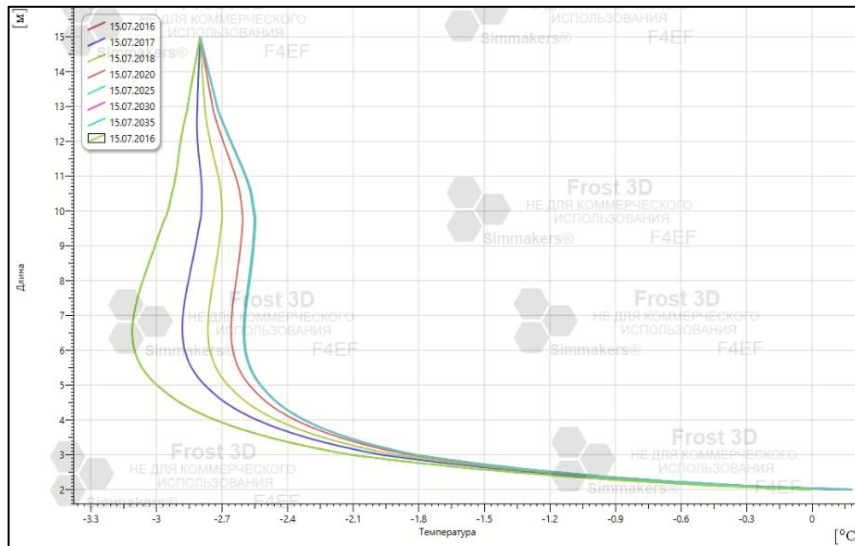


Рисунок 4.17 – График распределения температуры грунтов по глубине в зависимости от времени на конец расчетного периода ██████

без применения теплоизоляции

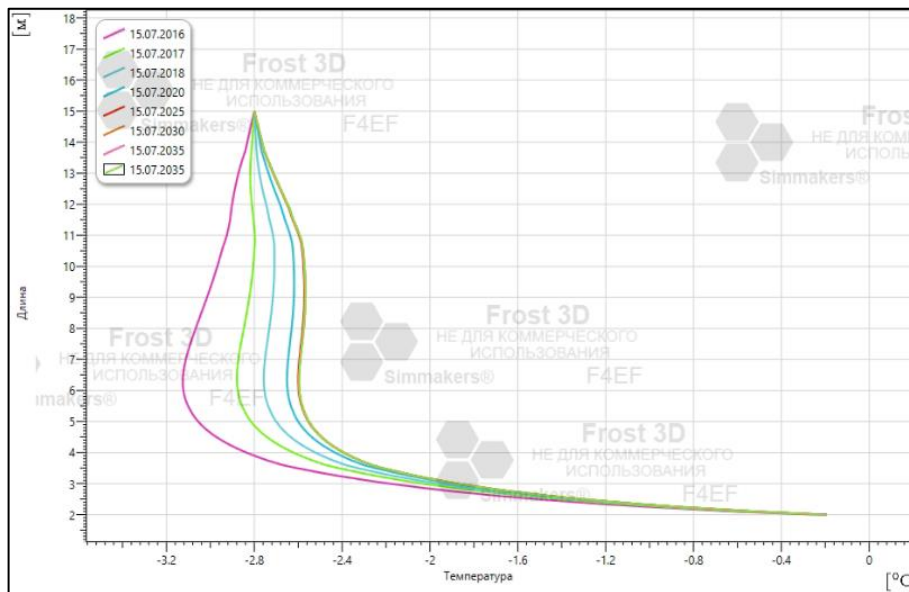


Рисунок 4.18 – График распределения температуры грунтов по глубине в зависимости от времени на конец расчетного периода ██████

с применением теплоизоляции

Числовые значения температуры грунтов, указанные в табл. 4.8, демонстрируют, что для обоих вариантов на глубине более 6 м происходят несущественные изменения температурного режима грунтов.

Таблица 4.8 – Температура грунтов под газопроводом с различной температурой газа

Сечение	Глубина, м	Температура, °С		Разница, °С
		Без теплоизоляции	С теплоизоляцией 50 мм ППУ	
1	2	0,11	-2,4	2,51
	4	-2,32	-3	-0,68
	6	-2,59	-2,99	0,4
	8	-2,57	-2,75	0,18
	10	-2,55	-2,66	0,11
	12	-2,65	-2,72	0,07
2	2	-0,22	-2,47	2,25
	4	-2,43	-2,99	0,56
	6	-2,59	-2,88	0,29
	8	-2,56	-2,73	0,17
	10	-2,55	-2,67	0,12
	12	-2,67	-2,73	0,06
3	2	-0,27	-2,86	2,59
	4	-2,75	-3,47	0,72
	6	-2,89	-3,3	0,41
	8	-2,79	-3,05	0,26
	10	-2,72	-2,88	0,16
	12	-2,74	-2,83	0,09
4	2	-0,17	-2,45	2,28
	4	-2,39	-2,99	0,6
	6	-2,59	-2,89	0,3
	8	-2,57	-2,74	0,17
	10	-2,57	-2,68	0,11
	12	-2,65	-2,71	0,06

По результатам теплотехнического расчета в ПК «FROST 3D» было количественно показана геокриологическая опасность, которая выражена в величине глубины оттаивания. Полученные данные в дальнейшем могут быть применены для определений деформация грунтового основания.

4.5 Определение величины осадки

Величина ореола оттаивания указывает на мощность массива грунта, где произошло оттаивание мерзлой влаги в грунте, вследствие чего происходит

просадка грунта. Нахождения величины осадки производится с помощью ранее рассчитанных величин ореола оттаивания.

Определение величины осадки производится согласно [37]. Величина просадки газопровода принимается равным величине осадка грунта под трубой. Осадку грунта рассчитывается по формуле:

$$S = (A_{th} + \sigma \cdot a) \cdot H_{от} \quad (26)$$

где: S – величина осадки трубопровода в ММГ, м;

A_{th} – коэффициент оттаивания грунта, д.е.;

a – коэффициент сжимаемости, 1/МПа;

σ – давление, создаваемое грунтом и трубопроводом, МПа;

$H_{от}$ – глубина оттаивания грунта, м

$$\sigma = \frac{2 \cdot q_{п}}{\pi \cdot D_{н}} + \rho_{м} \cdot g \cdot \frac{H_{от}}{2} \quad (27)$$

где: $q_{п}$ – расчетная нагрузка на подземный трубопровод, ██████████;

$D_{н}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

$\rho_{м}$ – плотность мерзлого грунта, ██████████;

Физические параметры грунтов были усреднены по методике указанной в 4.2.1, были получены следующие значения: A_{th} - ██████████, a = ██████████ МПа⁻¹.

Произведем расчет осадки для максимальных найденных величин глубины оттаивания. Для этого произведем расчет осадки для газопровода с температурой ██████████ без теплоизоляции.

По формуле (27) вычисляем параметр σ для 4 расчетных сечений:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{\text{██████████}}{\text{██████████}} \cdot \text{██████████} + \text{██████████} \cdot \text{██████████} \cdot \frac{\text{██████████}}{2} \text{ МПа}; \\ \sigma_2 &= \frac{\text{██████████}}{\text{██████████}} \cdot \text{██████████} + \text{██████████} \cdot \text{██████████} \cdot \frac{\text{██████████}}{2} \text{ МПа}; \\ \sigma_3 &= \frac{\text{██████████}}{\text{██████████}} \cdot \text{██████████} + \text{██████████} \cdot \text{██████████} \cdot \frac{\text{██████████}}{2} \text{ МПа}; \\ \sigma_4 &= \frac{\text{██████████}}{\text{██████████}} \cdot \text{██████████} + \text{██████████} \cdot \text{██████████} \cdot \frac{\text{██████████}}{2} \text{ МПа}; \end{aligned}$$

Далее по формуле (27) рассчитываем осадку грунта под трубой:

$$S_1 = (\text{██████████} \text{██████████} \text{██████████}) = 0,53 \text{ м};$$

$$S_2 = (\text{██████████} \text{██████████} \text{██████████}) = 0,52 \text{ м};$$

$$S_3 = (\text{██████████} \text{██████████} \text{██████████}) = 0,49 \text{ м};$$

$$S_4 = (\text{██████████} \text{██████████} \text{██████████}) = 0,52 \text{ м};$$

Полученные значения осадки могут быть применены для расчета НДС газопровода.

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

Особую сложность данная задача имеет в условиях, когда по газопроводу перекачивается природный газ с отрицательной температурой на линзовых участках трассы вечной мерзлоты, где мерзлый грунт чередуется с водяными линзами. На этих участках трассы происходит промораживание грунта с мощным притоком к газопроводу грунтовых вод и появление нормальных сил морозного пучения, стремящихся выдавить оболочку газопровода из траншеи. При этом в тонкостенной оболочке газопровода возникают напряжения изгиба, которые накладываются на напряжения от действия внутреннего избыточного давления газа. От того, как будут протекать этот процесс, зависит устойчивость сооружений, а также стабильность их фундамента. На рисунке 4.19 представлен случай, где в результате действия сил морозного пучения произошла деформация участка МГ с изгибом.

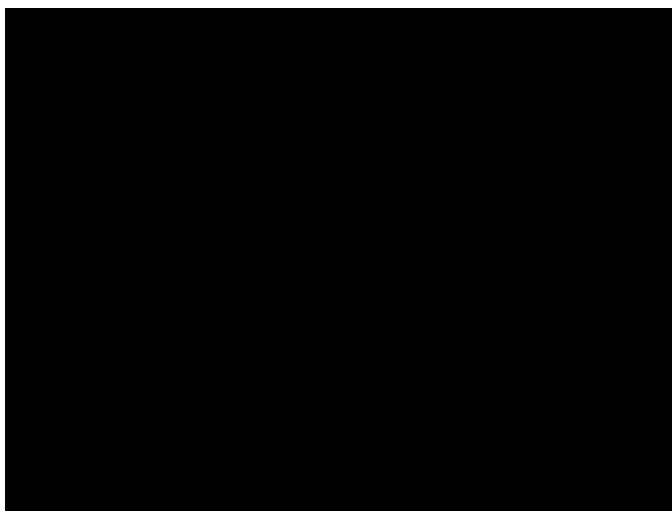


Рисунок 4.19 – Выпученный участок газопровода

					Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		82

Воздействия пучения грунта на сооружения носит периодический характер вследствие сезонности процесса. Таким образом на протяжении долгого времени происходило постепенное выпучивание участка МГ. В результате на данном участке возникли остаточные деформации (рис. 4.20).

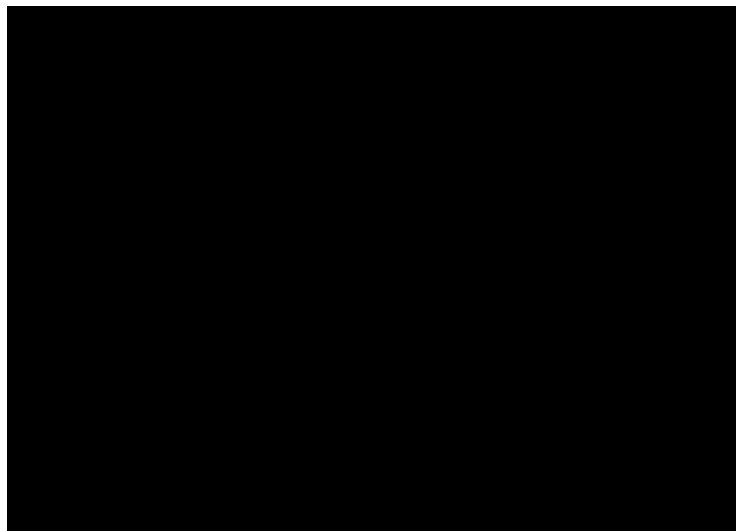


Рисунок 4.20 – Остаточные деформации участка МГ, вследствие воздействия сил морозного пучения

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 было выполнено компьютерное моделирование участка магистрального газопровода в неустойчивых грунтах с помощью программной системы конечно-элементного (МКЭ) анализа в программном комплексе «ANSYS Workbench 2020 R2».

Величина НДС ЛЧ МГ определяется нагрузками, воздействующими 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 пучении грунтов по трассе МГ. То

					Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		83

есть выполнение данного условия возможно лишь при схеме: непучинистый грунт – отрезок пучения – непучинистый грунт (рис 4.19). Согласно данной схеме, данный отрезок получается заземленным с обеих сторон непучинистыми грунтами из-за этого в трубе возникают дополнительные осевые напряжения.

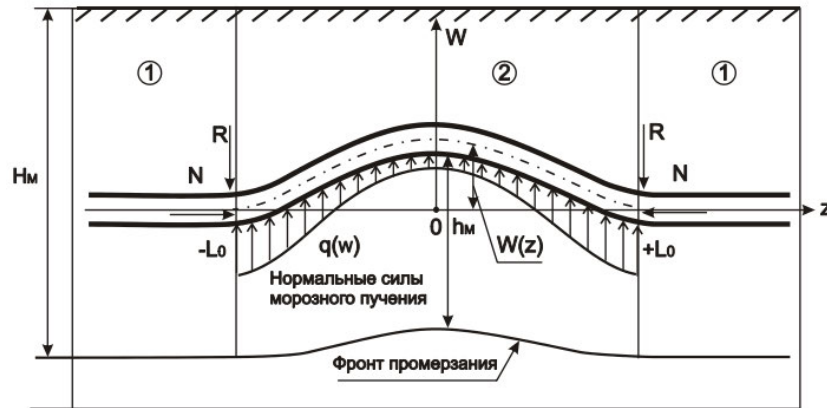


Рисунок 4.19 – Расчетная схема силового воздействия сил морозного пучения грунтов на МГ, заземленный между непучинистыми грунтами

1 – непучинистый грунт; 2 – пучинистый грунт; $q(W)$ - погонная величина нормальных сил морозного пучения; R - уравнивающая отпор непучинистого грунта; N - продольная сила в стенке газопровода

Согласно схеме на рис. 4.19 газопровод имеет прогиб, описываемый функцией $W(z)$. На концах участка пучения газопровод считается жестко заземленным. Таким условиям соответствует уравнение продольно-поперечного изгиба газопровода с граничными условиями, которые предполагают отсутствие деформации в непучинистых грунтах: [70]

$$EIW'''' + NW'' - q_n = 0; \quad (28)$$

$$W(-L_0) = W(L_0) = 0; \quad W'(-L_0) = W'(L_0) = 0,$$

где: EI – изгибная жесткость трубы газопровода;

N – продольное усилие, возникающая в стенке газопровода;

q_n – погонное значение сил морозного пучения.

Величина продольных усилий находится по формуле:

$$N = [(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] \cdot F \quad (29)$$

					Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		84

где:

μ - коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона);

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления;

α – коэффициент линейного расширения металла трубы;

E – модуль Юнга;

Δt – расчетный температурный перепад.

Погонное значение нормальных сил морозного пучения рассчитывается по формуле (30), в которой наблюдается линейная зависимость $q_{\text{п}}(W)$:

$$q_{\text{п}}(W) = D_{\text{н}} p_{\text{н}}^{\text{max}} \left(1 - \frac{W}{h_f} \right) = q_{\text{max}} \left(1 - \frac{W}{h_f} \right), \quad (30)$$

где: $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода;

$p_{\text{н}}^{\text{max}}$ – 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 $h_{\text{М}}$ 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 – ■■■ мм;
- Толщина стенки – ■ мм;
- Внутреннее давление – ■■■ МПа;
- Марка стали: ■■■■: $\sigma_{\text{в}} = \text{■■■}$ МПа, $\sigma_{\text{т}} = \text{■■■}$ МПа;
- Модуль Юнга - $22 \cdot 10^5$ МПа, коэффициент Пуассона – 0,3;
- Величина сил морозного пучения – ■■■■;
- Протяженность участка пучения: ■■■■■ м.

					Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		85

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

Чтобы минимизировать влияние граничных условий при расчете, длины трубопровода возьмем равным [REDACTED] м. Защемление должно находиться не менее 100DN от начала изгиба. Торцы участка магистрального газопровода будут закреплены в виде жесткой заделки (Fixed support). В качестве силы реакции опоры используем параметр «Elastic support» со значение [REDACTED] 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:

$$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot (h_{тр} + 0,1073 \cdot D_H) \quad (31)$$

$$q_{гр} = [REDACTED] \cdot [REDACTED] \cdot [REDACTED] \cdot [REDACTED] \frac{H}{M};$$

где: $\gamma_{гр}$ - удельный вес грунта, [REDACTED] H/M^3 ;

$h_{тр}$ - расстояние от верхней образующей трубы до земной поверхности,

[REDACTED] м;

D_H – наружный диаметр, м;

Сопротивление вертикальным перемещениям по формуле:

$$q_B = n_{гр} \gamma_{гр} D_H \left(h_{тр} + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi D_H}{8} \right) + q_{тр} \quad (32)$$

$$q_B = [REDACTED] \cdot [REDACTED] \cdot [REDACTED] \cdot [REDACTED] \cdot [REDACTED] \frac{H}{M}.$$

где: $n_{св}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубы, принимаем равным 1,1.

Граничные условия и древо проекта продемонстрированы на рис. 4.20.

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

- **Total deformation** – общие перемещения объекта;
- **Equivalent Stress** – эквивалентные напряжения по Мизесу;

					Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		86

– Stress Tool – Safety Factor – оценка запаса прочности

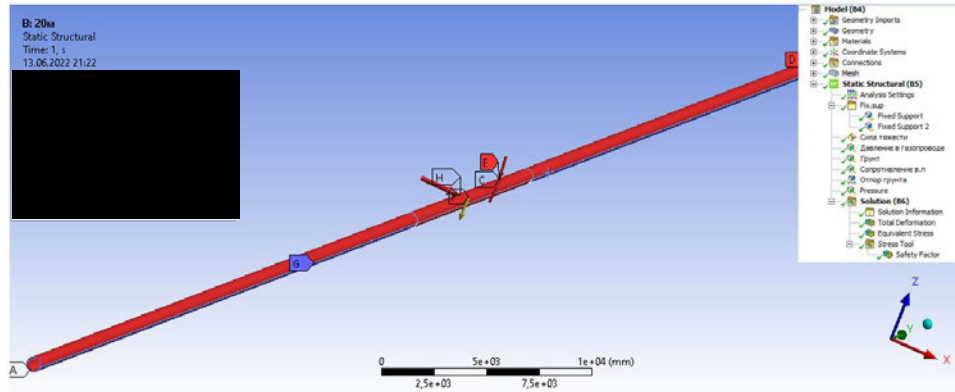


Рисунок 4.20 – Схема приложенных нагрузок

Напряженно – деформированное состояние газопровода с участком пучения протяженностью 20 м изображено на рис. 4.21.

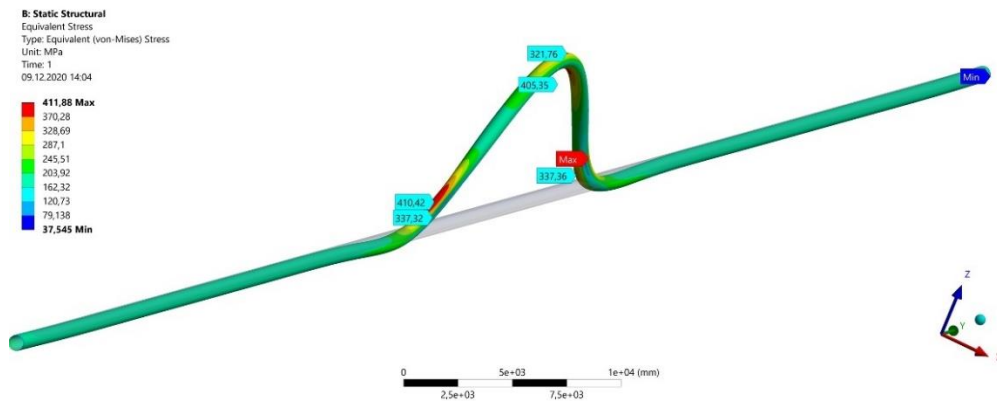


Рисунок 4.21 - Общий вид НДС участка газопровода (20 м), МПа

Как видно из рис. 4.21 максимальные напряжения возникают в местах заземления и в верхней точке изгиба на нижней образующей трубы. При этом при пучении участка протяженностью ■ ■ значения возникающих напряжений превышают предел текучести материала. Дальнейшая эксплуатация данного газопровода небезопасна (возможен отказ). Перемещения, возникающие при пучении отображены на рис. 4.22. Остальные значения указаны в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты прочностного расчета, при $q_{п} =$ ■■■

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

B: Static Structural
 Total Deformation
 Type: Total Deformation
 Unit: mm
 Time: 1
 09.12.2020 14:37

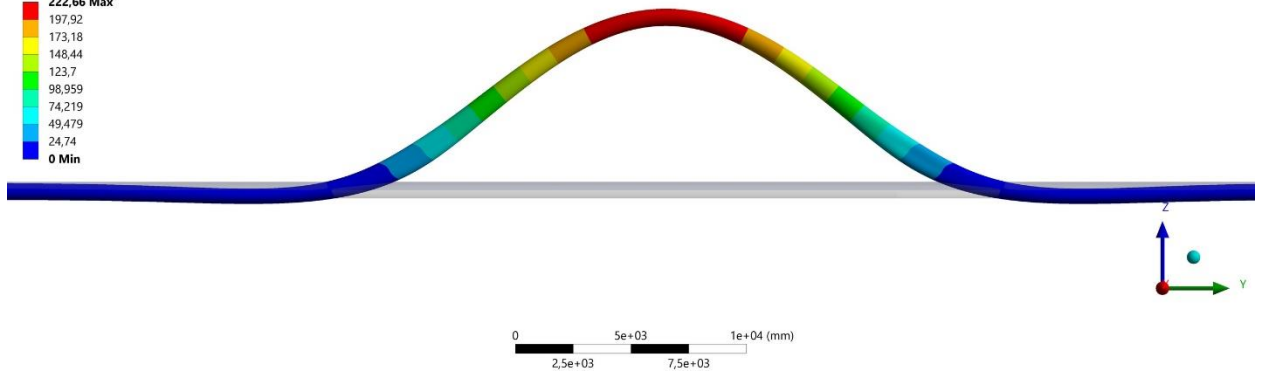
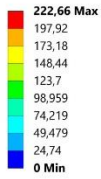


Рисунок 4.22 – Общие перемещения, мм

По полученным результатам исследования можно сделать следующий **ВЫВОД:**

- Получено и проанализировано напряженно-деформируемого состояния магистрального газопровода, на который действуют равномерно распределенные силы морозного пучения.
- 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.

					Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при пучении грунтов в ПК «ANSYS»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		88

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В работе рассматриваются эксплуатационные особенности магистральных газопроводов (далее МГ) в условиях залегания многолетнемерзлых грунтов (далее ММГ). Оценка эксплуатационных особенностей МГ в условиях ММГ показала, что имеется достаточное количество негативных факторов, влияющих безопасную работу данных объектов. Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций в крупных нефтегазовых предприятиях проводят оценку технического состояния, путем применения внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). Однако не во всех случаях существует возможность применения ВИП. Например, компания ██████████ не располагает в своем составе эти приборы. Компания эксплуатирует МГ ██████████

██████████. Для оценки технического состояния (далее ОТС) данных объектов проводится экспертиза промышленной безопасности (далее ЭПБ). Основаниями проведения ЭПБ являются положения нормативных правовых актов Российской Федерации в области промышленной безопасности, устанавливающих требования по проведению экспертизы и к объекту экспертизы.

5.1 Перечень и порядок проведения работ по контролю технического состояния

Целью проведения экспертизы являются оценка состояния объекта и определение допустимого срока безопасной работоспособности его по наиболее нагруженным узлам и элементам, работающим в наиболее неблагоприятных условиях. Экспертиза промышленной безопасности дает заключение о дальнейшей эксплуатации трубопроводов (или о запрещении его

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протодяконов В. И.</i>			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В. К.</i>					89	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

дальнейшей эксплуатации), а также, при необходимости, содержит рекомендации по устранению выявленных дефектов и нарушений в соответствии с требованиями НТД.

При шурфовом диагностировании, технология проведения работ включает в себя:

- анализ технической документации и условий эксплуатации;
- обследование состояния трассы газопровода, определение местоположения и глубины залегания подземного газопровода;
- проверка сплошности изоляционного покрытия газопровода;
- разметку и подготовку шурфов для производства работ по диагностике;
- проведение съемки трассы газопровода;
- определение коррозионной агрессивности грунта и наличия блуждающих токов;
- определение физико-механических характеристик материала газопровода.

В шурфах, на открытых участках и крановых узлах проводятся:

- оценка состояния изоляционного покрытия газопровода;
- визуально-измерительный контроль состояния сварных соединений, стенок газопровода на наличие дефектов;
- ультразвуковая толщинометрия стенок газопровода;
- определение твердости материала трубопроводов;
- определение механических свойств металла труб по показателям твердости металла;
- ультразвуковой контроль сварных швов;
- рентгеновский контроль сварных швов.

Измерения и контроль проводились по секторам поперечного сечения газопровода:

1. I - верхний сектор (верхняя образующая газопровода);

					Перечень и порядок проведения работ по контролю технического состояния	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		90

2. II - правый сектор;
3. III - нижний сектор (нижняя образующая газопровода);
4. IV - левый сектор.

Обозначения поперечного сечения приняты по ходу движения продукта в газопроводе. Земляные работы (шурфование) производятся на опасных участках магистрального газопровода (на местах поворотов, с высокой агрессивностью грунтов, и на местах нарушений по предшествующим осмотрам).

5.2 Обоснование расчета стоимости работ по оценке технического состояния газопровода

Существует методики [46,47] определения стоимости работ по ЭПБ для зданий, сооружений и технических устройств в число которых входят газопроводы. Работу над документом [46] Комитет Торгово-промышленной палаты РФ по промышленной безопасности и Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору начали в 2018 году. Методика уже получила одобрение Ростехнадзора и опубликована на сайте ведомства. Как следует из пресс-релиза, документ был разработан для того, чтобы противодействовать демпингу в области экспертизы промышленной безопасности и защитить добросовестные экспертные организации, которые вынуждены снижать расценки и сокращать из-за этого объёмы диагностических работ. Ожидается, что после утверждения методики Торгово-промышленной палатой РФ бизнес будет использовать данную методику, чтобы выявлять организации, которые дают необоснованно дешёвые предложения на оказание экспертных услуг и выдают "некачественные и фальшивые заключения".

С помощью методики [46] в работе будет рассчитана стоимость проведения ЭПБ с привлечением экспертной организации и методики [47] будет рассчитана стоимость проведения ОТС сотрудниками эксплуатирующей объект организации. Расчеты проводятся для объекта

					Обоснование расчета стоимости работ по оценке технического состояния газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		91

Трасса газопровода с места врезки на [REDACTED]. От начальной точки трасса проходит в южном направлении по слабо всхолмленной и лесистой местности. Растительность представлена сосной и лиственницей с густым подлеском. На [REDACTED] и дальше проходит по лесистой и обводненной местности до [REDACTED]. Протяженность трассы составляет [REDACTED]. Диаметр газопровода составляет [REDACTED]. Газопровод проложен подземным способом.

5.3 Методика расчета стоимости работ по проведению ЭПБ

В методике [46] на основании анализа существующих сборников ценовых расценок были выведены усредненные цены за проведение ЭПБ на газопроводе.

График зависимости стоимости проведения работ от диаметра приведен на рисунке 1. [46]

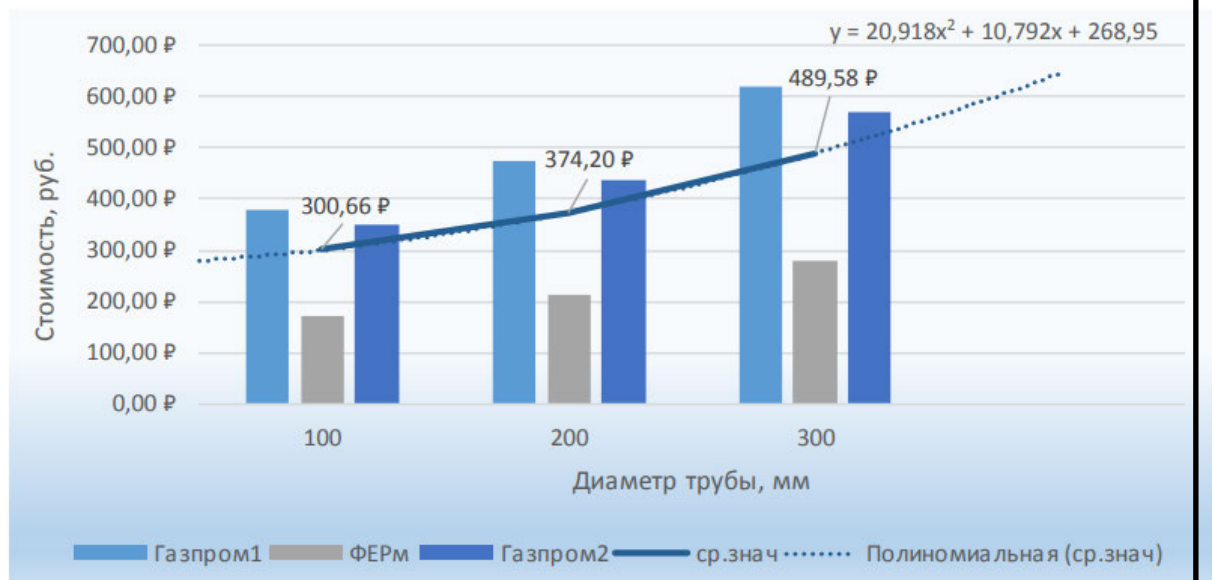


Рисунок 5.1 – График средней стоимости ЭПБ 1 погонного метра подземного газопровода

Согласно данной методике в таблице 5.1 приведен перечень необходимых мероприятий для диагностирования единичного отрезка

трубопровода. Данный набор мероприятий считается достаточным для проведения ЭПБ. [46]

Руководствуясь методикой расчета стоимости научных, нормативно-методических, проектных и других видов работ (услуг) на основании нормируемых трудозатрат, принимаем стоимость разработки отчетной документации плюс проведение анализа технической документации (первичного), в размере 25% от суммарной стоимости работ по неразрушающему контролю.

Таблица №5.1 – Газопровод стальной подземный, измеритель – 10 пог.м трубопровода

Состав работ	Объем контроля	Диаметр трубы, мм		
		До 100	101-300	Св. 300
1 Анализ технической документации и разработка программы оценки	1 комплект	1 300,14	1 618,18	2 117,12
2 ВИК состояния газопровода. Обход и осмотр трассы	5–6 стыков	6 966,19	6 966,19	6 966,19
3 УК сварных швов	15 % (1–2 шва)	1 239,44	1 432,44	1 574,18
4 Ультразвуковая толщинометрия	5–6 точек	1 109,77	1 661,63	2 216,51
5 Испытание твердости	4–5 точек	1 853,43	4 232,19	8 467,99
6 Испытание изоляции электрических кабелей	100%	189,69	246,38	303,38
7 Определение коррозионной агрессивности грунта по удельному электрическому сопротивлению	1 шурф	873,94	873,94	873,94
8 Испытание адгезии	1 шурф	768,99	768,99	768,99
9 Формирование выводов по ОТС	1 комплект	1 950,22	2 427,26	3 175,68
ИТОГО за 10 пог. м.				
4 кв-л 2019 г.		3 806,04	4 737,05	6 197,65

Объем контроля принимаем согласно заключению ЭПБ на данном объекте, проведенного в [REDACTED]. Всего было разработано 9 шурфов: [REDACTED].

Открытые участки выявлены на [REDACTED]. Данные участки относятся открытому участку протяженностью [REDACTED] км.

Мероприятия по ОТС были проведены в местах разработки шурфов и открытых участков. Исходя из частоты проведения контроля, можно предположить, что проведение контроля осуществлялось по соотношению 1

					Методика расчета стоимости работ по проведению ЭПБ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		93

контроль на 1 км трубы. Контроль осуществляется по визуально-измерительному контролю в наиболее сложных участках. На данных участках проводятся мероприятия по неразрушающему контролю. Один контроль подразумевает проверку ■ стыков трубы, тогда получаем на ■ контрольных точек ■ стыка. Согласно данным заключения ЭПБ от ■■■■■ толщинометрия и испытание твердости проводилась на ■ контрольных отметках, количество точек на одно измерение 4.

Необходимо провести пересчет стоимости работ согласно проанализированным данным.

Таблица №5.2 – Стоимость отдельных видов работ по ОТС, руб./10 пог.м

Состав работ	Объем контроля	Диаметр трубы, мм
		■■■■■
1 Анализ технической документации и разработка программы оценки	■■■■■	■■■■■
2 ВИК состояния газопровода. Обход и осмотр трассы	■■■■■	■■■■■
3 УК сварных швов	■■■■■■■■■	■■■■■
4 Ультразвуковая толщинометрия	■■■■■	■■■■■
5 Испытание твердости	■■■■■	■■■■■
6 Определение коррозионной агрессивности грунта по удельному электрическому сопротивлению	■■■■■	■■■■■
7 Испытание адгезии	17 контр.точ.	■■■■■
8 Формирование выводов по ОТС	■■■■■	■■■■■
ИТОГО за 10 пог. м.		■■■■■

5.4 Расчет стоимости проведения экспертизы газопровода

Принимаем соотношение стоимости работ по ЭПБ к стоимости работ по ОТС газопровода равным 30%.

Стоимость ЭПБ газопровода определяется в зависимости от усложняющих факторов (приложение А) по формуле:

$$C_{\text{ЭПБ}} = (C_{\text{ед}} + C_{\text{ед}} \times 30\%) \times \frac{L}{10} \times k_{\text{общ.}} \times k_{\text{инд.}}$$

где: $C_{\text{экс.газопр.}}$ – стоимость ЭПБ газопровода, руб.;

$C_{\text{ед}}$ – единичная стоимость работ по ОТС на 10 м газопровода, руб./м, принимаем равным ■■■■■ руб/м;

L – общая длина газопровода, м, в нашем случае равна ■■■■■ м;

					Расчет стоимости проведения экспертизы газопровода	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		94

$k_{инд}$ - коэффициент инфляции на момент расчета стоимости работ (коэффициент перевода в текущие цены от 2001 г.), в нашем случае равен 4,96 согласно Письму Минстроя России от 02.06.2022 N 24922-ИФ/09;

$k_{общ.}$ – общий коэффициент, определяется по формуле:

$$k_{общ.} = k_{район.} \times k_{удал.} \times k_{усл.ф.} \times k_{отс.док.} \times k_{попр.}$$

где: $k_{район.}$, $k_{удал.}$, $k_{усл.ф.}$, $k_{отс.док.}$, $k_{попр.}$ – поправочные коэффициенты для расчета стоимости ЭПБ.

Согласно приложению А [46] принимаемым равным для $k_{район.}$ – ■■■, районный коэффициент к заработной плате на территории ■■■■■■■■■■ составляет ■■■; $k_{удал.}$ – ■■■, удаленность объекта ЭПБ составляет ■■■ ■■■; $k_{усл.ф.}$ – ■■■■■■■■■■, учитываются такие усложняющие факторы как: Здания и сооружения, возведенные на вечномерзлых, насыпных, просадочных, набухающих грунтах, над горными выработками, в подтапливаемых зонах, с карстовыми и оползневыми явлениями (1,15), обследование конструкций здания, сооружения и грузоподъемных кранов без прекращения производственного процесса (1,25), инструментально-приборное обследование строительных конструкций зданий, сооружений и грузоподъемных кранов, требующее применения специальных приборов (1,35); $k_{отс.док.}$ – ■■■■■■■■■■, допустим, что отсутствуют следующие документы: Заключение ранее проведенных экспертиз, материалы и документация по выполненным обследованиям, ремонтам и усилениям (1,1); Сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие качество конструкций, деталей и их материалов, примененных при производстве строительно-монтажных работ, акты на скрытые работы (1,1); $k_{попр.}$ – в нашем случае равен ■■■.

Тогда общий коэффициент $k_{общ.}$ будет равен:

$$k_{общ.} = \text{■■■■■■■■■■}$$

Определим стоимость ЭПБ для нашего объекта с учетом всех поправочных коэффициентов:

					Расчет стоимости проведения экспертизы газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		95

$$C_{\text{экс.газопр.}} = (\dots) \times 4,96$$

$$= \dots \text{ руб.}$$

5.5 Затраты на проведение мероприятия по ЭПБ

Таким образом, стоимость, рассчитанная по методике [46], проведения работ по ЭПБ подземного газопровода-отвода протяженностью \dots , диаметром \dots мм обойдется эксплуатирующей данный объект компании в \dots тыс. руб. Диаграмма общих затрат приведена на рисунке 2.

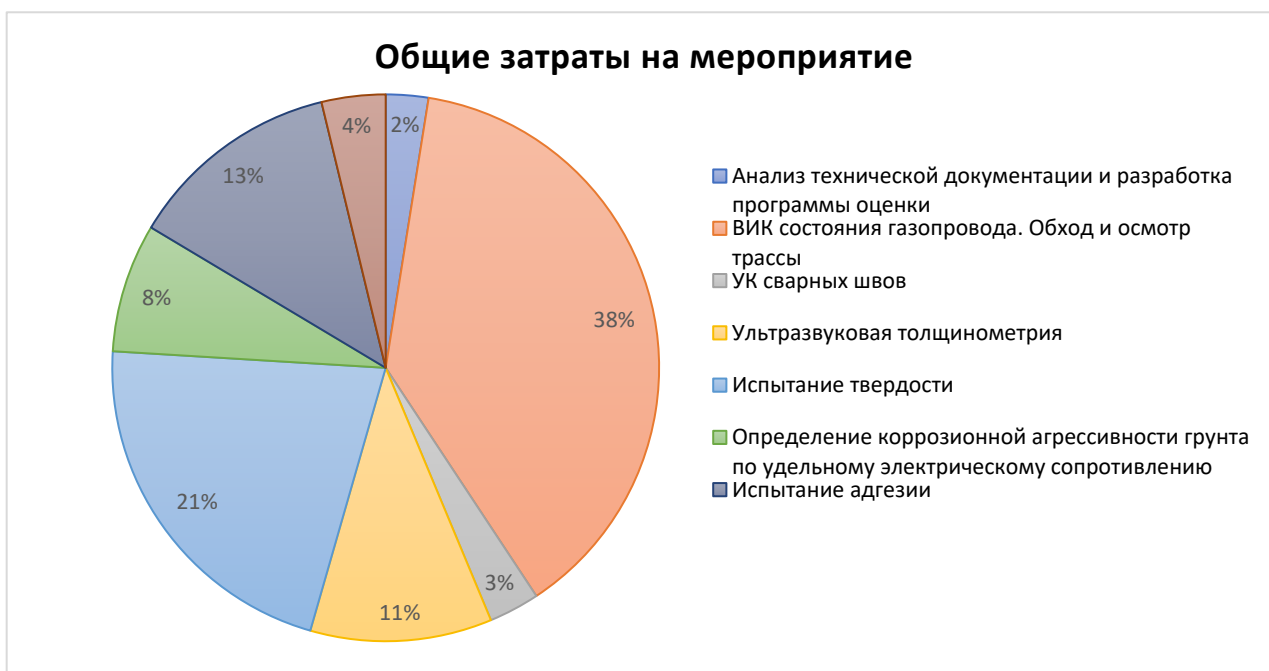


Рисунок 5.2 – Диаграмма общих затрат

По диаграмме видно, что наибольший удельный вес в формировании общих затрат имеют мероприятия ВИК, 38%.

5.6 Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов

В данном разделе приведен расчет по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов.

Стоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов Ц, руб., определяют по формуле: [47]

$$Ц = C \cdot k_{\text{ус}} \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_{\text{рк}} + П$$

где: С – себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов;

$k_{ус.}$ – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы, приведены в [47, табл.1];

$k_{тр.}$ – поправочный коэффициент, учитывающий транспортные затраты, приведены в [47, табл.2];

$k_{р.к.}$ – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате, приведены в [47, табл.3];

П – плановая прибыль, руб.

Себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов включает:

- стоимость основных и вспомогательных материалов;
- основную (без учета районного коэффициента) и дополнительную заработную плату специалистов, проводящих диагностирование, в том числе выплаты из фонда материального стимулирования (кроме выплат, осуществляемых из прибыли);
- отчисления из фонда заработной платы;
- стоимость топлива и энергии;
- накладные расходы (на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, общезаводские расходы и т. д.) без учета транспортных затрат;
- прочие расходы.

При расчете стоимости основных и вспомогательных материалов, топлива, энергии закладывается их обоснованная потребность на выполнение работы при техническом диагностировании и действующие цены на приобретение.

Фонд заработной платы рассчитывают по нормативам времени, установленными в ЕНиР в зависимости от перечня планируемых для выполнения работ и часовой тарифной ставки специалистов по техническому диагностированию.

					Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		97

Долю накладных расходов устанавливают относительно затрат на соответствующий вид работ при диагностировании, без учета стоимости расходуемых материалов.

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании оборудования, трубопроводов и сооружений определяют по формуле:

Постоянными величинами при определении стоимости работ по техническому диагностированию оборудования, сооружений и трубопроводов являются нормы времени на выполнение конкретных видов работ, представленных в настоящих Единых нормах времени на 2014 год, которые служат основанием для установления договорной цены. Расчеты приведены в приложении Г.

По результатам расчеты стоимости сумма проведения технического диагностирования ■■■ км газопровода диаметром ■■■ мм составит ■■■■ руб.

					Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		98

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При проведении работ на линейной части МГ (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 различных геокриологических процессах, 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». [49]

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 трудятся в условиях Крайнего Севера, имеют дополнительные льготы в

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Протодьяконов В. И.			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никульчиков В. К.					99	149
<i>Рук. ООП</i>		Шадрина А. В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

соответствии с законом РФ от 19.02.1993 № 4520–1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» [50].

Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате. Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки: за классность звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т. д.; должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне; за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно; по итогам работы за год; за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей). [50]

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды

Трудоустройство вахтовым методом – самый распространённый вид работы на севере. Обычно длительность вахты составляет от одного месяца до трех в зависимости от условий труда. Работодатель обеспечивает рабочих проживанием, питанием и проездом до места работы.

Вахтовая работа подразумевает рабочий день не более 12 часов и не дольше одного месяца в целом, все же допускается и сверхурочная работа. Сверхурочная работа не должна превышать 4 часов в течение двух дней подряд и 120 часов в год. Все часы накапливаются, и ведет их полный учет непосредственно руководитель предприятия. Все те дни, которые отводятся для полноценного отдыха рабочих, находящихся на вахте, оплачиваются в размере установленного оклада, но без применения соответствующего районного коэффициента и процентной надбавки.

					Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		100

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 [52]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и 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 6.1.

Таблица 6.1 - 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) [48]; СП 52.13330.2016; [51] ГОСТ 12.0.003–2015 [52] СанПиН 1.2.3685–21 [53]; ГОСТ 12.1.046–2014 [54]; ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [55]; ГОСТ 12.0.002–2014 [56] ГОСТ 12.1.004–91 [57] ГОСТ 12.3.003–86 [59] ГОСТ Р 12.1.019–2009 [60];

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 [56].

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.

					Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		102

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 6.2.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности [55]

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: [55]

- 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

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться техника, оборудование, МГ, различная строительная химия. Воздействие утечки вредных веществ на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма. Строительная химия в большинстве случаев содержит углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и природного газа токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, кожи лица и рук, а также кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. При работе со строительной химией необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты органов дыхания и слизистой оболочки: резиновые перчатки, защитные очки, по возможности использовать респираторы.

Недостаточная освещённость рабочей зоны.

Работы по эксплуатации МГ проводятся непосредственно в трассовых условиях и при аварийных ситуациях ремонт ведется в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены: [54]

- при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна составлять 10 лк;
- при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов 50 лк;
- при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. 10 лк;
- в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ 2 лк;

- при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры 50 лк;
- подходы к рабочим местам 5 лк.

Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В. [52]

Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса

Источниками формирования данного вредного фактора могут быть: [53]

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

В связи с большим количеством выполняемых механических работ выполняемой за смену, строительство подводного перехода сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний. Тяжесть и напряженность физического труда нормируется согласно [53].

Проводимые мероприятия по улучшению условий труда [53]:

- внедрение профилактических мероприятий, способствующих снижению монотонности работы;
- разработка рациональных режимов труда и отдыха;
- механизация и автоматизация производственных процессов.

					Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		105

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 [56].

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 [61]. 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 и 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. [48]

При прокладке МГ раскапывается траншея. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

					Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		106

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками. Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы несколькими опорами.

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

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

Электрический ток

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

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

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

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

					Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		107

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется [60]

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Основными источниками опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, неиспользованные 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 [58].

Пожаровзрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Также

					Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		108

источниками пожара может быть воспламенение газовой смеси. Источники взрыва – сосуды, газопровод под давлением.

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

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

6.3 Экологическая безопасность

Строительство и эксплуатация МГ, должны выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия. Все работы по строительству и ремонту МГ связаны с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу. Выбросы являются неизбежными.

Источником загрязнения атмосферы при строительстве являются:

- Выхлопные газы строительных машин и механизмов, автотранспорта;
- Дым от двигателей, сжигание остатков строительных материалов;

					Экологическая безопасность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		109

- Сварочные аэрозоли от трубосварочных установок и ручной сварки;
- Изоляционные работы;
- Опорожнение участка газопровода.

6.3.1 Воздействие на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

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

В качестве меры, ограничивающей содержание загрязняющих веществ в окружающей природной среде, принята предельно допустимая концентрация (далее ПДК). ПДК – концентрация, при воздействии которой на организм человека периодически или в течение всей жизни, прямо или опосредованно не возникает заболеваний или изменений состояния здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований сразу или в отдаленные сроки жизни. В таблице 6.3 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти и газа, а также паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны.

Таблица 6.3 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

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

Воздействие на литосферу

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

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

Воздействие на гидросферу

Негативным воздействием на гидросферу считается загрязнение сточными водами и мусором. Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительства и проведения ремонтных работ системы местного водостока, следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ.

Запрещается стлавить грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями

					Воздействие на окружающую среду	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		111

для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

6.3.2 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов

Объемы газа, расходуемого на опорожнения трубопроводов перед проведением ремонтных работ, на продувки трубопроводов для удаления скопившейся жидкости и механических примесей в процессе эксплуатации, продувки шлейфов, газо-, конденсато- и нефтепроводов коллекторов в период их ввода в эксплуатацию после проведения гидроиспытаний, продувки шлейфов и газопроводов-коллекторов при ликвидации гидратообразования, вычисляют в соответствии с [62].

Требуется провести ремонт на линейной части МГ, для этого необходимо перекрыть ближайшие линейные краны, которые находятся на расстоянии 15 км друг от друга. Тогда имеем участок протяженностью 15 км, на котором необходимо стравить газ до давления 500 Па. Температура транспортируемого газа равна 283 К. Рабочее давление на участке составляет ■■■ МПа. Диаметр газопровода ■■■ мм с толщиной стенки ■ мм.

Объем газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода V_c , м³, вычисляют по формуле:

$$V_c = 0,995 \cdot V_{\text{геом.}} \cdot \left(\frac{P_{\text{н.ср}}}{Z_{\text{н}}} - \frac{P_{\text{к.ср}}}{Z_{\text{к}}} \right) \quad (1)$$

где: $V_{\text{геом.}}$ - геометрический объем опорожняемого участка трубопровода, м³;

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

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

Коэффициент сжимаемости газа Z вычисляют по формуле:

$$Z = 1 - 0,0907 \cdot P_{\text{ср}} \cdot (T_{\text{ср}} / 200) - 3,668 \quad (2)$$

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

					Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		112

Подставив исходные значения в формулу (2), получим $Z_H = 0,99$, $Z_K = 0,86$.

Геометрический объем опорожняемого участка газопровода вычисляется по формуле:

$$V_{\text{геом.}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot L \quad (3)$$

Тогда получим:

$$V_{\text{геом.}} = \frac{3,14 \cdot (\text{■} \text{■})^2}{4} \cdot 15000 = \text{■} \text{ м}^3$$

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

$$V_c = 0,995 \cdot 5835 \cdot \left(\frac{\text{■}}{0,86} - \frac{0,0005}{0,99} \right) = \text{■} \text{ м}^3$$

Таким образом при стравливании участка газопровода с диаметром ■ мм, рабочим давлением ■ МПа и протяженностью 15 км в атмосферу будет выброшено ■ м³ природного газа.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Анализ возможных ЧС

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

Стихийные бедствия на территории объекта исследования могут проявляться в виде паводковых наводнений, лесных пожаров. Из-за паводковых

наводнений может произойти всплытие газопровода при его недостаточном заглублении. Всплытие сопровождается изгибными деформациями газопровода, которые влияют на напряженно-деформированное состояние стенки трубы. При образовании напряжений выше предела текучести металла трубы образуются остаточные деформации, превышение предела прочности приводит к разрыву газопровода. Подземные газопроводы менее подвержены негативному влиянию лесных пожаров.

Наиболее вероятная ЧС

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

- перед началом работ переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды рабочего пространства, при этом содержание газов не должно превышать ПДК по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т. п.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

При строительстве и производстве технологического обслуживания на магистральных газопроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		114

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 [54]

Заключение

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 при стравливании участка магистрального газопровода.

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		115

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Анализ показал, что активизация геокриологических процессов негативно сказывается на безопасную эксплуатацию магистральных газопроводов. Возникновения геокриологических процессов связано с тепловым влиянием магистрального газопровода на мерзлые грунта, в связи с этим в работе был проведен анализ средств инженерной защиты для подземных магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Проведение теплотехнических расчетов является одним из важнейших этапов при проектировании и эксплуатации сооружений в криолитозоне. Выполнение данных расчетов закреплено на законодательном уровне. При расчете определяются величины ореола оттаивания, которые в свою очередь необходимы для оценки осадки и напряженно-деформированного состояния сооружения. В работе расчеты выполнялись аналитическим и численным методом. Аналитический подход подразумевал использование методик для определения глубина оттаивания, заложенных в нормативной документации. Для решения тепловой задачи численным методом в работе использовался специальный программный комплекс для теплотехнических расчетов «FROST 3D». Также в работе был проведен прочностной расчет магистрального газопровода, на который действует силы морозного пучения в программной комплексе «ANSYS».

С помощью моделирования можно определять эффективность и надежность принятых проектных решений, которое сопровождается с минимальными временными и материальными затратами.

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Протоdjяконов В. И.</i>				Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Никульчиков В. К.</i>						116	149
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А. В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Список использованной литературы

1. Анисимов О. А. и др. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем. Глава 8. Континентальная многолетняя мерзлота. М.: Росгидромет. – 2012. – С. 301–359.
2. Мерзлотоведение / Под ред. проф. В. А. Кудрявцева. - М.: Изд-во Моск. ун-та, 1981. – 240с.
3. Мангушев, Р.А. Механика грунтов / Р.А. Мангушев, В. Д. Карлов, И. И. Сахаров. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 264 с.
4. Мельников П. И., Толстихин Н. И., Некрасов И. А., Акимов А. Т. и др. Общее мерзлотоведение. – Новосибирск.: Наука, 1974. – 291 с.
5. Геокриологические опасности. Тематический том / Под ред. Л. С. Гарагули, Э. Д. Ершова. – М.: Издательская фирма «КРУК», 2000.– 316 с.
6. Инженерная геокриология / Э. Д. Ершов, Л.Н. Хрусталёв, Г.И. Дубиков, С.Ю. Пармузин. – М.: Недра, 1991. – 439 с
7. Марков Е. В. Обеспечение проектного положения магистральных трубопроводов в условиях пучинистых грунтов: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.19/ Тюменский индустриальный университет. – М., 2020–133 с.
8. Кокорев, В. А. О метеорологических данных для изучения современных и будущих изменений климата на территории России. / В. А. Кокорев, А. Б. Шерстюков. - Текст: непосредственный // АРКТИКА. XXI век. Естественные науки. - 2015. - № 2(3). - С. 5–23.
9. Хрусталева, Л.Н. Основы геотехники в криолитозоне. – М.: МГУ, 2005. – 544 с.

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>						
<i>Разраб.</i>	<i>Протоdjяконов В. И.</i>				Список использованной литературы		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>	<i>Никульчиков В. К.</i>							117	149	
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А. В.</i>						Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01			

- 10.Бородавкин, П. П. Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование в строительстве [Текст] / П. П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с. 126 28.
- 11.Бородавкин, П. П. Сооружение магистральных трубопроводов [Текст] / П. П. Бородавкин, В. Л. Березин. – М.: Недра, 1977. – 407 с.
- 12.Строкова Л. А., Ермолаева А. В. Природные особенности строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» ... // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т.326. №4. – С. 41–55.
- 13.Казаков Н. А., Генсиоровский Ю.В. Экзогенные геодинамические и русловые процессы в низкогорье о. Сахалин как факторы риска для нефтегазопроводов «Сахалин 2» // ГЕОЭКОЛОГИЯ: Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2008. – № 6. – С. 483–496.
- 14.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.
- 15.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
- 16.Исмаилов Т. И. Исследование несущей способности подземных магистральных газопроводов на участках трассы с неустойчивыми грунтами: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.19. – М., 2007. – 120 с.
- 17.Новиков П. А. Выявление опасных участков магистральных нефтепроводов на основе долгосрочного прогнозирования ореола оттаивания многолетнемерзлых грунтов: дисс. ... канд.тех.наук: 05.26.03/ Уфимский государственный нефтяной технический университет. М., 2016–167 с.
- 18.Обеспечение устойчивого положения магистральных газонефтепроводов на проектных отметках. Метод. указания/ Н. С. Вишневская, М.В.Тюфякова, Е.В. Карнович. – Ухта: УГТУ, 2014. – 14 с

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		118

19. Гончарова Л. В. Основы искусственного улучшения грунтов (техническая мелиорация грунтов) / Под ред. В.М.Безрука. - М., Изд-во МГУ, 1973, - 376 с.
20. Пыстина Н. Б. Опыт применения биоматов при рекультивации земель в условиях Крайнего Севера / Н. Б. Пыстина, А. В. Баранов, Е. Е. Ильякова // Газовая промышленность. – 2015. – № 9 (727). – С. 101–104.
21. Пыстина Н. Б. Совершенствование технологий рекультивации нарушенных и загрязненных земель на месторождениях углеводородов Крайнего Севера / Н. Б. Пыстина, А. В. Баранов, Е. Л. Листов и др. // Научный вестник ЯНАО: Экология и природопользование в Ямалоненецком автономном округе. – Тюмень, 2016. – № 2 (91). – С. 4–8.
22. Ефимов, В. М. Влияние теплоизоляции магистрального газопровода на температурный режим многолетнемерзлых грунтов основания [Текст] / В. М. Ефимов, И. И. Рожин, Ф. Е. Попенко, А. В. Степанов // Теплофизика и энергетика арктических и субарктических территорий: расш. тез. докладов. Якутск, 2019. – 302–306 с.
23. Кузьбожев, А. С. Совершенствование конструктивных решений по теплоизоляции газопроводов на мерзлых грунтах [Текст] / А. С. Кузьбожев, Т. И. Работинская, И. В. Шишкин, И. Н. Бирилло, П. А. Кузьбожев // Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений Европейского Севера России: сб. статей. - Спецвыпуск, 2020. – 67–72 с.
24. Ефимов, В. М. Влияние навеса на температурный режим газопровода в криолитозоне [Текст] / В. М. Ефимов, И. И. Рожин, А. В. Степанов // Теплофизика и энергетика арктических и субарктических территорий: расш. тез. докладов. - Якутск, 2019. – 307–311 с.
25. Кондратьев С. В. Деформации забайкальской части федеральной автомобильной дороги «Амур» Чита – Хабаровск на участках льдистых многолетнемерзлых грунтов: причины и пути решения проблемы: дис.

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		119

- ... канд. гео. - мин. наук: 25.00.08. – М., 2016. – 225 с.
26. 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.
27. Расчет инженерных сооружений на многолетнемерзлых грунтах: учебное пособие / Л. Н. Хрусталева. – Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2021. – 124 с.
28. Кондратьев, В. Г. Мероприятия по изменению режима теплообмена на поверхности земли и их влияние на распределение температуры в грунте [Текст] / В. Г. Кондратьев, А. Г. Перекупка, С. С. Примаков, А. С. Петрова // Нефтяное хозяйство: сб. статей. – Коллектив авторов, 2012. – 122–125 с.
29. Практическое пособие по FROST 3D: учебное пособие / ООО НТЦ «Симмейкерс». – Москва, 2022. – 149 с.
30. Патент 2703897. Российская Федерация, МПК F16L 59/14. Способ теплоизоляции трубопровода [Текст] / Кузьбожев А. С, Шишкин И. В, Бирилло И. Н, Шкулов С. А, Маянц Ю. А, Елфимов А. В.; патентообладатель: Публичное акционерное общество «Газпром» (RU). - № 2018138529.
31. Патент 2703839. Российская Федерация, МПК F16L 59/00. Теплоизоляционный экран [Текст] / Кузьбожев А. С, Шишкин И. В, Бирилло И. Н, Шкулов С. А, Маянц Ю. А, Елфимов А. В.; патентообладатель: Публичное акционерное общество «Газпром» (RU). - № 2018138531.
32. Патент 179729. Российская Федерация, МПК E02D 27/35. Устройство для регулирования теплопередачи [Текст] / Примаков С. С.; патентообладатель: Примаков С. С. (RU). - № 2017137439.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		120

- 33.ГОСТ 25100–2020. Грунты. Классификация. – Введ. 01.01.2021. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200174302> (дата обращения 15.04.2022). – Текст: электронный.
- 34.ГОСТ 20522–2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. – Введ. 01.07.2013. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200096130> (дата обращения 15.04.2022). – Текст: электронный.
- 35.ГОСТ 9.602–2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.06.2016. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140210> (дата обращения 15.04.2022). – Текст: электронный.
36. СП 11–105.97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов. – Введ. 01.01.2000. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007407> (дата обращения 20.04.2022). – Текст: электронный.
- 37.СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – Введ. 01.07.2021*. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659326> (дата обращения 20.05.2022). – Текст: электронный.
- 38.СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. – Введ. 25.11.2018. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/550565571?marker=7D20K3> (дата обращения 22.05.2022). – Текст: электронный.
- 39.СП 115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий. – Введ. 17.06.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054202> (дата обращения 22.05.2022). – Текст: электронный.
- 40.СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть III. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов. – Введ. 01.07.2000. – URL:

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		121

- <https://docs.cntd.ru/document/1200007406> (дата обращения 22.05.2022). – Текст: электронный.
- 41.СП 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – Введ. 01.10.1996. – URL <https://meganorm.ru/Index2/1/4294850/4294850881.htm> (дата обращения 05.05.2022). – Текст: электронный.
- 42.СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. – Введ. 01.07.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456045544> (дата обращения 01.04.2022). – Текст: электронный.
- 43.СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 01.07.2013. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения 20.05.2022). – Текст: электронный.
- 44.ВСН 39–1.9–003–98. Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – Введ. 01.12.1998. – URL <https://docs.cntd.ru/document/464688490> (дата обращения 05.05.2022). – Текст: электронный.
- 45.СТО Газпром 2–2.1–390–2009. Руководство по проектированию и применению сезонно-охлаждающих устройств для термостабилизации грунтов оснований фундаментов. – Москва: [б.и.], 2009. – С. 23–27.
- 46.Методика определения стоимости проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств. Обоснование получения минимальной стоимости оценки технического состояния. М: Ростехнадзор РФ, 2021 г. URL: <https://nkprom.ru/news/metodika-opredeleniya-stoimosti-provedeniya-ekspertizy-promyshlennoy-bezopasnosti-zdaniy-sooruzheniy> (дата обращения 07.06.2022).

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		122

47. ЕНиР. Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов. – М.: ООО «СПКТБ НЕФТЕГАЗМАШ», 2014. – 91 с.
48. Приказ Минтруда РФ от 16.11.2020 №782н “Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте”
49. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ. – Собрание законодательства, 2001. – 18–21 с.
50. О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях: Закон РФ от 19.02.1993 № 4520–1. – Собрание законодательства, 1993. – С. 8–11.
51. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 08.05.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197?marker=7D20K3> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный.
52. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация – Введ. 01.03.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный.
53. СанПиН 1.2.3685–21. "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – Введ. 28.01.2021. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115?marker=6560IO> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный.
54. ГОСТ 12.1.046–2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 01.07.2015. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200114236> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный.

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		123

- 55.ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.11.2015. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 03.06.2022). – Текст: электронный.
- 56.ГОСТ 12.0.002–2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения. – Введ. 01.06.2016. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200125989> (дата обращения 03.06.2022). – Текст: электронный.
- 57.ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.1991. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 04.06.2022). – Текст: электронный.
- 58.ГОСТ 12.4.011–89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 01.07.1990. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения 04.06.2022). – Текст: электронный.
- 59.ГОСТ 12.3.003–86. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности. – Введ. 01.01.1988. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006408> (дата обращения 04.06.2022). – Текст: электронный.
- 60.ГОСТ Р 12.1.019–2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 01.01.2019. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 02.06.2022). – Текст: электронный.
- 61.ГОСТ 12.4.026–2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. Введ. – 01.03.2017. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136061> (дата обращения 04.06.2022). – Текст: электронный.

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		124

- 62.РД 153–39.0–111. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий. – Введ. 01.01.2002. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200038759> (дата обращения 06.06.2022). – текст: электронный.
- 63.СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – Введ. 01.01.2013. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200091050> (дата обращения 20.05.2022). – Текст: электронный.
- 64.J. Xu, B. Abdalla, C. Mckinnon, A. Audibert-Hayet, E. Coche, V. Gaffard. / Artic pipelines strain demand prediction. // Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. URL: <https://asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedings/abstract/OMAE2013/55409/V006T07A009/279509>
- 65.A. A. Tarasenko, M. N. Redutinskiy, P. V. Chepur, A. A. Gruchenkova. / Study of stress-strain state of pipeline under permafrost conditions. // International Conference Information Technologies in Business and Industry 2018. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1015/3/032048>.
- 66.T. V. Chukhareva, T. V. Tikhonova, S. A. Mironov. / Analysis of the causes of emergencies during the operation of main pipelines in the conditions of the far north in the period from 2000 to 2010. // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2011, No. 3. URL: <http://ogbus.ru/>
- 67.P. P. Permyakov, T. A. Vinokurova, G. G. Popov. / Effect of Ice on the Heat-Moisture Regime of Soil Foundation of Gas Pipeline. // International science and technology conference "FarEastCon-2019", 2020. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/753/5/052005>
- 68.N. A. Garris, Z. R. Glukhova. / Analysis of Piping Methods in Permafrost Soils. // International science and technology conference "Earth science", 2021. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/666/4/042046/pdf>

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		125

69. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. М.: Недра, 1991. – 287 с.
70. Горковенко А.И. Влияние некоторых закономерностей морозного пучения грунтов на высотное положение подземного трубопровода и его напряженно-деформированное состояние / Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 9.

					Список использованной литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		126

Introduction

Many years of experience in the operation of northern gas pipelines have shown that the thermal interaction of the gas pipeline with frozen soils, often leads to an imbalance in the system “frozen ground - gas pipeline”. Further, it leads to the loss of the design position (deformations) of gas pipelines and, often, to emergencies. Frozen soils, if not disturbed by the thermal regime, have excellent bearing capacity and strength properties. The warming of these soils leads to a significant decrease in their bearing capacity.

One of the main factors in ensuring the reliability and safety of gas transmission network facilities is the prediction of soil settlement and the stress-strain state of pipelines during their construction and operation in permafrost. Thus, carrying out calculations of the thermal behavior of permafrost becomes a critical task.

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		128

Prediction of Artic pipelines strain state

Researchers from the companies “J P Kenny” and “Total” in [64] considered the issues of predicting the deformed state of an underground gas pipeline in permafrost conditions. “The objective is to predict frost heave and the consequences on pipeline stress-strain state” [64].

As a solution to this issue, the authors proposed the development of three numerical models. The first of these is a geothermal model, which is designed to simulate heat transfer processes in soil. The second model is frost heave, which will simulate joint heat transfer as well as soil displacement. And the third model is the interaction of the soil and the pipeline, which is designed to calculate the stress-strain state of the pipeline during soil displacement. The method for solving numerical models is finite elements (FE).

The essence of the method lies in the approximation of the investigated body by a certain model, which is a set of elements with a finite number of degrees of freedom. These elements are interconnected only at the nodal points, where fictitious forces are applied, which are equivalent to surface stresses distributed along the boundaries of the elements.

As a result of geothermal analysis, graphs of the dynamics of changes in the isolines of the melting front were plotted (Fig. A.1). Initial data: pipe depth 0.8 m, ambient temperature $+16^{\circ}\text{C}$, pipe temperature -25°C .

According to this graph, it can be concluded that the amount of frost heaving affecting the pipe will decrease over time, but its magnitude and speed depend on the temperature of the pipe itself. For example, for a pipe with a temperature of minus 10°C or more, this process will go faster than for warmer pipes.

The authors obtained a matrix in the form of a diagram (Fig. A.2 and A.3). The matrix consists of three data: surface temperature, pipe temperature and frost heave value. Figure A.2 shows data for a pipe with a depth of 0.8 m. In Figure A.3,

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

for a pipe with a depth of 2.5 m. The amount of frost heaving is calculated for 6 months.

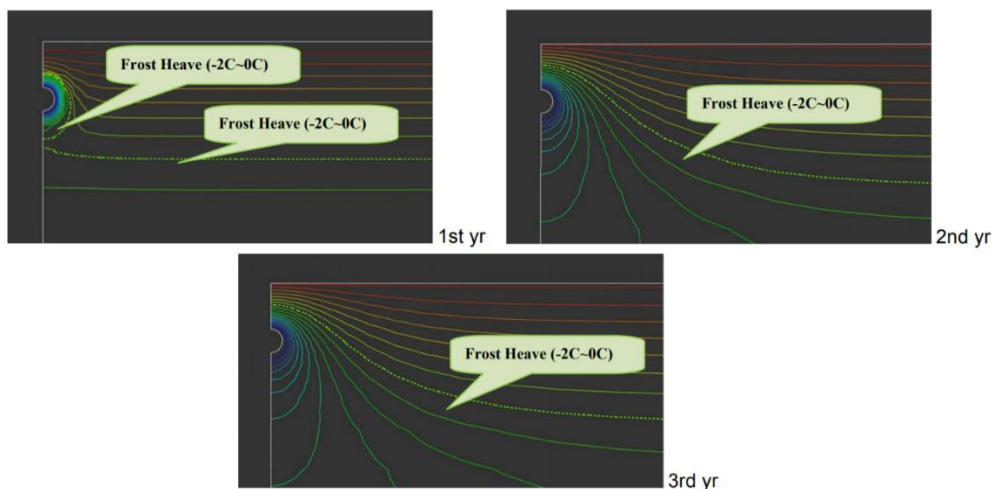


Figure A.1 - Graphs of isolines of the thawing front evolution

Let us consider the case with a pipeline buried of 0.8 m (Figure A.2). At a positive surface temperature, one freezing front (pipe) is observed. The colder the pipe, the greater the pipe displacement due to frost heaving. The authors explain this by “the fact that if we consider the phenomenon of frost heaving as a function of soil temperature, temperature gradient and rate of temperature change, then over time, the freezing front of the colder pipe moves further from the pipe, and this ultimately leads to the fact that a larger volume of soil is exposed to the action of the forces of frost heaving, respectively, the large value of the displacement of the pipe” [64].

When the surface temperature is $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$, two frost 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, due to two fronts of freezing, the soil quickly freezes.

For the 2.5 m burial depth case, the magnitudes of pipeline upheaval are illustrated in Figure 3. It shows that the magnitude of frost heaving has greatly decreased when compared with the case when the pipes are buried 0.8 m. The reason is the distance from the underlying permafrost layer.

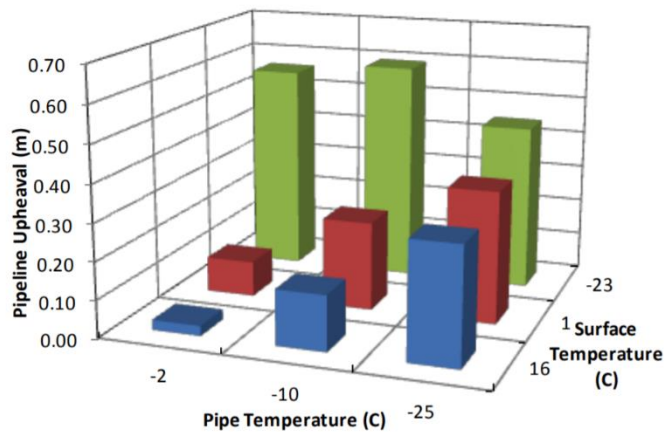


Figure A.2 - The magnitude of pipeline upheaval during in 6 months for 0.8 m burial depth

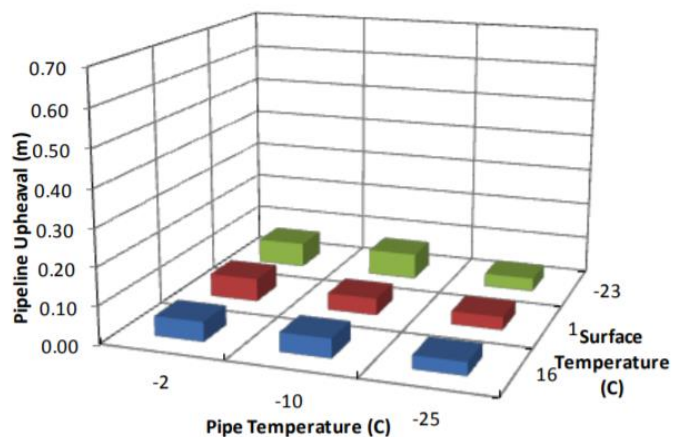


Figure A.3 - The magnitude of pipeline upheaval during in 6 months for 2.5 m burial depth

It can be concluded that deep burial is an effective method to reduce pipe frost heave. But the cost of laying the pipeline increases, and this is also accompanied by large deformations for the pipe. This is due to the higher stiffness of equivalent soil springs.

The authors offer this paper as a good example of the use of numerical methods to design complex pipelines in the Arctic. According to the authors' works, we can see the dependence of the magnitude of frost heaving on the temperature of the pipeline and its depth, as well as on the surface temperature. Also, we can see

how the soil freezing front around the pipeline changes over time. So, we can use it to investigate different design options of pipelines in permafrost conditions.

Study of stress-strain state of pipeline under permafrost conditions

The work [65] is a study in which the dependence of the stress-strain state and the amount of subsidence of the soil on the size of the subsidence zone for 8 types of pipes with different diameters and wall thicknesses is obtained. The authors of this work are A.A. Tarasenko, P.V. Chepur, who represent the Tyumen Industrial University, M.N. Redutinsky from the company “Gipromg-Ecom” and A.A. Gruchneko from Surgut Oil and Gas Institute.

According to the authors, for underground pipelines in permafrost conditions, the most dangerous areas are the places of transition of soils with a high bearing capacity to thawed soils with a low bearing capacity. They are interested in changes in the stress-strain state of the pipeline at these places to determine the ultimate values of deflections of pipelines of different sizes in the given ranges of the subsidence zone.

To solve the problem, the authors have chosen the method of numerical simulation. The ANSYS software package is used to implement the finite element model. The authors used the model for verification is the design model of a single-span uncompensated beam transition described by A.B. Einbinder and A.G. Kamerstein. The properties of the soil are specified using the coefficient of subgrade reaction by the simplified model, the Winkler hypothesis. In total, 96 calculations were carried out for different cases.

The authors obtained the dependences of the stress-strain state on the magnitude of soil subsidence which is shown in Figure A.4, A.5. The authors note that in the case of uneven soil subsidence, ultimate stresses in the pipeline walls will occur before the pipeline reaches the maximum subsidence value. Strength class of pipes was chosen K56. The bending stiffness of the pipeline increases with an

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		132

increase in the outer diameter, therefore, the limiting stresses in the pipe body arise at large values of the subsidence zone.

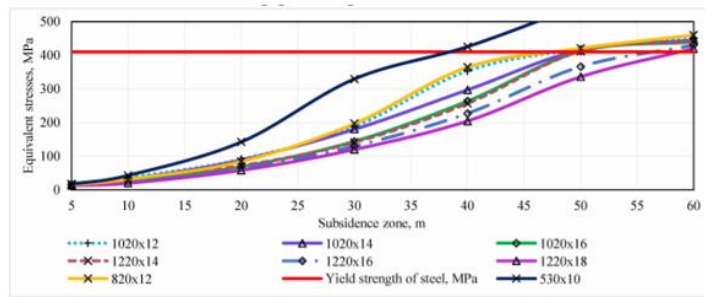


Figure A.4 – Dependences of the equivalent stresses in the pipe material on the subsidence zone

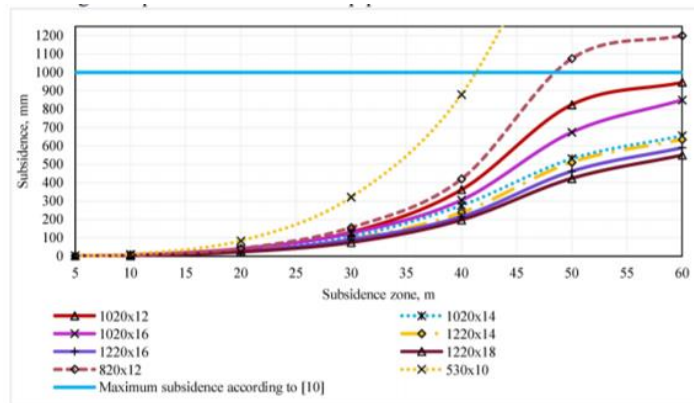


Figure A.5 – Dependences of the pipeline sag on the subsidence zone sizes

The authors also determined the places of maximum stress values arising on the pipe wall.

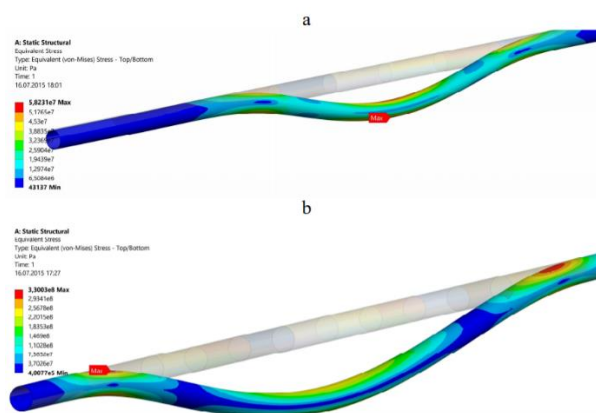


Figure A.6 - Distribution of equivalent stresses of the pipeline shell: $D = 1220$ mm, $\delta = 18$ mm, subsidence zone for a) $L = 20$ m and b) $L = 50$ m

The authors found that with a subsidence of more than 20 meters, the maximum stress values will be in the upper part of the pipeline if the value of the subsidence zone is less than 20 m, then the maximum stresses are concentrated in the middle of the lower generatrix of the pipeline.

Based on the data obtained, the authors consider that the value of the subsidence is not recommended to be taken as a criterion for the safe operation of the pipeline, since the limiting stresses arise before the pipeline reaches the maximum value of the subsidence.

For this case, the authors propose to artificially limit the area of possible subsidence by replacing thawed soils with soils with a high bearing capacity and physical-mechanical parameters.

Analysis of the causes of accidents during the operation of main pipelines in the Far North between 2000 and 2010

The authors of study [66] are N.V. Chukhareva, T.V. Tikhonova who represent National Research Tomsk Polytechnic University and S.A. Mironov from the company “Sakhatransneftegaz”, which is based on the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). The article [66] discusses the main gas pipeline “SVGKM - Mastakh - Berge – Yakutsk” of two-line design, with a total length of 2174 km, which has been in operation since 1970. The object is laid through the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). A feature of this gas transmission system is its operation in harsh climatic conditions. Based on the literature review, a classification of emergencies is proposed. The analysis of the causes of emergencies between 2000 and 2010 is presented.

The task of the authors of the article is to classify the factors of accidents and damage to gas pipelines with the determination of the main share of the most significant. After processing the statistical data on gas pipeline failures at the “Sakhatransneftegaz” enterprise, the authors distributed the percentage of the causes of accidents over the period of gas pipeline operation from 2000 to 2010 (Fig. A.7).

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		134

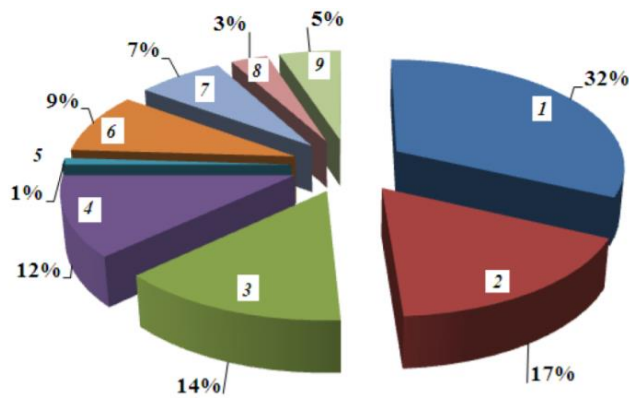


Figure A.7 - Causes of accidents on the SVGKM-Mastakh-Berge-Yakutsk gas pipeline for the period 2000-2010: [66]

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

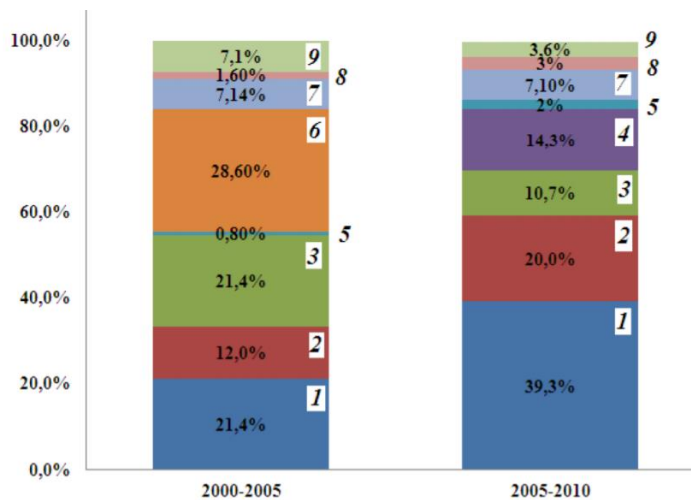


Figure A.8 - Change in the percentage of the causes of emergencies in the periods from 2000 - 2005 and 2005 - 2010: [66]

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

The main number of emergencies on the main gas pipeline is caused by non-compliance with the requirements of design solutions. For example, during construction or repair, the welding technology was violated. It is also worth noting the insufficient level of quality control by technical supervision.

The smallest share of emergencies is associated with violation of operational requirements and errors of service personnel. This suggests that the company has a good organization of production, as well as good training of personnel.

Based on the obtained statistical data on the occurrence of emergency situations, the authors developed a complex to reduce the number of emergencies and reduce their consequences on the main gas pipeline.

This study will allow enterprises operating pipeline transport in the Far North to pay attention to priority issues related to the causality of emergencies. When building new pipelines of the Far North, designers should take into account the reasons for the accident at the facility identified by the authors.

Effect of Ice on the Heat-Moisture Regime of Soil Foundation of Gas Pipeline

The article [67] contains the information of the thermal interaction of a gas pipeline with frozen ground. Authors Permyakov P.P. and Popov G.G. who represent Institute of Physical and Technical Problems of the North SB RAS and Vinokurova T.A who represent Institute of Permafrost at P.I Melnikov SB RAS carried out a numerical simulation of the thermal interaction of a gas pipeline with frozen soil.

The article describes geocryological processes such as soil swelling, thermokarst and ice formation (Fig. A.9). The condition for activating these processes is also described.

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		136

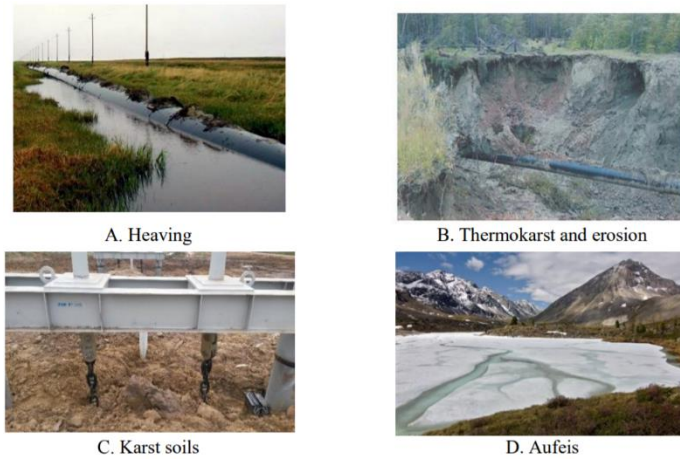


Figure A.9 – Geocryological processes

The authors presented the following mathematical model of heat and moisture transfer, considering the real process of freezing-thawing of a pore solution of soil.

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

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

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

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

“Equation (1) considers the process of freezing-thawing of the pore solution (water) with filtration. The movements of the pore solution itself, considering the ice release, are described by a similar equation of parabolic type (2) and (2*). Equation (2) is the Richards equation and is used in saturated media, and expression (2*) is unsaturated” [67]

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

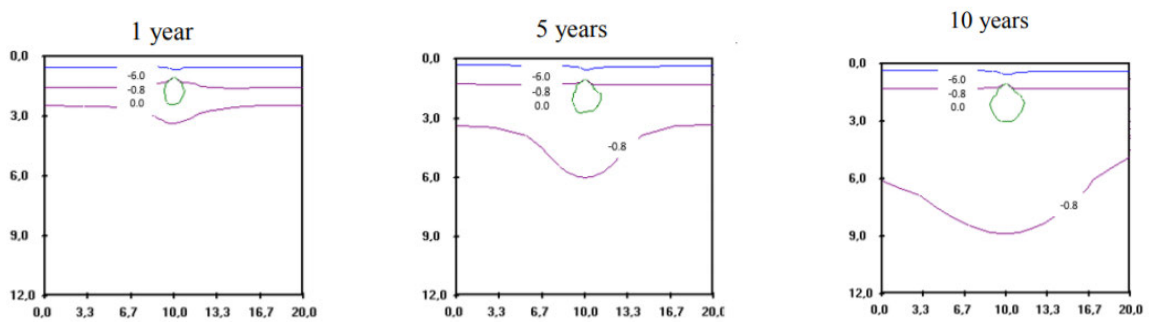


Figure A.10 – Temperature field with the positive operation

A numerical experiment has shown that permafrost groundwater can increase the average annual soil temperature around the pipeline, that is, it has a warming effect. A positive gas temperature during long-term operation of an increase in soil temperature around the pipe, but the thawing halo around the gas pipeline is small since the pipeline is located on the active layer (1.7 m) it also depends on thickness of pipe insulation.

Using a numerical experiment, the authors showed that ice formation occurs in the second half of winter and has a warming effect. Ice melting occurs in the first half of summer, which ultimately leads to the dynamics of the depth of seasonal thawing occurring with some delay. By the beginning of the winter period, it is restored, as in ordinary soil. The authors of the article claim that “the interaction of pipelines with ice is not well researched”.

This article allows us to understand the main problems associated with the transportation of hydrocarbons in the Far North. This gives us the opportunity to develop technical solutions that could increase the operational reliability and safety of the main gas pipelines in the Far North.

Analysis of Piping Methods in Permafrost Soils

Authors of studies [68] Garris. N. A and Glukhova Z. R. analyzed the experience of operating domestic and foreign pipelines on permafrost soils. The paper considered promising methods of laying and operating modes of northern

pipelines that satisfy the principle of non-penetration into the ground and the principle of minimal thermal impact.

Frozen soils are a reliable basis under natural conditions when there is zero heat transfer. However, during construction and operation of pipelines this condition is violated. Violation of the natural conditions of heat exchange in the territories of frozen soils leads to the formation of thawing areas, which causes the formation of swamps. Under such conditions, transverse displacements and deformations of pipelines are possible.

The study provides the results of an experiment on the effect of vegetation cover on the depth of thawing which were conducted in Alaska. According to the results of the experiment, it can be argued that the vegetation cover significantly affects the depth of thawing. For this reason, frozen soils are liquefied, the embankment is "drained," the gas pipeline is bare and sagging.

Figure A.11 shows an example where, as a result of thawing of unstable permafrost soils, the territory was watered, and this led to the incident in the form of a horizontal gas pipeline with partial bare.



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

The displacement of the axis from the design position horizontally was 6 m (Figure A.12 (a)), vertically - 0.363 m (Figure A.12 (b)), while the length of the partial bare surface of the gas pipeline was 237 m

					Analysis of operational features of main gas pipelines in the permafrost zone	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		139

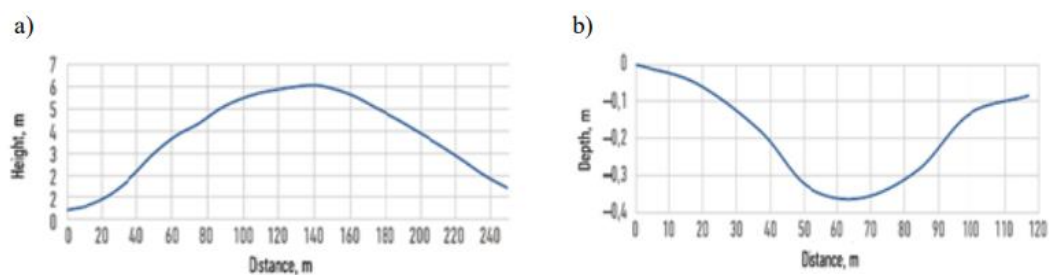


Figure A.12. Curvature of a wasp of the gas pipeline down: and - on depth, - on height.

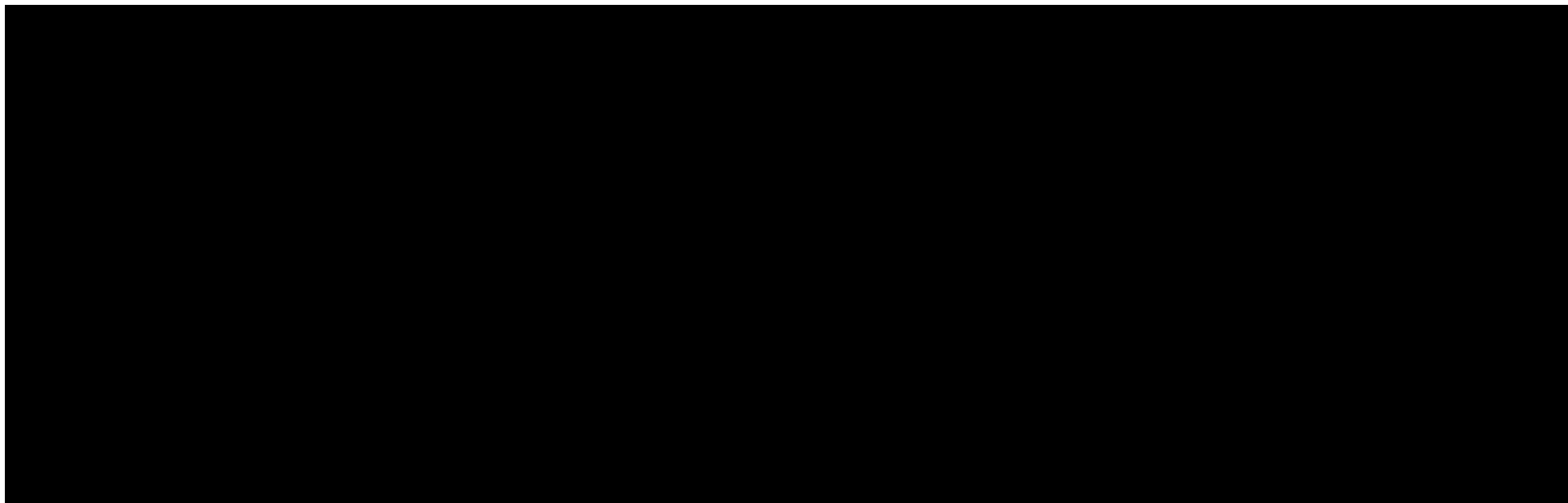
One of the most important factors of safe and reliable operation of pipelines is the temperature regime of pumping the transported product. The authors of the work provide statistics of accidents depending on the type of pipeline laying. Thus, the failure rate per 1 km of the route for 23 years operation: on underground sections about 3, on above ground - 0.42, on ground - 0.13. Statistics are given on the example of a main gas pipeline “Soleninskoye - Mesoyaha – Norilsk”.

The paper presents the operating regulations limiting the thermal effect on permafrost and preventing the progressive melting of soils under the pipeline by regulating pumping modes.

According to the authors, the existing methods of laying pipelines have significant disadvantages. During the construction and operation of structures on frozen soils, the following rule should be followed: the principle of minimum intrusion into the soil should be used, i.e., the ground method implies the possibility of laying the pipeline without violating the surface-active layer of the soil. For this, the authors recommend using heat insulating shields in the form of slabs, shells, or envelopes. An important factor is the temperature regime, which must be adjusted by calculation during the annual period of operation according to the developed algorithm.

Приложение Б

Нормативная глубина сезонного оттаивания грунтов



«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

Приложение Б

Лист	Лист	Листов
	141	149

Отделение нефтегазового дела
гр. 2БМ01

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
		Протоdjяконов В. И.		
		Никольчиков В. К.		
		Шадрина А. В.		

Приложение В

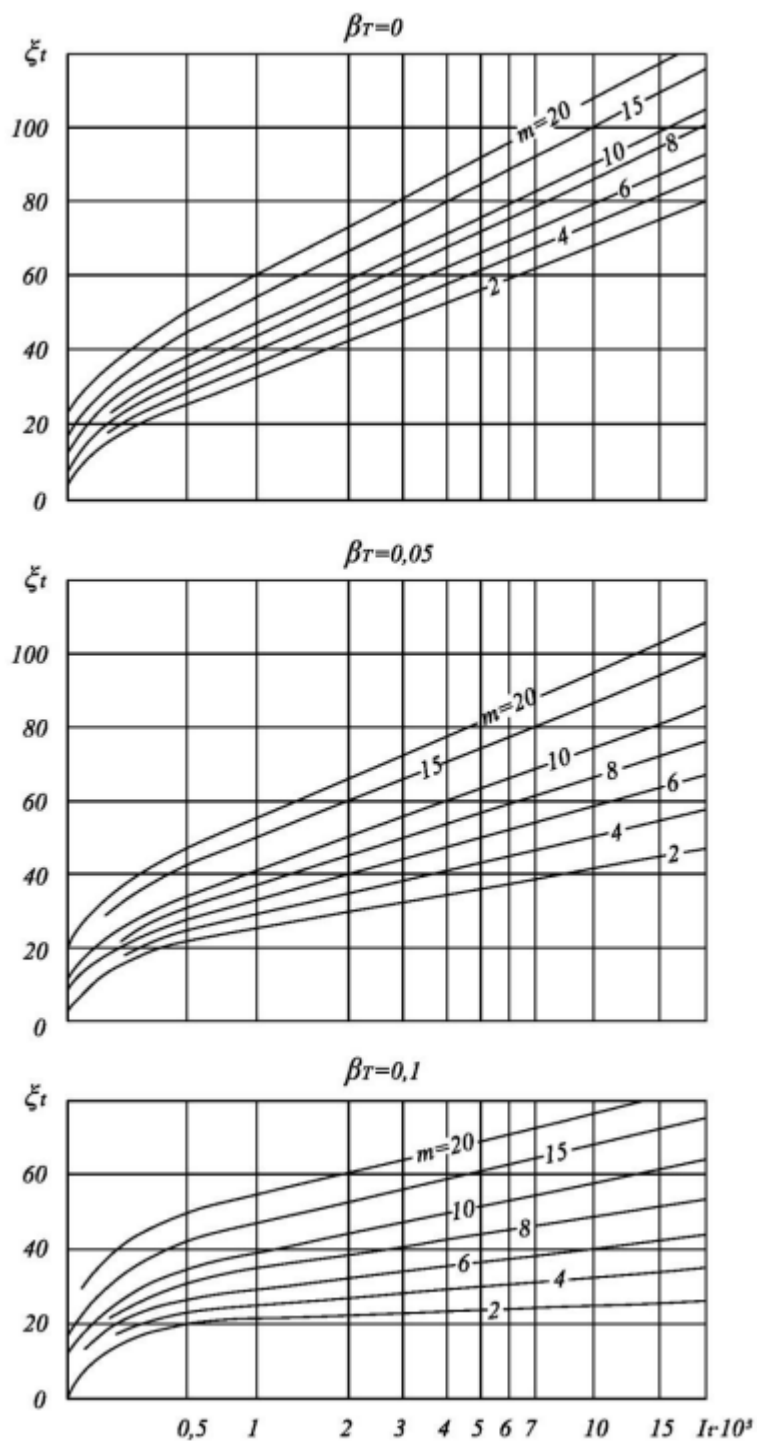


Рисунок В.1 – Номограмма для определения многолетнего оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг теплового и горячего трубопроводов

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Протоdjяконов В. И.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В. К.				142	149
Рук. ООП		Шадрина А. В.			Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		
					Приложение В		

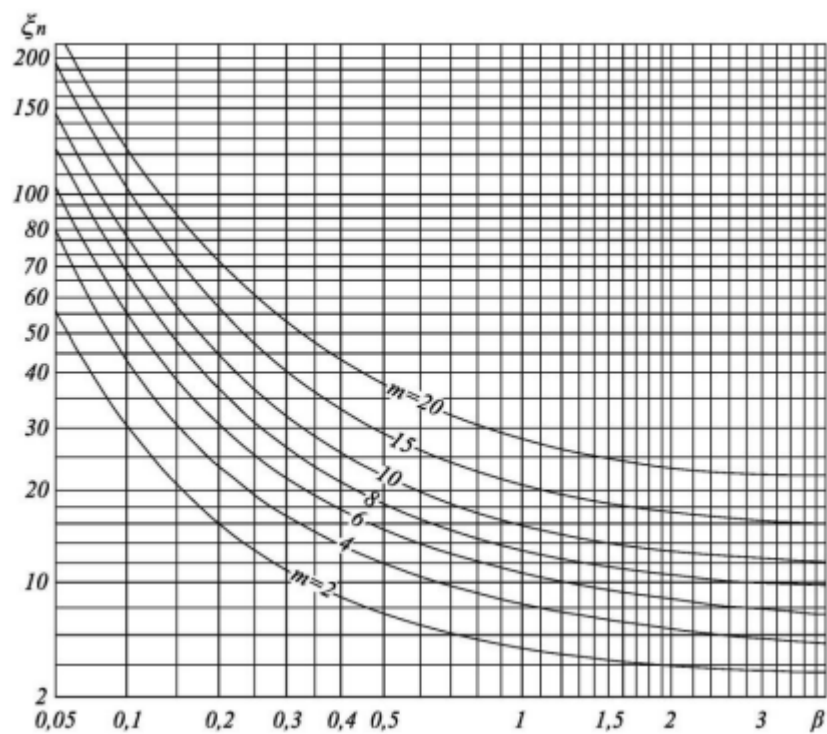


Рисунок В.2 – Номограмма для определения оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг холодного трубопровода

Приложение Г

Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов

1. Анализ документации:

- Ознакомление и анализ проектной документации $C_1^{a.d.}=3212,39$ (19,2 чел.ч) руб.;
- Ознакомление и анализ исполнительной документации $C_2^{a.d.}=2142,26$ (12,8 чел.ч) руб.;
- Анализ нормативной документации и установление норм оценки технического состояния $C_3^{a.d.}=491,15$ (2,6 чел.ч) руб.;
- Анализ условий эксплуатации и технологических режимов работы $C_4^{a.d.}=982,29$ (5,1 чел.ч) руб.;
- Анализ ранее проведенных диагностических работ и установление характерных участков $C_5^{a.d.}=428,44$ (2,6) руб.;
- Анализ планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ $C_6^{a.d.}=613,95$ (3,2) руб.;
- Анализ аварий и отказов $C_7^{a.d.}=966,04$ (5,8) руб.

Себестоимость работ при анализе документации:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 3212,39 + 2142,26 + 491,15 + 982,29 + 428,44 + 613,95 + 966,04 = 7966,52 \text{ руб.}$$

2. Математические расчеты:

- Вероятностный расчет скорости внешней коррозии $C_1^{m.p.} = 1240,02$ (8,4 чел.ч) руб.;
- Расчет на прочность $C_2^{m.p.} = 590,49$ (4) руб.;
- Расчет на устойчивость $C_3^{m.p.} = 1180,97$ (8) руб.;

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов В. И.</i>			Приложение Г	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В. К.</i>					144	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

- Расчет остаточного ресурса $C_4^{M.P.} = 1338,94$ (8) руб.

$$C^{M.P.} = 1240,02 + 590,49 + 1180,97 + 1338,94 = 4350,42 \text{ руб.}$$

3. Составление и согласование заключений о возможности дальнейшей эксплуатации:

$$C^{Д.Э.} = 6611,61 \text{ (32)руб.};$$

4. Экспертиза заключений (отчетов) о техническом диагностировании, составление отзыва

$$C^{Закл.} = 7674,19 \text{ (40) руб};$$

5. Неразрушающие методы контроля:

- Проверка на соответствие фактического технического состояния трассы подземных коммуникаций требуемым нормам и правилам:

$$C_1^{Н.К.} = 595 * 17,6 = 10472,88 \text{ руб. (4)};$$

- Визуально-измерительный контроль состояния сварных соединений, стенок газопровода на наличие дефектов, 17 участков:

$$C_2^{Н.К.} = 12,9 * 34 = 438,6 \text{ руб. (0,1)(4)};$$

- Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединения в шурфах и на открытых участках, 17 участков:

$$C_3^{Н.К.} = 90,23 * 34 = 3067,82 \text{ руб. (0,7)(4)};$$

- Рентгеновский контроль сварных швов, 17 участков:

$$C_4^{Н.К.} = 608,23 * 34 = 20679,82 \text{ руб. (3,2)(4)};$$

- Контроль изоляционного покрытия:

$$C_5^{Н.К.} = 2643,28 * 17,6 = 46521,728 \text{ (11,4) руб. (4)};$$

- Ультразвуковая толщинометрия, всего было проведено 60 измерений:

$$C_6^{Н.К.} = 51,56 * 60 = 3093,6 \text{ (0,4) руб. (4)};$$

$$C^{Н.К.} = \sum C_n^{Н.К.}$$

$$= 10472 + 258 + 1804,6 + 12164,6 + 16521,728 + 3093,6 = 84274,448 \text{ руб}$$

					Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		145

Остальные виды мероприятий:

Химический анализ коррозионной активности грунта, согласно было отобрано 9 проб:

$$C_1^{x.a.} = 1301,30 * 9 = 11711,7 \text{ (10) руб. (4);}$$

Механические испытания:

- Определение твердости методом Бринелля, 60 измерений:

$$C_1^{m.i.} = (77,18 * 2) * 60 = 9261,6 \text{ (0,5) руб. (4);}$$

- Зачистка под испытания на твердость:

$$C_2^{m.i.} = 33,50 * 17 = 569,5 \text{ (0,6) руб. (4);}$$

- Снятие изоляционного материала:

$$C_3^{m.i.} = 22,33 * 17 = 379,1 \text{ (0,6) руб. (4);}$$

- Восстановление изоляционного материала:

$$C_4^{m.i.} = 22,33 * 17 = 379,1 \text{ (0,6) руб. (4);}$$

$$C^{m.i.} = \sum C_n^{m.i.} = 11711,7 + 9261,6 + 569,5 + 379,1 + 379,1 \\ = 22301 \text{ руб}$$

С учетом всех работ по техническому диагностированию себестоимость работ составит:

$$C = C^{a.d.} + C^{m.p.} + C^{d.э.} + C^{закл.} + C^{н.к.} + C^{o.p.}$$

$$C = 7966,5 + 4350,4 + 6611,6 + 7674,2 + 84274,4 + 11711,7 + 22301 \\ = 144889,8 \text{ руб.}$$

$$\Pi = 144889,8 * 1 * 1,4 * 1,4 + \frac{25}{100} * 144889,8 = 320\,206,458 \text{ руб.}$$

Вывод: По результатам расчета оптимальная стоимость комплекса работ по техническому диагностированию газопровода-отвода протяженностью ■■■ км и диаметром ■■■ мм, составила ■■■ руб.

					Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		146

Приложение Д

Расчет толщины теплоизоляции

Таблица Д.1 – Исходные данные для расчета

Наружный диаметр газопровода, м	■
Максимальная температура газа за год, °С	■
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/м·К;	0,034
Среднегодовая температура грунтов, °С	■

Составление расчета:

1. Находим норму плотности теплового потока:

$$q_L^H = q_l \cdot K \quad (1)$$

$$q_L^H = \text{■} \text{ Вт/м}^2;$$

где: K – коэффициент, который учитывает изменения стоимости теплоты и теплоизоляционной конструкции в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода. Для районов

■.

q_l – нормированная линейная плотность теплового потока, принимаем равным 11 согласно таблице 6 [63].

2. Вычисляем толщину теплоизоляционного материала:

$$\ln B = 2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{из}} \cdot \left[\frac{K(t_B - t_H)}{q_L^H} - R_H \right] \quad (2)$$

$$\ln B = \text{■};$$

где: K – коэффициент доп. тепловых потерь, принимаем равным 1;

$\lambda_{\text{из}}$ – теплопроводность теплоизоляционного материала, для пенополиуретана это 0,034 Вт/м·К;

t_B – температура транспортируемого вещества, °С;

t_H – температура грунта, °С;

R_H – линейное термическое сопротивление теплоотдаче

					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Протоdjяконов В. И.			Приложение Д	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В. К.					147	149
Рук. ООП		Шадрина А. В.				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

внутренней стенки изолируемого объекта, принимаем равным $0,015 \text{ м} \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$ согласно таблице В.3 [63]

3. Находим толщину теплоизоляционного материала из пенополиуретана:

$$B = e^{0,128} = \blacksquare;$$

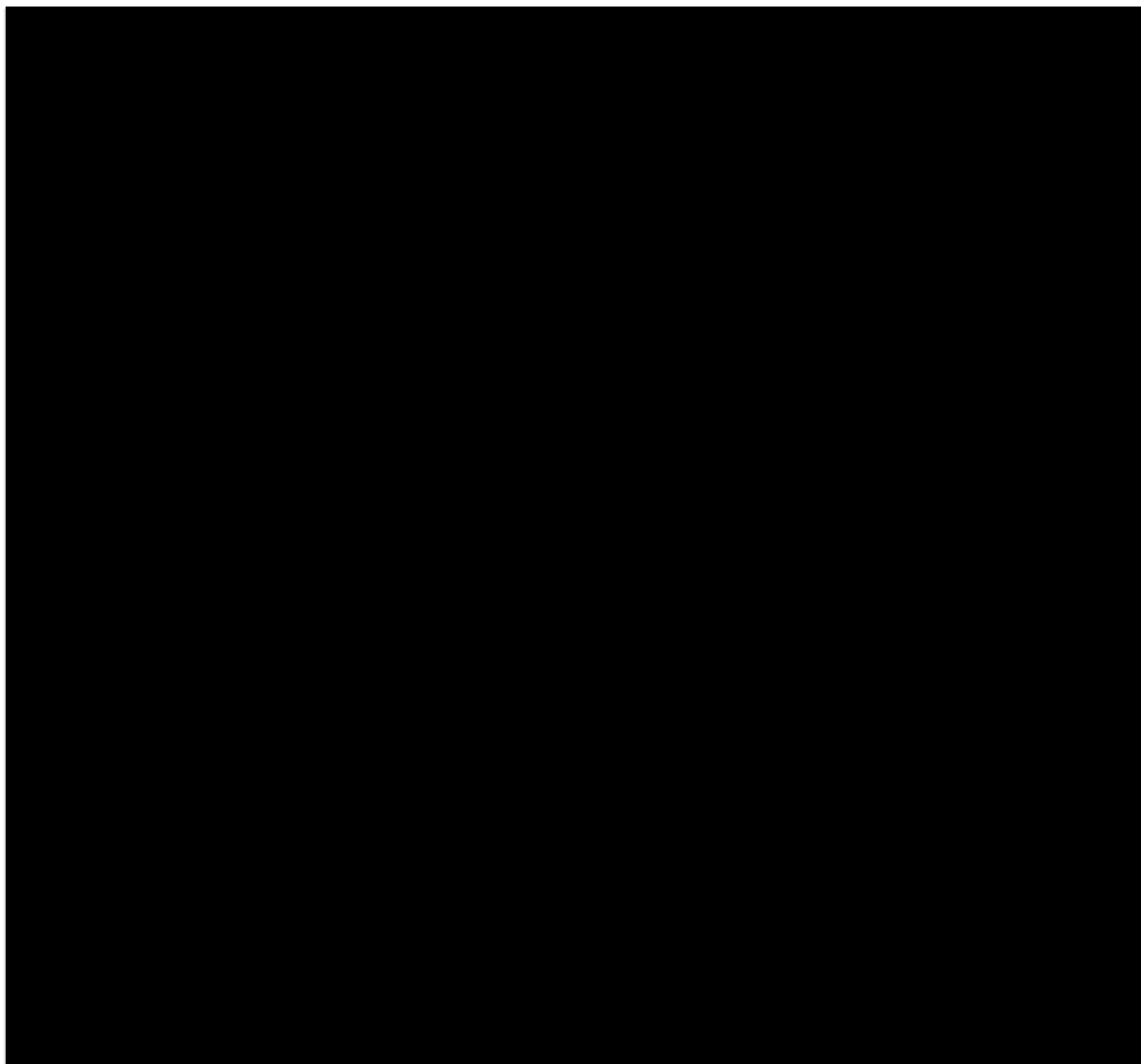
$$\delta_{\text{из}} = \frac{d_{\text{н}}^{\text{ст}} \cdot (B-1)}{2} \quad (3)$$

$$\delta_{\text{из}} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} \blacksquare \text{ мм.}$$

Исходя из этого, толщину теплоизоляционного материала принимаем не менее 50 мм.

					Расчет толщины теплоизоляции	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		148

Приложение Е
Инженерно-геологический разрез исследуемого участка



					«Моделирование и оценка эксплуатационных особенностей магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов В. И.</i>			Приложение Е	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В. К.</i>					149	149
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		