

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт природных ресурсов

Специальность 21.04.01 Нефтегазовое дело, профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</b> УДК 622.691.4.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шефер Яна Евгеньевна		01.06.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	К. г-м. н.		01.06.2017

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К. э. н.		01.06.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	К. т. н.		01.06.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т.В.	К. ф. н.		01.06.2017

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. Зав. кафедрой ТХНГ	Бурков П.В.	Д.т.н., профессор		01.06.2017

Томск – 2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Специальность 21.04.01 «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

И.о.зав. кафедрой \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту

Группа	ФИО
2БМ5А	Шефер Яне Евгеньевне

Тема работы:

Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.04.2017 г. №2696/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является надежность надземных и подземных магистральных газопроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов. Надежность является одной из основных характеристик трубопроводов, определяющей их безопасную работу.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристики многолетнемёрзлых грунтов;</li> <li>2. Влияние геокриологических процессов на эксплуатационную надежность магистральных газопроводов в криолитозоне;</li> <li>3. Надежность магистральных газопроводов;</li> <li>4. Пути повышения эксплуатационной надежности подземных и надземных газопроводов;</li> <li>5. Расчет несущей способности вмораживаемого дискового анкера</li> <li>6. Расчет надежности надземного газопровода и цены риск</li> <li>7. Прогнозирование ореола оттаивания грунтов оснований</li> </ol>
--	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В. к.э.н, доцент
Социальная ответственность	Маланова Н.В к.т.н., инженер
Консультант-лингвист	Коротченко Т.В. к.ф.н., доцент
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>«Challenges in main gasline design, construcion and maintenance on the territory of the cryolithozone»</p>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	16.03 2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Антропова Наталья Алексеевна	Кандидат геолого-минералогических наук, доцент.		16.03 2017

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ5А	Шефер Яна Евгеньевна		16.03 2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 132 с., 18 рис., 36 табл., 39 источников.

Ключевые слова: магистральный газопровод, криолитозона, многолетнемерзлые грунты, надежность, геокриологические процессы, термостабилизация, сезонное охлаждающее устройство, балластировка, анкерное устройство.

Объектом исследования является: надежность магистральных газопроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы: анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне.

В процессе исследования проводился: анализ методов повышения эксплуатационной надежности надземных и подземных магистральных газопроводов, расчет несущей способности вмораживаемого дискового анкерного устройства и расчет надежности надземного газопровода и цены риска, произведен теплотехнический расчет с целью прогнозирования ореола оттаивания грунтов основания трубопровода, рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при выполнении работ по строительству газопровода в криолитозоне, расчет затрат и экономическая оценка выполнения работ по проведению капитального ремонта газопровода.

Результаты исследования: произведен анализ влияния геокриологических процессов на магистральные газопроводы и изучены причины выпучивания, всплытия и провисания трубопроводов, произведен анализ методов повышения эксплуатационной надежности в зависимости от способа прокладки газопровода, приведен расчет несущей способности вмораживаемого дискового анкерного устройства, расчет надежности надземного газопровода и цены риска, составлен прогноз ореола оттаивания мерзлых грунтов через 25 лет.

## **Термины и определения**

**Анкерное закрепление:** способ закрепления трубопроводов на анкерных опорах, применяемый для предотвращения всплытия трубопроводов, прокладываемых в заболоченных и обводнённых грунтах.

**Балластировка:** способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов или бетонированием; процесс производства работ, связанных с установкой грузов и бетонированием труб.

**Вечномерзлые грунты:** Грунты, имеющие отрицательную или нулевую температуру, содержащие в своём составе лёд и находящиеся в мерзлом состоянии в продолжение многих лет.

**Деградация мерзлоты:** переход многолетнемерзлых горных пород из мерзлого состояния в талое, вызванный повышением среднегодовой температуры.

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

**Криосфера:** Прерывистая оболочка Земли в пределах теплового взаимодействия атмосферы, гидросферы и литосферы, характеризующаяся наличием или возможностью существования льда.

**Магистральный газопровод:** комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят однопоточный 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.

**Многолетнемерзлые горные породы:** Породы, длительное время (не менее 2 лет подряд) содержащие лёд и составляющие основную массу мерзлой зоны земной коры.

**Морозное (криогенное) пучение:** внутриобъемное деформирование промерзающих влажных почв, горных пород и грунтов, приводящее к увеличению их объема вследствие кристаллизации в них воды и образованию выпуклых форм на их поверхности.

**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.

**Несущая способность:** Максимальная нагрузка, которую способны выдерживать строительные конструкции, не теряя при этом функциональных качеств.

**Сезонное охлаждающее устройство:** устройство, предназначенное для поддержания грунта в мерзлом состоянии, а также для сохранения замерзшего грунта вокруг опор трубопроводов.

**Солифлюкция:** стекание грунта, перенасыщенного водой, по мёрзлой поверхности сцементированного льдом основания склонов.

**Термокарст:** Локальные замкнутые понижения поверхности земли в виде котловин и воронок, чаще заполненных водой, возникающие при вытаяивании подземного льда или протаивании льдонасыщенного вечномерзлого грунта.

**Термостабилизация:** Сохранение грунтов в мерзлом состоянии.

## Обозначения и сокращения

АВО газа – агрегат воздушного охлаждения газа;

ВАУ – винтовое анкерное устройство;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

КС – компрессорная станция;

ЛЧ – линейная часть;

МГ – магистральный газопровод;

ММГ – многолетнемёрзлые грунты

ММП – многолетнемёрзлые породы;

НСМ – нетканые синтетические материалы;

НТД – нормативно-техническая документация;

ОУ – охлаждающие установки;

ПВМГ – поверхность вечномерзлых грунтов;

ПКБУ – полимерконтейнерное балластирующее устройство;

РД – руководящий документ;

СОУ – сезонное охлаждающее устройство;

ТСГ – термостабилизатор грунтов;

ТЭНы – трубчатые электронагреватели;

УБКм – утяжелитель железобетонный клиновидный модернизированный;

УБО – утяжелитель бетонный охватывающий;

УТК – утяжелитель железобетонный кольцевой.



## Оглавление

1. МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫЕ ГРУНТЫ.....	13
1.1 Обзор нормативно-технической документации по проектированию и строительству инженерных сооружений в криолитозоне .....	13
1.2 Характеристики и распространённость многолетнемерзлых грунтов .....	14
1.3 Классификация ММГ .....	19
1.4 Взаимодействие вечномёрзлых грунтов и инженерных сооружений .....	20
1.5 Основы учёта вечномёрзлых грунтов при проектировании, строительстве и эксплуатации искусственных сооружений.....	23
2. НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....	27
2.1 Надежность линейной части МГ .....	27
2.2 Показатели надежности линейной части МГ .....	28
3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ .....	29
3.1. Существующие способы регулирования температурного режима грунтов оснований ....	29
3.2 Технология термостабилизации мерзлых грунтов.....	34
3.3 Типы охлаждающих устройств и их назначение.....	40
4. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ.....	43
4.1 Балластировка газопроводов железобетонными утяжелителями .....	43
4.2 Анкерное закрепление газопроводов .....	46
4.3 Балластировка газопроводов минеральным грунтом. Комбинированные методы балластировки газопроводов.....	50
4.4 Теплоизоляция как метод повышения надежности .....	52
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	61
5.1 Расчет несущей способности вмораживаемого дискового анкера .....	61
5.2 Расчет надежности надземного газопровода и цены риска.....	65
5.3 Теплотехнический расчет газопровода. ....	72
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	84
6.1 Определение экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода.....	85
6.2 Расчет затрат на выполнение работ по капитальному ремонту магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов .....	92
6.3 Расчет времени на проведение мероприятия .....	94
6.4 Затраты на амортизационные отчисления .....	94
6.5 Затраты на оплату услуг сторонним организациям .....	95
6.6 Расчет затрат на оплату труда .....	96
6.7 Затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды.....	98
6.8 Затраты на проведение мероприятия.....	99
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	101
7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	104
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....	107
7.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух .....	109

7.3 Оценка воздействия на почву.....	110
7.4 Рекультивация земель в зимнее время .....	110
7.5 Оценка воздействия на воду.....	111
7.6 Чрезвычайные ситуации .....	112
7.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	114
7.7.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	114
7.7.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды .....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
Список использованных источников.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	122

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день проблема обеспечения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в условиях криолитозоны является актуальной как на стадии проектирования, так и во время строительства и эксплуатации трубопроводов в северных регионах России.

Основные месторождения и головные участки магистральных газопроводов России сооружены и эксплуатируются в условиях мерзлых грунтов и холодного климата, что предъявляет повышенные требования к обеспечению их надежности в эксплуатации.

Опыт эксплуатации магистральных и промысловых газопроводов уже имеется на таких территориях с распространением мерзлых грунтов как Якутия и Ямбург. В процессе строительства этих северных газопроводов было выявлено, что в результате теплового и механического взаимодействия трубопроводов с окружающей средой часто происходит дисбаланс равновесия в системе «мерзлый грунт – газопровод», который сопровождается значительным изменением ландшафта местности и активизацией негативного влияния геокриологических процессов на трубопроводы и грунты, приводящих к потере проектного положения, деформациям трубопроводов и, нередко, к аварийным ситуациям.

Анализируя статистику системы газопроводов Мессояха-Норильск на предмет отказов, можно сделать следующие выводы: интенсивность отказов различна для подземных и надземных участков. Количество отказов на подземных газопроводах выше в пять раз. При этом под отказом понимается: при подземной прокладке – разрывы газопроводов по причине пучения грунтов, при надземной – трещины усталостного характера, вызванные вибрацией газопровода при пучении или осадке одной или нескольких опор.

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ.проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Шефер Я.Е				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						11	
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ5А		
Зав. Каф.	Бурков П.В.							

Из вышесказанного следует, что проблема создания высоконадежных трубопроводов в мерзлых грунтах является сложной и требует комплексного подхода. Поэтому решение задачи повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов (МГ) является актуальной темой исследований. [1].

Целью данной магистерской диссертации является анализ методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне путём сохранения температуры грунтов.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- изучение особенностей многолетнемерзлых грунтов и их взаимодействие с магистральными газопроводами;
- анализ проблем проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов в криолитозоне.
- исследование методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов с применением технологии термостабилизации многолетнемерзлых грунтов;
- исследование методов повышения эксплуатационной надежности подземных магистральных газопроводов.

Объектом исследования является надежность магистральных газопроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов. Предметом исследования служит повышение надежности МГ путем обеспечения устойчивости оснований с применением различных методов и технологий.

#### Практическая значимость

На основании проведенного теплотехнического расчета и компьютерного моделирования для прогнозирования ореола оттаивания грунтов можно заранее составить комплекс технических решений для обеспечения надежности трубопроводов в процессе эксплуатации.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

# 1. МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫЕ ГРУНТЫ

## 1.1 Обзор нормативно-технической документации по проектированию и строительству инженерных сооружений в криолитозоне

Основными документами для проведения инженерно – геологических изысканий как на талых, так и на многолетнемерзлых грунтах являются «Строительные нормы и правила Российской Федерации». Основополагающим из них является СНиП II-02 – 96 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения». Другими нормативными документами, в которых регламентируются изыскательские и проектные работы в криолитозоне, являются СНиП 2.02.04 – 88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», свод правил СП II-105-97 «Правила производства работ при проведении инженерных изысканий в районах распространения многолетнемерзлых грунтов», СП 104-34-96 «Производство земляных работ».

Многие виды работ, входящие в состав изысканий, проектирования и строительства, могут выполняться различными методами в зависимости от многочисленных факторов. Каждый из них имеет определенные пределы применимости, поэтому в строительных нормах в большинстве случаев нельзя однозначно регламентировать применения того или иного метода. Для этого существуют нормативные документы, регламентирующие выполнение работ по единой технологии однотипным оборудованием. Такие документы называются государственными стандартами (ГОСТ). При исследовании данной темы использовался ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».

Другими нормативными документами, используемыми в данной теме, являются: ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Шефер Я.Е				Многолетнемерзлые грунты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						13	
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.	Бурков П.В.							

трубопроводов в условиях вечной мерзлоты», СТО Газпром 2 – 2.1 – 390 - 2009 «Руководство по проектированию и применению сезонно-охлаждающих устройств для термостабилизации грунтов оснований фундаментов», СТО Газпром 2 -3.5 – 454 – 2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

## **1.2 Характеристики и распространённость многолетнемерзлых грунтов**

Время существования криолитозоны составляет от 3–5 лет до сотен лет, поэтому породы этой зоны являются многолетнемерзлыми. Эти породы занимают 23 % суши Земли и развиты почти на половине территории России (47 %). Южная граница распространения мерзлоты в европейской части нашей страны проходит немного южнее Полярного круга, спускаясь в азиатской части до 50 градусов широты, захватывая юг Забайкалья и Амурской области и снова поднимаясь вверх в районе побережья Охотского моря [2].

Криолитозона образовалась в результате неоднократного изменения климата Земли. Наибольшее похолодание климата произошло в период от 10 до 30 тысяч лет назад. Затем происходило потепление климата и отступление южной зоны мерзлоты к северу, а примерно 5 тысяч лет тому назад началось новое похолодание с мерзлотными новообразованиями.

Криолитозона включает деятельный слой и многолетнюю криолитозону. Нижняя граница криолитозоны – изотермическая поверхность с температурой 0° С.

Мощностью вечномерзлых грунтов называют среднюю для данного района толщину слоя, считая от поверхности вечномерзлых грунтов (ПВМГ) до наиболее удаленной от дневной поверхности нижней границы мерзлоты с температурой  $t = 0^{\circ}\text{C}$ . Между дневной поверхностью и верхней границей вечномерзлых грунтов находится слой сезонного оттаивания или промерзания. В случае если этот слой промерзает зимой до полного слияния с ПВМГ, он

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

называется сезоннооттаивающим или деятельным. Если этого не происходит, то данный слой называется сезоннопромерзающим (между ним и ПВМГ формируется талик).

Деятельным слоем называют поверхностный слой грунта в районах распространения вечномёрзлых грунтов, подвергающийся сезонному оттаиванию или промерзанию (7 на рис. 1.2).

Мощность деятельного слоя зависит главным образом от широты местности и меняется от 0,2–0,3 м (в высоких широтах) до 3–4 м (на широте 55–60°). В одной и той же местности она неодинакова в различные годы и зависит от изменений теплоприхода в толще грунтов, вызванных интенсивностью солнечной радиации, изменениями температуры воздуха, скорости, направления и повторяемости ветра. Кроме того, на мощность деятельного слоя оказывают влияние экспозиция и крутизна склона, наличие растительности и её характер, затенённость местности, состав и степень влажности грунтов, мощность снежного покрова, гидрологический режим и другие факторы.

Многолетняя криолитозона – часть криолитозоны, которая складывается из многолетнемёрзлых горных пород, подземных ледяных тел, морозных (безводных с отрицательной температурой) горных пород и непромерзающих горизонтов сильноминерализованных подземных вод, находящихся в условиях длительного существования нулевых и отрицательных температур.

Грунты всех видов относят к мёрзлым, если они имеют отрицательную температуру и содержат в своём составе лёд. Главным фактором, определяющим особенности мёрзлых грунтов как природных образований при использовании их в качестве оснований зданий и сооружений, является наличие в них льда. Лёд, цементирующий частицы грунта и образующий отдельные включения в нём, обуславливает особенности его физических, прочностных и деформативных свойств и их зависимость от температуры. Отрицательная температура грунта является необходимым, но недостаточным условием для

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		





среднегодовыми температурами ( $t_{cp}$ ) от +3 до  $-1^{\circ}$  С и мощностью, М, мёрзлой толщи от 0 до 100 м; 2–5 – зона сплошного распространения ММП: 2 –  $t_{cp}$  от  $-1$  до  $-3^{\circ}$ , М от 50 до 300 м; 3 –  $t_{cp}$  от  $-3$  до  $-5^{\circ}$ , М от 100 до 400 м; 4 –  $t_{cp}$  от  $-5$  до  $-9^{\circ}$ , М от 200 до 600 м; 5 –  $t_{cp}$  ниже  $-9^{\circ}$  С, М от 400 до 900 м и более; 6 – граница зон ММП; 7 – южная граница криолитозоны.

За температуру вечномерзлого грунта  $t_0$  принимают температуру на уровне верхней границы зоны нулевых годовых температурных амплитуд (9 на рис. 1.2). Величина температуры вечномерзлого грунта колеблется от 0 до минус  $16^{\circ}$  С. Вечномерзлые грунты, имеющие температуру  $t_0$ , равную минус  $1^{\circ}$  С и ниже, относят к низкотемпературным, а выше минус  $1^{\circ}$  С, а также вечномерзлые грунты островного залегания, независимо от их температуры, – к высокотемпературным.

Температура вечномерзлых грунтов – один из решающих факторов, определяющих пригодность мёрзлых грунтов в качестве оснований искусственных и других сооружений. По глубине толщи грунта по температурному фактору различают две зоны:

- зону аккумуляции (4 на рис. 1.2), характеризующуюся сезонными колебаниями температур, мощностью обычно 15–20 м. Температура грунта в этой зоне зависит от географического расположения площадки строительства, метеорологических факторов, снегоотложений, времени года, глубины от поверхности грунта и других условий тепло- и массообмена;
- зону нулевых годовых температурных амплитуд (5 на рис. 1.2) с постоянной, не меняющейся в течение года температурой.

Распределение температуры грунта по его глубине приведено на рис. 1.2. Это распределение характеризуют три кривые температур – максимальных, минимальных и среднегодовых (соответственно 1, 2 и 3 на рис. 1.2).

					Многолетнемерзлые грунты	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

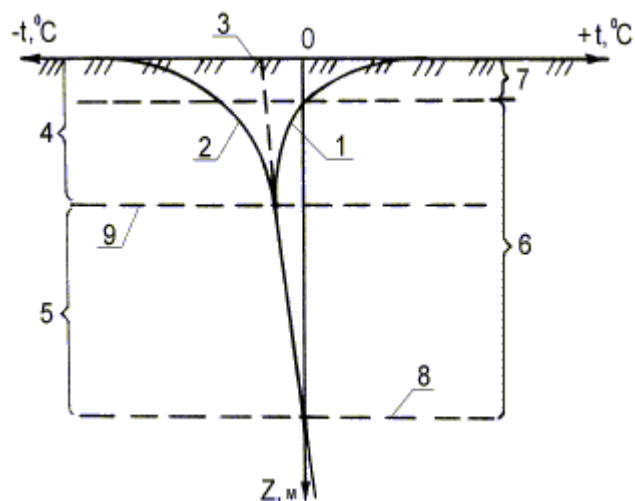


Рис. 1.2 – График изменения температуры по глубине грунта: 1 – кривая максимальных температур; 2 – кривая минимальных температур; 3 – кривая среднегодовых температур; 4 – зона аккумуляции; 5 – зона нулевых годовых амплитуд; 6 – толщина вечномёрзлых грунтов; 7 – слой сезонного оттаивания (деятельный слой); 8 – нижняя граница вечномёрзлых грунтов; 9 – граница зоны нулевых годовых температурных амплитуд.

В вертикальном разрезе вечномёрзлые грунты могут представлять собой сплошную толщу мёрзлого грунта (6 на рис. 1.2) без талых прослоев или иметь слоистое строение с прослоями талых грунтов, что характерно для участков вблизи рек и водоёмов.

Нижняя граница вечномёрзлых грунтов (8 на рис. 1.2) определяется широтой местности: в направлении с юга на север эта граница постепенно понижается, достигая в северной части материка глубины 500–600 м.

Характерной особенностью вечномёрзлых и мёрзлых грунтов является их способность проявлять реологические свойства. Реологические свойства проявляются как явления ползучести и релаксации.

Ползучесть – способность грунтов развивать пластические деформации при неизменном напряжении. Явление релаксации заключается в расслаблении напряжений в грунтах при неизменной деформации. Реологические свойства имеют решающее значение при оценке прочности вечномёрзлых и мёрзлых грунтов и обусловлены наличием льда и незамёрзшей воды.

Важными характеристиками вечномёрзлых и мёрзлых грунтов являются коэффициент сжимаемости оттаивающего грунта и его относительная осадка. Коэффициент сжимаемости характеризует осадку уплотнения оттаивающего грунта под воздействием внешней нагрузки. Относительная осадка характеризует сжимаемость оттаивающих грунтов. Она определяется как отношение величины осадки образца при оттаивании к высоте образца мёрзлого грунта.

### 1.3 Классификация ММГ

В практике проектирования транспортных сооружений широко применяется дорожно-мерзлотная классификация многолетнемёрзлых грунтов, по которой грунты в зависимости от величины относительной осадки при оттаивании ( $d$ ) делятся на четыре категории [3]:

I – непросадочные грунты, которые при оттаивании дают незначительную равномерную осадку, не учитываемую при расчете трубопровода;  $d = 0$ ;

II – малопросадочные грунты, дающие равномерную осадку до 10 % мощности оттаявшего слоя;

III – просадочные (льдонасыщенные) грунты, дающие неравномерную осадку от 10 до 40% мощности оттаявшего слоя;

IV – сильнопросадочные грунты, содержащие крупные включения подземного льда, образующие при оттаивании провалы и термокарсты;  $d$  более 40 %.

Вечномёрзлые грунты по степени цементации их льдом и по реологическим свойствам подразделяют на твёрдомёрзлые, пластично-мёрзлые и сыпучемёрзлые.

К твёрдомёрзлым относят грунты, прочно сцементированные льдом, характеризующиеся относительно хрупким разрушением и практической несжимаемостью под нагрузками от зданий и сооружений. К твердомерзлым грунтам относят пески пылеватые, супеси, суглинки и глины, имеющие

					Многолетнемерзлые грунты	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температуру соответственно ниже  $-0,3$ ;  $-0,6$ ;  $-1,0$ ;  $-1,5$  С, а также скальные, крупнообломочные и песчаные грунты с температурой ниже  $0$  °С.

К пластично-мёрзлым относят грунты, цементированные льдом, но обладающие вязкими свойствами и характеризующиеся сжимаемостью под нагрузками от зданий и сооружений коэффициентом сжимаемости; к пластично-мёрзлым относят песчаные и глинистые грунты.

К сыпучемёрзлым относят крупнообломочные и песчаные грунты, не цементированные льдом вследствие малой их влажности.

Подразделение вечномёрзлых грунтов на твёрдомёрзлые, пластично-мёрзлые и сыпучемёрзлые вызвано различием прочностных свойств этих грунтов. Прочность пластично-мёрзлых и твёрдомёрзлых грунтов обусловлена главным образом силами цементации минеральных частиц льдом и существенно зависит от температуры грунта. Сыпучемёрзлые грунты, не цементированы льдом, не обладают силами сцепления, и их прочность определяется лишь силами внутреннего трения, аналогично сыпучим (песчаным) немёрзлым грунтам.

#### **1.4 Взаимодействие вечномёрзлых грунтов и инженерных сооружений**

Для обеспечения надежной эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Севера необходимо на стадии проектирования обеспечить согласованность конструктивных решений и технологических мероприятий по транспортировке газа с реальными условиями и факторами, влияющими на трубопроводы в процессе эксплуатации. При этом один из основных факторов – взаимодействие газопровода с грунтами и оценка его устойчивости в эксплуатации.

При эксплуатации газопроводов в мерзлых грунтах обычно возникает две ситуации, обусловленные технологией транспорта газа. В первом случае (при бескомпрессорной подаче) газ из надземного газопровода поступает в подземный участок, например в протяжённые поймы рек. Температура газа в

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

надземном участке, а следовательно, и в стенке трубопровода определяется температурой наружного воздуха, т.е. температура надземного участка значительно ниже температуры окружающего грунта. Это создает градиент температур и дополнительные напряжения в газопроводе.

Во втором случае по подземному газопроводу идёт газ с положительной температурой (после компрессорной станции), а температура окружающего грунта является отрицательной, что приводит к расщеплению мёрзлых грунтов, осадке отдельных участков, а также к дополнительным напряжениям в трубопроводе. [4]

Практически все грунты, сохраняющие свое мёрзлое состояние в период строительства и последующей эксплуатации, являются надёжным основанием для искусственных и других сооружений.

Вечномерзлые монолитные скальные грунты при изменении отрицательной температуры на положительную, как правило, не меняют свои прочностные свойства и не дают осадки. Сыпучемерзлые крупнообломочные и песчаные грунты при оттаивании также, как правило, не меняют свои прочностные свойства и не дают осадки.

Вечномерзлые выветренные скальные, крупнообломочные, гравийно-галечниковые и щебенистые грунты, трещины и поры которых заполнены льдом, при оттаивании могут давать значительную осадку. Такая деформация свойственна грунтам с большим содержанием льда в виде корок, обволакивающих крупные обломки. В качестве надёжного основания эти грунты могут быть использованы лишь после оттаивания. Значительную осадку при оттаивании могут давать и песчаные грунты.

Вечномерзлые глинистые и заторфованные грунты являются надёжным основанием для сооружений только в случае, когда находятся в твёрдомёрзлом состоянии. В таком состоянии они прочно сцементированы льдом и практически несжимаемы под нагрузками. В случае пребывания в пластично-мерзлом состоянии, они обладают вязкими свойствами и дают осадку под нагрузками от сооружений. При оттаивании же вечномерзлые глинистые и

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

зоторфованные грунты наиболее ненадёжны в качестве основания сооружения, так как в этом случае они кроме значительной осадки дают и значительное снижение прочности. Последнее проявляется в том, что оттаявшие глинистые и торфяные грунты под нагрузкой подвержены осадке консолидации и пластическим деформациям. Причём наиболее неблагоприятными в качестве оснований являются зоторфованные грунты. От аналогичных незоторфованных вечномёрзлых грунтов они отличаются тем, что при оттаивании резко снижают несущую способность и дают большие осадки.

Вместе с тем и сооружения оказывают влияние на вечномёрзлые грунты. При возведении на них сооружений в большинстве случаев создаются условия для повышения температуры, а также оттаивания грунта со стороны верхней границы мерзлоты. Последнее явление получило название “деградация вечной мерзлоты”. Такое воздействие сооружений на первоначальную природную среду называют техногенным воздействием. Сущность такого воздействия состоит в нарушении в период строительства и эксплуатации сооружения сложившихся естественных условий теплообмена в системе “атмосфера–грунт”.

Основными факторами, обуславливающими изменение условий теплообмена, являются:

- удаление мохорастительного покрова в зоне сооружения, вследствие чего уменьшается испарение с поверхности грунтов;
- увеличение воздействия прямой солнечной радиации на поверхностях большинства элементов искусственных сооружений и прилегающих к ним насыпей;
- изменение естественного режима водотока в зоне сооружения вследствие подсыпок из дренирующих грунтов, подрезок естественных слоёв грунта, наличия неубранного строительного мусора;
- изменение естественного режима грунтовых вод в зоне сооружения главным образом вследствие устройства фундаментов, преграждающих или стесняющих грунтовый поток в зоне сооружения;

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- повышенное отложение снега и изменение ветрового режима у сооружений;
- отепляющий эффект прилегающих к искусственным сооружениям насыпей;
- увеличение глубины сезонного промерзания и оттаивания у сооружения вследствие включения в грунт больших массивов фундаментов из бетонной или каменной кладки, имеющей отличные от грунта теплофизические характеристики.

Опыт эксплуатации мостов и труб, построенных на Забайкальской железной дороге в конце позапрошлого и начале прошлого века, показал, что вечная мерзлота при массивных конструкциях искусственных сооружений может оттаивать (деградировать) или повышается её температура. Оттаивание же в основании сооружения мерзлоты при просадочных при оттаивании вечномерзлых грунтах приводит к деформациям сооружений. Опоры мостов претерпевают осадки и перекосы (вследствие неравномерности оттаивания). В трубах возникают растяжки, просадки и крены звеньев и оголовков. Эти деформации часто обуславливают возникновение в элементах сооружений трещин и сколов, других повреждений.

Кроме того, деградация мерзлоты обуславливает понижение поверхности грунта в зоне труб. Последнее же является причиной образования застоев воды у сооружений со всеми вытекающими из этого неблагоприятными последствиями. Одним из таких последствий застоев воды является ускорение процесса деградации вечной мерзлоты в зоне сооружения.

### **1.5 Основы учёта вечномерзлых грунтов при проектировании, строительстве и эксплуатации искусственных сооружений**

Вечномерзлое состояние грунтов, используемых в качестве оснований, учитывают на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации искусственных и других сооружений. Особенно важное значение имеет этот учёт для глинистых и заторфованных вечномерзлых грунтов, дающих при

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

оттаивании (или повышении температуры) значительную осадку и снижение прочностных свойств.

Учёт вечномерзлого состояния грунтов на стадии проектирования, состоит, прежде всего, в прогнозировании температурного состояния грунтов на период строительства и эксплуатации сооружения.

Выбирают один из двух принципов использования вечномерзлого грунта в качестве основания сооружения:

- принцип I – грунт используется в мерзлом состоянии в течение всего периода эксплуатации;
- принцип II – грунт используется в оттаянном или оттаивающем состоянии (т. е. используется с его предварительным оттаиванием на расчётную глубину до начала возведения сооружения или с допущением его оттаивания в период эксплуатации сооружения).

Выбор принципа основывают на экономических соображениях и результатах теплотехнического расчёта.

Использование принципа I, как правило, более эффективно с точки зрения стоимости фундаментов сооружения, так как вечномерзлые грунты по строительным свойствам близки к скальным грунтам. Но для сохранения вечномерзлого состояния грунтов основания, как правило, необходимы специальные мероприятия, стоимость которых может быть значительной. Поэтому суммарная стоимость сооружения, запроектированного по принципу I, может быть большей, чем запроектированного по принципу II. [5]

Использование принципа I возможно лишь при гарантии сохранения вечномерзлого состояния грунтов в течение всего периода эксплуатации сооружения. Эта гарантия обосновывается теплотехническим расчётом. Задача теплотехнического расчёта состоит в прогнозе температурного состояния грунтов основания сооружения при конкретных мерзлотных, климатических и других условиях в период строительства и эксплуатации сооружения.

Результаты теплотехнических расчётов и практика эксплуатации показывают, что при использовании в районах вечной мерзлоты традиционных

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



конструктивных решений опор трубопроводов (применяемых в обычных условиях) вечная мерзлота в основании, как правило, не сохраняется (или происходит повышение её температуры). Поэтому на стадии проектирования нового сооружения в целях обеспечения условий сохранения вечной мерзлоты применяют специальные конструктивные мероприятия, направленные на сохранение мерзлоты, применяют специальные охлаждающие установки.

В случаях, когда типовые проекты трубопроводов применить по местным условиям нельзя, а специальных конструктивных мероприятий недостаточно для сохранения мёрзлого состояния грунтов в основании сооружения в течение всего периода эксплуатации, применяют специальные охлаждающие установки (ОУ).

Основания из оттаивающих вечномёрзлых грунтов, дающих при оттаивании значительные осадки, и из вечномёрзлых грунтов, находящихся в пластично-мёрзлом состоянии, рассчитывают по прочности и деформациям в соответствии с указаниями СНиП “Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах”.

Учёт вечномёрзлого состояния грунтов на стадии строительства состоит, прежде всего, в выборе приемлемого с точки зрения сохранения мерзлоты способа производства работ по возведению фундаментов сооружения (способы разработки котлованов, погружения свай, столбов, бетонирования фундаментов и плит ростверков и т. д.). Кроме того, выбирают рациональный с той же точки зрения период года для выполнения строительных работ.

Наиболее рациональным для сохранения мёрзлого состояния грунтов в основании сооружения, как правило, является зимний период, так как в этом случае за период строительства происходит интенсивное накопление отрицательных температур в грунте.

Учёт вечной мерзлоты на стадии эксплуатации сооружения сводится к мониторингу температурного состояния грунтов основания в зоне сооружения. В случае же, если возникли деформации фундаментов сооружения, то

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

усиливают надзор за сооружением, принимают меры по сохранению или восстановлению мёрзлого состояния грунтов в основании сооружения.

Мониторинг за температурным состоянием грунтов в основании сооружения осуществляют путём выполнения периодических замеров температур грунта в специальных термометрических скважинах. Если такие скважины не были устроены при строительстве сооружения, то их устраивают в период его эксплуатации.

В период эксплуатации, в целях сохранения или восстановления мёрзлого состояния грунтов в основании сооружения, могут быть применены следующие мероприятия: ликвидация застоя воды в зоне сооружения, подсыпка грунта в русло. Охлаждающий эффект, больший, чем перечисленные выше мероприятия, могут дать ОУ, установленные в зоне фундаментов сооружения.

					<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

## 2. НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### 2.1 Надежность линейной части МГ

В соответствии с ГОСТ 13377 – 75 «Надежность в технике. Термины и определения» некоторые общие понятия и показатели надежности применительно к линейной части магистральных газопроводов могут быть сформулированы следующим образом:

- Надежность – способность линейной части сохранять по всей длине неизменными условия транспорта газа: заданного количества(Q), давления (P), температуры (T) и степени очистки и осушки(w) в течении определенного срока службы.
- Работоспособность – состояние ЛЧ, при котором она способна транспортировать газ установленных параметров (Q,P,t,w).
- Безотказность – свойство ЛЧ непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.
- Исправное состояние – такое состояние ЛЧ, при котором она отвечает всем требованиям действующей нормативно – технической документации.

Потеря работоспособности линейной части наступает из-за возникновения ее предельного состояния, т.е. такого состояния, при котором дальнейшая эксплуатация ЛЧ должна быть прекращена ввиду неустранимого нарушения требований техники безопасности. Для устранения возникновения предельного состояния необходимо проведение ремонта газопровода.

Таким образом, любые события, нарушающие исправное состояние линейной части, являются повреждениями, а ведущие к нарушению

					<i>Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шефер Я.Е.</i>			<i>Надежность магистральных газопроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					27	
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

работоспособности – отказами.

Отказы ЛЧ разделяются на полные (разрушение газопровода, закупорка гидратами), которые приводят к потере работоспособности, и частичные (микросвищ, устраняемый без остановки работы газопровода, частичная закупорка сечения газопровода), при которых возможно использование ЛЧ газопровода либо с ограничениями по давлению, либо по расходу.

## 2.2 Показатели надежности линейной части МГ

- Вероятность безотказной работы – вероятность того, что в заданном интервале времени или в пределах заданной наработки на ЛЧ не возникает ни одного отказа.
- Нарботка между отказами – продолжительность времени между двумя последовательно возникшими отказами.
- Время восстановления – вероятность того, что работоспособность ЛЧ будет восстановлена в заданное время.
- Коэффициент готовности – вероятность того, что ЛЧ будет находиться в неплановом ремонте.
- Коэффициент технического использования показывает, какую часть общего времени простоя и работы ЛЧ находится в состоянии готовности к использованию.
- Интенсивность отказов – вероятность возникновения отказа ЛЧ в единицу времени после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ не возникал. [9]

					Надежность магистральных газопроводов	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ

#### 3.1. Существующие способы регулирования температурного режима грунтов оснований

Способ строительства с предварительным оттаиванием многолетнемерзлых грунтов известен с 1930 г. Наиболее широкое распространение в практике строительства получили способы гидро-, паро- и электрооттаивания. Выбор способа оттаивания определяется инженерно-геологическим строением массива, наличием местных источников тепла и скоростью процесса оттаивания.

Способы оттаивания мерзлых грунтов можно разделить на два вида: естественное и искусственное оттаивание. Естественное оттаивание не требует каких-либо технических мероприятий. Искусственное оттаивание требует специальных мероприятий. Естественное оттаивание может происходить только в одном направлении — сверху вниз, от поверхности земли, а искусственное — в разных направлениях сверху вниз, снизу вверх и комбинированным способом.

Кроме указанных способов подготовки мерзлых грунтов, существуют способы и средства предохранения грунта от промерзания, а также способ химического размораживания мерзлых грунтов и их утепления реагентами. [11]

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Шефер Я.Е.				Повышение эксплуатационной надежности МГ в криолитозоне с применением технологии термостабилизации грунтов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						29	
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.	Бурков П.В.							

## Тепловые способы

Тепловые способы подготовки мерзлого грунта применяют в тех случаях, когда невозможно использовать механизированное оборудование для рыхления мерзлых грунтов, или в стесненных условиях, а именно:

- при близком расположении от места производства земляных работ трубопроводов, кабелей и сооружений, исключающих взрывной и ударный способы рыхления грунта;
- при отсутствии механического оборудования, предназначенного для рыхления мерзлого грунта;
- при небольших объемах земляных работ и наличии необходимых ресурсов для оттаивания грунта (пара, горячей воды, газа или дешевой электроэнергии).

Тепловые способы оттаивания грунта делятся на поверхностные (по принципу «сверху вниз») и глубинные.

Поверхностное оттаивание грунта можно производить подогретым воздухом от сжигания под коробом твердого топлива (дров, кокса, каменного угля), жидкого (керосина, бензина, мазута, нефти) или газообразного топлива, а также с помощью паровых или водяных регистров, укладываемых непосредственно на расчищенную от снега поверхность отогреваемого участка.

В целях повышения эффективности оттаивания грунта подогретым воздухом и уменьшения теплоотдачи в атмосферу галерею следует обсыпать грунтом. Поверхностное оттаивание грунта рационально применять при глубине промерзания до 0,5 – 0,6 м. При большей глубине возрастают удельные затраты труда, а следовательно, и стоимость работ.

Глубинное оттаивание можно производить паром, горячей водой, электродами.

Паропрогрев или водопрогрев применяют при глубине промерзания до 1,5 м с помощью игл, погруженных в грунт, и при наличии вблизи источника тепла (котельных, тепловых сетей). Иглы устанавливают в предварительно

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист 30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пробуренные в грунте шпурсы на расстоянии 1 – 1,5 м друг от друга в один ряд при разработке траншеи и в несколько параллельных рядов в шахматном порядке при разработке котлованов.

Сущность способа паропрогрева основана на отдаче паром при охлаждении скрытой теплоты парообразования. Паровые иглы погружают на глубину 0,7 – 0,75 глубины мерзлого слоя и подключают по 20 – 30 игл к магистральному трубопроводу. Оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами ведут с перерывами. Радиус оттаивания принимают в среднем в пределах 0,5 – 0,75 м, что зависит от вида грунта, его влажности и глубины промерзания. Недостаток этого способа оттаивания — высокая стоимость (1 – 1,4 руб. за 1 м<sup>3</sup>), большой расход пара (в среднем 15 – 20 кг/ч).

Электропрогрев грунта вертикальными стержневыми электродами можно вести сверху вниз, снизу вверх, а также комбинированным способом (одновременно).

Электроды забивают на всю толщину мерзлого грунта так, чтобы 5 – 10 см электродов вошли в незамерзший грунт. Расстояние между электродами при напряжении 220 В принимают 40 – 50 см, при напряжении 380 В – 70 – 80 см. Продолжительность оттаивания током составляет 1,5 – 2 суток, после этого в течение 1 – 2 суток продолжается постепенное увеличение глубины оттаивания за счет аккумулированного в грунте тепла.

Вертикальные стержневые электроды-иглы представляют собой стальные трубы длиной около 1 м и диаметром до 50 – 60 мм. Иглы вставляют в скважины, предварительно пробуренные в шахматном порядке, на расстоянии 0,6– 0,8 м друг от друга. Внутри иглы монтируют нагревательный элемент, изолированный от корпуса трубы. Простота их изготовления и широкий диапазон изменения их температуры и мощности делают электрические иглы особенно удобными при производстве работ по оттаиванию грунта.

Электрический ток, пройдя по талому грунту под мерзлым слоем (мерзлый грунт плохо пропускает ток), выделяет тепло, которое

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аккумулируется и оттаивает вышележащие слои мерзлого грунта, процесс идет снизу вверх.

Для снижения времени оттаивания и стоимости работ рекомендуется электрохимический способ прогрева мерзлых грунтов, суть которого заключается в том, что в трубчатые электроды диаметром 19 – 25 мм заливают 2 и 4%-ного водного раствора электролита (хлорид натрия в сочетании с хлоридом кальция), который выделяет много тепла при прохождении через раствор электрического тока.

Трубчатые электронагреватели (ТЭНы) относятся к электроприборам, с помощью которых грунт оттаивают радиально в горизонтальном направлении. Электронагреватели рассчитаны на напряжение 220 – 380 В и температуру нагрева 300 – 600 °С. ТЭНы включают в цепь электрического тока последовательно, опускают в заранее пробуренные шпуры диаметром до 50 мм и располагают в плане в шахматном порядке на расстояниях 0.5...1 м.

Для прогрева грунта применяют также коаксиальные электронагреватели, которые представляют собой две трубы длиной 1,5 м, диаметром 25 и 13 мм, вставленные соосно одна в другую. Зазор между трубами заполняют сухим песком и жидким стеклом. Нагреватели рассчитаны на напряжение 65 в. Нагреватели погружают в шпуры диаметром 80 мм и глубиной 1,3 – 1,4 м и соединяют между собой последовательно. Трубы нагреваются равномерно по всей длине до температуры 250 – 300 °С. Площадь участка, отогреваемого одной такой установкой, составляет 202 м<sup>2</sup>, процесс отогрева длится 1,5 – 2 суток.

При оттаивании грунта любым способом нет необходимости отогревать его на всю глубину, так как последний слой на толщину 0,25...0,5 м может быть разработан экскаватором вместе с отогретым грунтом.

По нормам техники безопасности прогреваемую электродами площадь следует ограждать, устанавливая на ней предупредительные сигналы, а в ночное время освещать. Расстояние между ограждением и контуром прогреваемого участка должно быть не менее 3 м.

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## Химический метод

На ряде строек, где глубина промерзания более 1,5 м и стесненные условия, применяют размораживание с помощью химических реагентов. Но химический способ обладает большой энергоемкостью и трудоемкостью. Однако этот способ является целесообразным при разработке небольших разбросанных объектов с промерзанием грунта до 1,5 – 1,8 м.

Сущность химического способа размораживания грунтов состоит в том, что раствор реагента (хлористого натрия), введенный в грунт, растворяет кристаллы льда, цементирующие минеральный скелет мерзлого грунта, нарушая сцепление его частиц. Расчищенная от снега поверхность участка, взрыхленная вспахиванием на глубину 20 – 30 см, обрабатывается 25%-ным раствором хлористого натрия или отходами химических производств, имеющими высокое содержание хлористого натрия. Обработанная раствором площадка выстаивается в течение 3 – 5 дней, после чего приступают к разработке грунта. Работу по внесению реагентов необходимо выполнять осенью до наступления устойчивых отрицательных температур за 10 – 25 суток с тем расчетом, чтобы количество соли, нанесенное на поверхность ко времени разработки грунта, растворилось и проникло в грунт.

Химические реагенты вводятся в грунт либо россыпью по поверхности с дополнительным разливом концентрированных растворов, либо заливаются в шпур, которые бурятся на глубину, равную 0,7 – 0,8 глубины промерзания, размещаемые в шахматном порядке на расстояние 0,6 – 1 м друг от друга. Общий расход растворов реагентов для размораживания грунтов составляет в среднем 30 – 50 л на 1 м<sup>3</sup> грунта. Стоимость химического способа размораживания в зависимости от конкретных условий составляет 0,3 – 0,9 руб/м<sup>3</sup>. [11]

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3.2 Технология термостабилизации мерзлых грунтов

В последние 25 лет в России при проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте объектов нефте-, газового комплекса и других сооружений в криолитозоне нашла широкое применение технология термостабилизации мерзлых грунтов оснований и фундаментов, как наиболее эффективный активный метод инженерной защиты многолетнемерзлых грунтов от деградации.

Технология термостабилизации с применением искусственного замораживания и охлаждения грунтов с помощью охлаждающих устройств — термостабилизаторов различных типов и конструкций — позволяет расширить область использования мерзлых пород в качестве оснований сооружений по 1 принципу. Термостабилизация позволяет повысить несущую способность грунтовых и свайных оснований и фундаментов и тем самым обеспечить их устойчивость и эксплуатационную надёжность, упростить технические решения и технологию строительства, а кроме того, в ряде случаев, снизить материалоемкость и трудозатраты, сократить сроки и, соответственно, стоимость.

В зоне вечной мерзлоты для обеспечения устойчивости надземных сооружений и многочисленных трубопроводных систем (нефтепроводы, газопроводы) наиболее часто применяют методы свайного строительства (сваи «намертво» вмораживаются в вечномерзлотный слой), которые более других приемлемы для сохранения вечномерзлого состояния грунтов.

Традиционный метод свайного строительства фундаментов и опор в зоне вечной мерзлоты предусматривает применение железобетонных свай (буроопускных, опускных и бурозабивных). В любом случае для установки свай на месте дислокации и последующей эксплуатации бурят скважины на расчетную глубину погружения в вечную мерзлоту, используя механические, тепловые или комбинированные способы бурения.

Буроопускные сваи погружают в заполненные грунтовым раствором скважины, диаметр которых на 5 см больше максимального размера сечения

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сваи. Их применяют в твердомерзлых (с температурой ниже  $-1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и в пластично-мерзлых грунтах (с температурой до  $-1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Опускные сваи используют в твердомерзлых грунтах, ибо скважина, пробуриваемая паровой иглой, нарушает большой объем мерзлого грунта, что приводит к замедлению последующего смерзания сваи с вечномерзлым монолитом.

Бурозабивные сваи применяют преимущественно в пластично-мерзлых грунтах. Их забивают механическим способом в предварительно пробуренные скважины, диаметр которых на 1–2 см меньше наименьшего размера сечения сваи. Допускается погружение полых стальных свай при условии сохранения их целостности в процессе забивки. Известны также трубобетонные сваи – опоры (металлические трубы, заполняемые бетоном).

В научно-технической, нормативной и методической литературе широко встречается понятие «сезонное охлаждающее устройство» (СОУ); а до 80-х годов прошлого века охлаждающие термоустановки было принято называть по-разному: устройство для аккумуляции холода в основании сооружений, охлаждающая колонка, термосвая. Позже был введен технический термин «термостабилизатор грунта».

СОУ предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей. В основе технологии сезонно-действующих охлаждающих устройств лежит устройство передачи тепла (термосифон), которое в зимний период извлекает тепло из почвы и передает его в окружающую среду. Важной особенностью этой технологии является то, что она естественно-действующая, т.е. не нуждается во внешних источниках энергии.

Принцип работы всех видов сезонно-действующих охлаждающих устройств одинаков. Каждый из них состоит из герметичной трубы, в которой находится теплоноситель — хладагент: углекислота, аммиак и др. Труба

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состоит из двух секций. Одна секция размещается в земле и называется испарителем. Вторая, радиаторная секция трубы, расположена на поверхности. Когда температура окружающей среды опускается ниже температуры земли, где залегает испаритель, пары хладагента начинают конденсироваться в радиаторной секции. В результате снижается давление, и хладагент в испарительной части начинает вскипать и испаряться. Этот процесс сопровождается переносом тепла из испарительной части в радиаторную. Принцип работы стандартного термостабилизатора грунта (ТСГ) показан на рисунке 3.1.

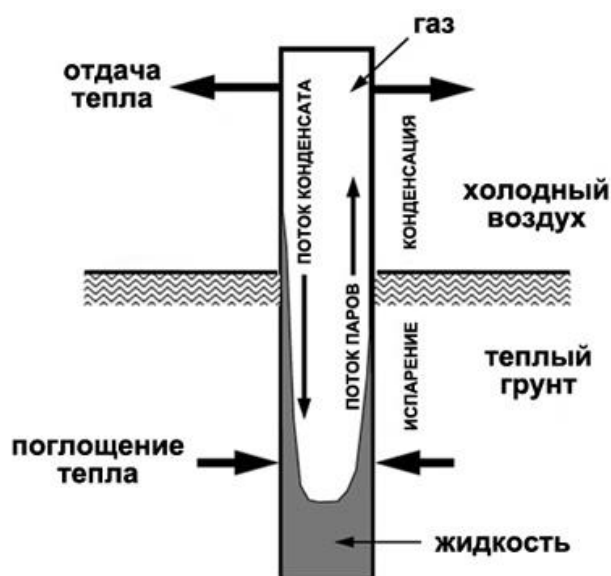


Рис. 3.1 – Принцип действия стандартного термостабилизатора грунта

Термостабилизация весьма эффективна и как средство защиты от морозного пучения. Кроме того, термостабилизация мёрзлых грунтов является мощным средством нейтрализации негативного влияния случайной изменчивости климатических факторов на устойчивость сооружений. Никакие пассивные средства – теплоизоляционные покрытия и экраны, подсыпки и прочее – не могут дать такого эффекта. Инженерная защита на основе современных геосинтетических материалов (теплоизоляция, дренажи, гидроизоляция) становится прекрасным дополнением к термостабилизаторам.

Для сохранения в мерзлом состоянии (термостабилизации) грунтов в свайном основании применяют трубчатые погружные жидкостные либо парожидкостные устройства – термостабилизаторы, которые помещают в специальные скважины, пробуренные рядом с опорным фундаментом для создания мерзлотного экрана. В зимнее время конвекционная циркуляция теплоносителя (в простейшем варианте это керосин) в жидкостных устройствах и паров пропана в парожидкостных термостабилизаторах обеспечивает охлаждение грунтов основания. С наступлением летнего периода, как только температура верхнего, находящегося на наружном воздухе, конуса (конденсатора) устройства становится выше температуры теплоносителя, циркуляция прекращается и процесс приостанавливается с частичным оттаиванием верхнего слоя грунта до следующего похолодания [11].

По принципу работы принято подразделять термостабилизаторы грунтов на конвективные (газовые, жидкостные и газожидкостные) и испарительные (двухфазные).

Двухфазные термосифоны являются «тепловыми диодами», проводящими «холод» в зимний период года и не проводящими «тепло» в летнее время. Физической основой использования двухфазных термосифонов в качестве наиболее эффективных термостабилизаторов для инженерной защиты сооружений в криолитозоне является зависимость свойств дисперсных пород от температуры (когда она ниже температуры начала замерзания). Их прочность многократно возрастает с понижением температуры, а сжимаемость и влагопроницаемость при этом снижаются. Поэтому активное глубинное охлаждение грунтового массива приводит к значительному повышению его несущей способности и устойчивости к воздействию потоков тепла и влаги как от возводимых сооружений, так и возникающих вследствие нарушений естественного режима тепло– и влагообмена в грунте.

Современные ТСГ используют наиболее эффективные по термодинамическим свойствам хладагенты – сжиженные аммиак или диоксид углерода. Керосин и фреоны не рекомендуются, так как первый пожароопасен

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и травмирует экологию, а вторые запрещены из-за их озоноразрушающих и «парниковых» свойств.

Таким образом, ТСГ представляют собой трубчатую бескомпрессорную холодильную машину, использующую естественные конвекционные свойства хладагента при наличии градиента температур между слоем вечной мерзлоты и наружным воздухом. Хладагент в ТСГ при низких температурах воздуха конденсируется в конденсаторе, расположенном в верхней части ТСГ, затем естественным путем стекает в нижнюю, испарительную часть ТСГ, где отбирает теплоту грунта, охлаждая его ниже температуры замерзания, и одновременно испаряясь, попадает в верхнюю часть ТСГ.

Разработано и выпускается также целое семейство ТСГ вертикального, наклонного и слабонаклонного типов из различных углеродистых, хладостойких и нержавеющей сталей. Наиболее эффективны ТСГ из легких антикоррозионных алюминиевых сплавов.

Даже при наличии хороших по термодинамическим качествам хладагентов подобные ТСГ недостаточно эффективны. Неровности прилегания грунта в скважине к корпусу ТСГ, неравномерность грунта по высоте скважины искажают и снижают значение теплового потока и коэффициента теплопередачи вследствие турбулентности и хаотичности процесса испарения – конденсации в системе «грунт – корпус ТСГ – хладагент – конденсатор». Как следствие этих процессов, наблюдается относительно малая величина пятна промерзания грунта вокруг опоры, повышается вероятность его растепления в летнее время, т.е. в конечном итоге ослабления устойчивости свайной конструкции. Для повышения эффективности подобного технического решения необходимо увеличивать либо объем циркулирующего хладагента (а значит, и диаметр ТСГ), либо количество ТСГ на единицу полезной площади свайного сооружения.

В настоящее время разработан и успешно применяется на практике высокоэффективный метод термостабилизации вечномерзлых грунтов, лишенный указанных недостатков и позволяющий существенно расширить

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зону промораживания при значительной экономии материально-технических средств, трудозатрат и времени строительства. Его «секрет» заключается в том, что обычный ТСГ помещают в полугерметичную гильзу, в которую заливают нужное количество низковязкого теплоносителя в качестве буферного теплообменного агента. Он позволяет повысить интегральное значение теплоотдачи от грунта и коэффициент теплопередачи ТСГ, а также выравнивает теплоотдачу по всей площади теплообмена как со стороны испарителя, так и от грунта через гильзу. В целом это существенно повышает эффективность работы ТСГ.

Механизм работы подобной схемы ТСГ хорошо согласуется с теоретическим обоснованием теплообмена в комбинированной системе «труба в трубе», схематично показанной на рисунке 3.2. Донная часть внутренней трубы (стандартный ТСГ) заполняется требуемым количеством хладагента, а кольцевой воздушный промежуток между корпусом стандартного ТСГ и полугерметичной гильзой заливается до определенного уровня специальным теплоносителем. Далее отбор тепла новым, комбинированным ТСГ от замораживаемого грунта происходит через стенку гильзы.

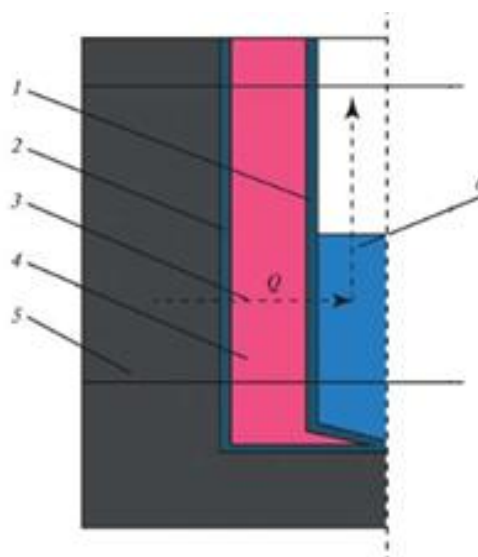


Рис. 3.2 – Схема теплового потока в системе «грунт – комбинированный ТСГ – атмосфера»: 1 – корпус испарителя; 2 – гильза; 3 – тепловой поток  $Q$ ; 4 – теплоноситель; 5 – грунт; 6 - хладагент

Расчет теплового потока показал, что отбор тепла от грунта у нового ТСГ в 2 раза выше, чем у стандартного, и соответственно больше радиус промерзания грунта. Применение нового ТСГ позволило существенно увеличить площадь пятна заморозки вокруг изделия, уменьшить количество ТСГ на единицу замораживаемой площади и, как следствие, обеспечить значительную экономию материальных и трудовых ресурсов, а также сократить время строительных работ.

Выбор технологии и технических средств активной термостабилизации и инженерной защиты мёрзлых грунтов оснований (тип и конструкция термостабилизаторов, параметры теплоизоляционных, гидроизоляционных и геосинтетических материалов) определяется на стадии проектирования на основании результатов инженерных, теплотехнических, теплофизических расчётов и краткосрочных и долгосрочных прогнозов, выполняемых методом математического моделирования. [12]

### 3.3 Типы охлаждающих устройств и их назначение

В настоящее время существует несколько типов конструкций сезонно-действующих охлаждающих устройств (рисунок 3.3) [13]:

1) Термостабилизатор. Представляют собой вертикальную трубу термосифона, вокруг которой замораживается грунт.

2) Термосвая. Представляет собой вертикальную сваю с интегрированным термосифоном. Термосвая может нести некоторую нагрузку, например опору нефтепровода.

3) Глубинное сезонно-действующее охлаждающее устройство. Представляет собой длинную (до 100 метров) трубу термосифона с увеличенным диаметром. Такие охлаждающие устройства применяются для температурной стабилизации грунтов на большой глубине, например для термостабилизации дамб и плотин.

4) Наклонное сезонно-действующее охлаждающее устройство. Этот тип охлаждающего устройства отличается от термостабилизатора тем, что

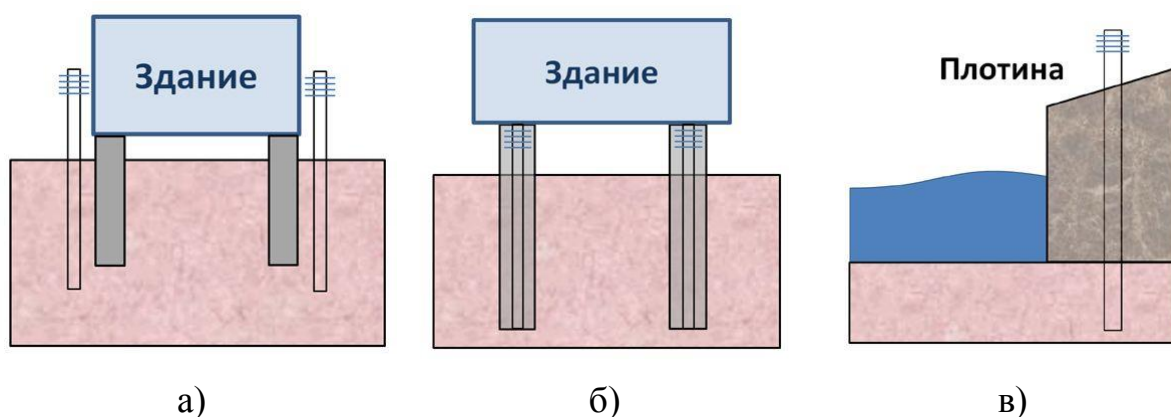
					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



установка испарительной трубы выполняется под уклоном около 5%. В этом случае существует возможность установки наклонной испарительной трубы непосредственно под зданиями, возведенными на бетонных плитах.

5) Горизонтальное охлаждающее устройство. Особенностью горизонтального сезонно-действующего охлаждающего устройства является то, что оно устанавливается полностью горизонтально на уровне подготовленного насыпного основания. В этом случае здание возводится непосредственно на непросадочном грунте, расположенном на слое изоляции и испарительных трубах. Преимуществом горизонтальных охлаждающих устройств является возможность их использования в двух конфигурациях: на плитных и свайных фундаментах.

б) Система вертикальных охлаждающих устройств. Этот тип сезонно-действующих охлаждающих устройств похож на горизонтальное охлаждающее устройство, но в отличие от него, помимо горизонтальных испарительных труб, может содержать до нескольких десятков вертикальных испарительных труб. Преимуществом этой системы является более эффективное поддержание грунта в мерзлом состоянии. Недостатком вертикальных систем охлаждающих устройств является затруднительность их ремонта и обслуживания.



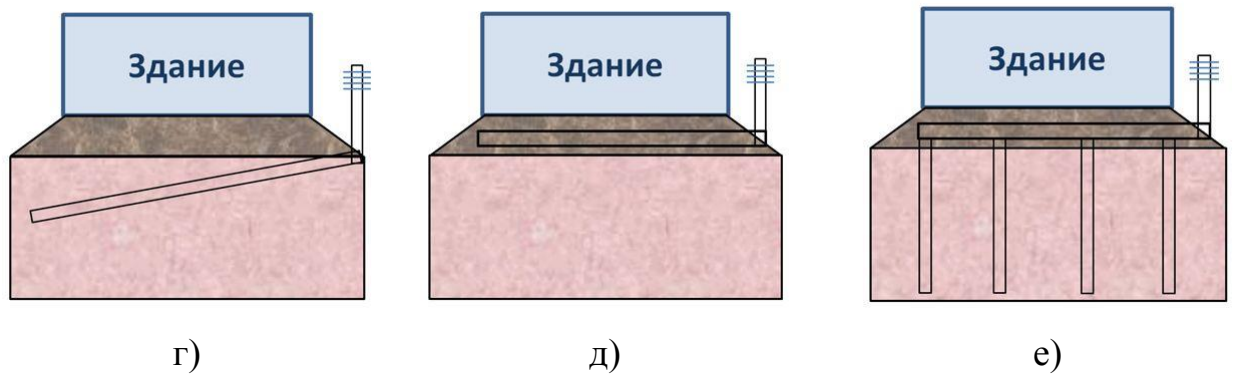


Рис. 3.3 - Типы конструкций СОУ: а) термостабилизатор; б) термосвая; в) глубинное СОУ; г) наклонное СОУ; д) горизонтальное СОУ; е) система вертикальных охлаждающих устройств

## 4. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ

Для обеспечения устойчивого положения газопровода против всплытия, а также во избежание вспучивания трубы предусматривается его балластировка. Для этой цели используются конструкции, создающие давление на трубопровод (пригрузку), а также конструкции, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи. [14].

### 4.1 Балластировка газопроводов железобетонными утяжелителями

Для балластировки газопроводов, сооружаемых в сложных условиях, могут быть использованы утяжелители, охватывающие трубопровод по боковым образующим (типа УБО), опирающиеся на него, седловидные (типа УБК) и кольцевые.

#### Железобетонные утяжелители типа УБО

Железобетонные утяжелители типа УБО (охватывающего типа) изготавливают по ТУ 102-300-8. Утяжелитель типа УБО состоит из двух железобетонных блоков и двух металлических, защищенных изоляционным противокоррозионным покрытием, или мягких, изготовленных из прочного долговечного синтетического материала, соединительных поясов (рисунок 4.1) [16]. При установке утяжелителей типа УБО на участках газопроводов, перемещающихся в процессе эксплуатации в продольном направлении на величину более 40 мм, целесообразно устанавливать мягкие соединительные пояса, изготовленные из синтетических материалов.

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шефер Я.Е.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.					43	
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.	Бурков П.В.						

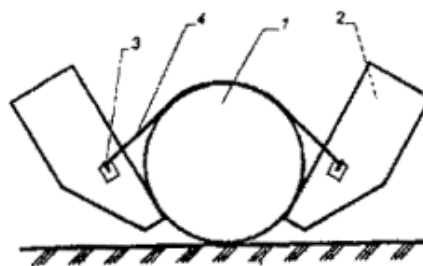


Рис. 4.1 – Железобетонный утяжелитель типа УБО: 1– трубопровод;  
2– блок утяжелителя; 3 – крюк для навески силового соединительного  
пояса; 4 – силовой соединительный пояс.

Утяжелители типа УБО устанавливаются на газопроводе либо по одному через равные расстояния между ними, либо групповым методом. При групповом методе установки утяжелители укладываются отдельными участками вплотную друг к другу; при этом общее их количество и расстояния между грунтами должно соответствовать требованиям проекта.

### **Железобетонный утяжелитель типа УБГ**

К числу утяжелителей охватывающего типа следует отнести железобетонный утяжелитель типа УБГ, представляющий собой емкость корытообразной формы, заполняемую грунтом засыпки и состоящий из трех, шарнирно соединенных между собой прямоугольных плит, боковые из которых имеют сквозные отверстия или анкерующие элементы, через которые проходят или к которым крепятся два соединительных пояса (рисунок 4.2) [16].

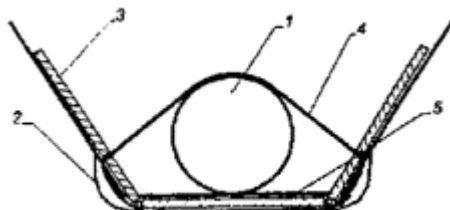


Рис. 4.2 – Железобетонный утяжелитель типа УБГ: 1 – трубопровод;  
2 – приямок в траншее для установки утяжелителя; 3 – шарнирно-  
соединительные плиты; 4 – силовой соединительный пояс; 5 – дно траншеи.

### Железобетонный утяжелитель типа 1-УБКм

Железобетонный утяжелитель типа 1-УБКм (рис. 4.3) [16] изготавливают по ТУ 102-426-86. Он представляет собой конструкцию седловидного типа с клиновидной внутренней поверхностью, образованной двумя цилиндрическими взаимно пересекающимися поверхностями с радиусом, превышающим радиус трубопровода.

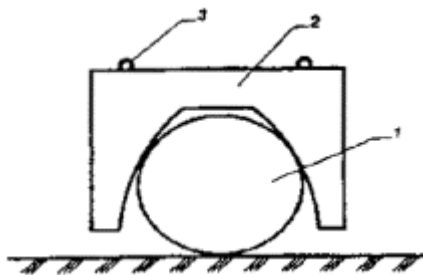


Рис. 4.3 – Железобетонный утяжелитель типа 1-УБКм: 1 – трубопровод; 2 – собственный утяжелитель; 3 – строповочные петли.

В состав работ по балластировке газопроводов утяжелителями рассмотренных выше типов входят: доставка, разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных проектом; подача утяжелителей к месту монтажа, сборка и установка комплектов утяжелителей на уложенный трубопровод.

### Железобетонные утяжелители типа УТК

Железобетонные утяжелители типа УТК (рис. 4.4) [16] изготавливают по ТУ 102-264-81. Они состоят из двух охватывающих трубу полуколец, соединенных между собой посредством стальных шпилек и гаек. [16,17]

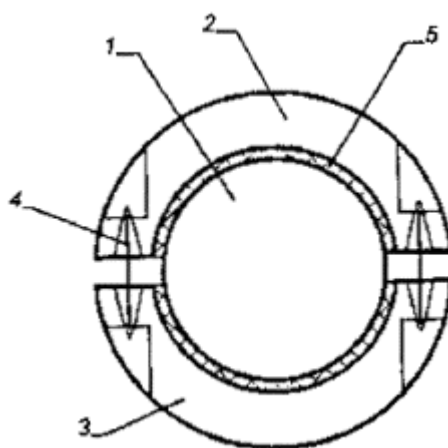


Рис. 4.4 – Железобетонный кольцевой утяжелитель типа УТК:

1 – трубопровод; 2 – верхнее полукольцо; 3 – нижнее полукольцо; 4 – узел крепления полуколец; 5– футеровочный мат.

## 4.2 Анкерное закрепление газопроводов

Закрепление газопроводов в траншее на проектных отметках в талых грунтах может осуществляться с помощью винтовых или свайных раскрывающихся анкерных устройств, а в вечномёрзлых грунтах - дисковых, винтовых и стержневых.

### Винтовое анкерное устройства ВАУ-1

Винтовое анкерное устройства ВАУ-1 (рис. 4.5) [16] состоит из двух тяг с наконечниками, двух винтовых лопастей со втулками и силового соединительного пояса. Диаметр лопастей винтовых анкеров, применяемых в практике трубопроводного строительства, достигает 400 мм.

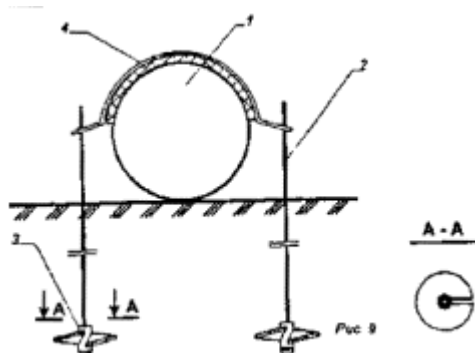


Рис. 4.5 – Винтовое анкерное устройство ВАУ-1: 1 – трубопровод; 2 – тяга анкера с наконечником; 3 – винтовая лопасть; 4 – силовой соединительный пояс.

Винтовые анкеры погружаются в грунт в летнее время, как правило, после укладки газопровода в траншею. В зимний период установку анкеров, в основном, осуществляют сразу же после разработки траншеи. При этом выполняется комплекс мероприятий, обеспечивающий сохранность изоляционного покрытия трубопровода при укладке последнего в траншею.

Минимальная глубина заложения винтового анкера в грунт устанавливается равной шести диаметрам его лопасти.

### **Анкерное устройство раскрывающегося типа АР-401**

Конструкция свайного раскрывающегося анкера типа АР-401 (рис. 4.6) [16] представляет собой штангу в виде трубы (диаметром 168 мм, с толщиной стенки 8 - 10 мм), которая снабжена заостренным наконечником, расположенным на забойном конце, и четырех лопастей трапецевидальной формы, которые шарнирно крепятся к штанге, лопасти расположены попарно в два яруса по длине штанги с углом поворота в плане между парами 90°. Свайный раскрывающийся анкер погружается в грунт под действием ударной нагрузки, прикладываемой к оголовнику его штанги, после чего он раскрывается обратным частичным извлечением из грунта с помощью мощного трубоукладчика или специально разработанного для этого механизма.

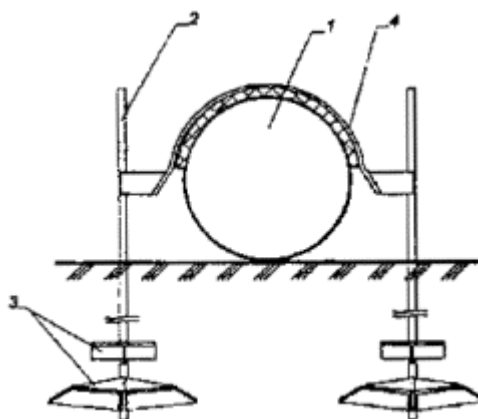


Рис. 4.6 – Анкерное устройство раскрывающегося типа АР-401:

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

1 – трубопровод; 2 – тяга (труба); 3 – Раскрывающаяся лопасть; 4 – силовой соединительный пояс.

Закрепление газопроводов свайными анкерными устройствами типа АР-401 можно осуществлять как в зимних, так и в летних условиях; при этом верхние лопасти анкера после их раскрытия должны находиться в минеральном грунте на глубине не менее 3 метров.

Забивка анкеров АР-401 в грунт производится с использованием сваебойного оборудования, например, СП-49 или С-870. При толщине мерзлого грунта более 30 см необходимо предварительное бурение скважин бурильной установкой БМ-802С.

Закрепление газопроводов при помощи вмораживаемых анкерных устройств рекомендуется на участках вечной мерзлоты (преимущественно в низкотемпературных твердомерзлых минеральных песчаных и тинистых устойчивых в реологическом отношении грунтах), при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров должны находиться в вечномерзлом грунте в течение всего срока их эксплуатации. Для закрепления газопроводов на участках вечномерзлых грунтов могут использоваться вмораживаемые анкерные устройства дискового и стержневого типов.

### **Анкерное устройство дискового типа**

Анкерное устройство дискового типа (рис. 4.7) [17] состоит из двух тяг с одним или двумя круглыми дисками на каждой тяге, расположенными на определенном расстоянии друг от друга, двух ограничителей усилий (компенсаторов) и силового соединительного пояса. Ограничители усилий в анкерном устройстве применяются в случаях закрепления газопроводов, прокладываемых в пучинистых грунтах.

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



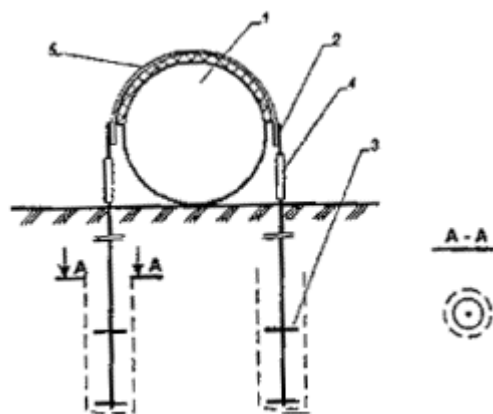


Рис. 4.7 – Диское вмораживаемое анкерное устройство:

1 – трубопровод; 2 – тяга; 3 – диск; 4 – ограничитель усилий; 5 – силовой соединительный пояс.

Анкерные устройства дискового типа ДАУ устанавливаются в заранее разработанные в вечномёрзлом грунте скважины, диаметр которых должен превышать диаметр диска не менее чем на 3 см при диаметре анкера до 200 мм, и на 5 см - при диаметре скважины свыше 200 мм. При этом пространство между стенками скважин и анкеров должно быть заполнено грунтовым (песчаным) раствором, состав и консистенция которого подбирается в соответствии с указаниями действующих строительных норм и правил. [16,17]

### **Вмораживаемое анкерное устройство стержневого типа**

Вмораживаемое анкерное устройство стержневого типа (рис. 4.8) [17] состоит из двух тяг, выполненных из арматурных стержней периодического профиля, двух ограничителей усилий (при установке их в пучинистые грунты) и силового соединительного пояса.

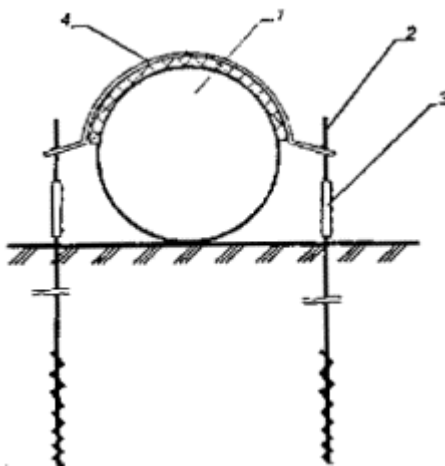


Рис. 4.8 – Вмораживаемое анкерное устройство стержневого типа: 1 – трубопровод; 2 – тяга из арматурного стержня периодического профиля; 3 – ограничитель усилий; 4 – силовой соединительный пояс

В условиях вечной мерзлоты ввиду возможности проявления неблагоприятных реологических свойств грунта в результате длительных нагрузок и, как следствие, снижение удерживающей способности дисковых и стержневых вмораживаемых анкеров, необходимо перед массовым применением анкерных устройств (особенно вмораживаемых анкеров стержневого типа) на конкретных трассах провести экспериментальное апробирование этого метода на опытных участках длиной по 0,3 – 0,5 км с целью определения практической надежности работы вмораживаемых анкеров в конкретных грунтовых условиях.

#### **4.3 Балластировка газопроводов минеральным грунтом. Комбинированные методы балластировки газопроводов**

На участках трасс сложенных, преимущественно, песчаными, вечномерзлыми грунтами используется устройство (рис. 4.9) [17], в котором полотнище из нетканых синтетических материалов (НСМ) укладывается на лежащий на дне траншеи (на проектных отметках) трубопровод и на откосы траншеи, закрепляется на бермах траншеи специальными металлическими штырями и засыпается минеральным грунтом с устройством грунтового валика над траншеей и полотнищем из НСМ (местным или привозным).

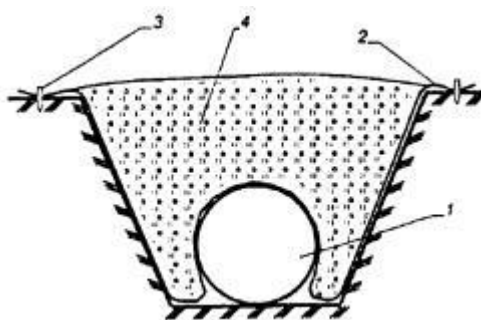


Рис. 4.9 – Способ балластировки газопроводов минеральным грунтом засыпки с использованием полотнищ из НСМ: 1 – трубопровод; 2 – полотнище из НСМ; 3 – металлический штырь; 4 – грунт засыпки.

Процесс балластировки газопроводов грунтом с применением нетканых синтетических материалов включает вывозку, разгрузку и раскладку полотнищ вдоль траншеи, размотку и укладку в траншеи, закрепление уложенных полотнищ по краям траншеи, отсыпку балластного грунта, перекрытие балластного грунта и замыкание полотнищ из НСМ, отсыпку и формирование земляного валика.

При использовании комбинированных методов балластировки газопроводов в сочетании с минеральными грунтами засыпки следует применять утяжелители типа УБО и УБО-М, размещенные групповым методом, или винтовые анкерные устройства ВАУ-1.

Учет балластирующей способности грунта при групповой установке утяжелителей типа УБО и УБО-М позволяет снизить расход сборного железобетона до 30 % по сравнению с балластировкой газопровода одиночными утяжелителями..

С целью предотвращения выноса (вымывания) грунта из полости группы утяжелителей и обеспечения устойчивости гарантированного объема грунта над трубопроводом (в случае необходимости) концы групп утяжелителей следует замыкать седловидными или клиновидными утяжелителями типа 1-УБКм. [16,17]

### Полимерконтейнерное балластирующее устройство ПКБУ

Полимерконтейнерное заполняемое минеральным грунтом балластирующее устройство ПКБУ (рис. 4.10) [17] представляет собой два контейнера, размещенные по обе стороны трубопровода, выполненные из прочного и долговечного геотекстильного синтетического материала, соединенные четырьмя мягкими силовыми лентами и двумя металлическими распорными рамками.

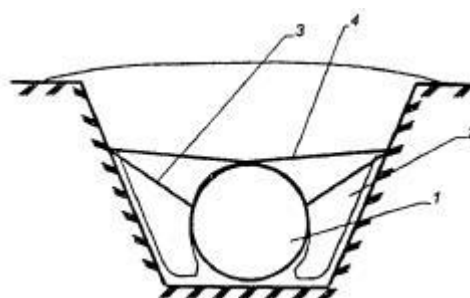


Рис. 4.10 – Полимерконтейнерное балластирующее устройство ПКБУ:  
1 – трубопровод; 2 – контейнер из технической ткани; 3 – распорная рамка; 4 – грузовая лента.

Устанавливаются ПКБУ на газопроводах по одному через равные расстояния или групповым способом.

#### 4.4 Теплоизоляция как метод повышения надежности

Существует огромный выбор различных технологий и материалов, позволяющих создавать утепление труб. Они отличаются характеристиками и качествами. Принцип их действия всегда одинаков. Тепло удерживается внутри за счёт воздуха. Изделия могут обладать разной жаростойкостью и влагопроницаемостью. Такой показатель, как коэффициент теплопроводности будет оставаться одинаковым.

##### 4.4.1 Теплоизоляционные покрытия

Материал и толщина теплоизоляционного покрытия должны назначаться на основе теплотехнических расчетов из условий обеспечения необходимой температуры транспортирования газа. В качестве теплоизоляционного покрытия рекомендуется применять материалы, обладающие при низкой плотности и малой теплопроводности высокой

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

прочностью на сжатие, что позволяет устанавливать покрытие под кольцевые утяжелители без дополнительного усиления. Диапазон рабочих температур указанных материалов составляет от минус 50°С до плюс 75°С [18].

Основным компонентом изоляционных покрытий являются битумы. Это - остаточные продукты переработки нефти, представляющие собой твердую, плавкую или вязкожидкую смесь углеводородов и их производных. Компонентами грунтового состава битумов служат минеральные масла, смолы и асфальтены. На основе битумов изготавливают битумные мастики. Они представляют собой смесь битума с наполнителями и пластификаторами и бывают 3-х типов: битумно-минеральные, битумно-резиновые и битумно-полимерные.

Широкое применение имеют битумно-минеральные мастики. В качестве наполнителей данных мастик используют доломитизированный известняк, асфальтовый известняк или доломит, а в качестве пластификатора - зеленое масло.

Битумно-резиновые мастики должны удовлетворять требованиям ГОСТ 15836-76 и иметь более высокие технические свойства, чем битумно-минеральные. В качестве наполнителей в них используют резиновую крошку, получаемую дроблением старой амортизированной резины. Пластификаторами могут служить кроме зеленого масла, веретенное и трансформаторное, полидиен.

Битумную грунтовку (праймер), представляющую собой раствор битума в бензине, наносят на поверхность труб для улучшения прилипаемости изоляционных мастик с металлической поверхностью трубопровода. Для приготовления грунтовки применяется битум марок БНН-1У-3, или БН-1У, который подогревают до температуры 100°С и тонкой струей вливают в бензин с перемешиванием.

Для усиления изоляции применяются армирующие обертки из бризола, гидроизола или стекловолокнистого материала. Бризол готовят на основе битума и дробленной старой вулканизированной резины с добавлением асбеста

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и пластификаторов. Недостатки бризола: слипаемость при 30°C, хрупкость при отрицательных температурах ниже - 15°C (без подогрева), недостаточно высокая водостойкость и прочность.

Гидроизол - беспокровный материал, изготовленный пропиткой асбестовой бумаги нефтяными битумами. Из-за высокой водонасыщаемости его полностью вытеснил бризол.

Стеклохолст - стекловолоконный рулонный материал, состоящий из штапельных стеклянных волокон, скрепленных синтетическим связующим. В качестве связующего используют поливинилацетатную эмульсию, мочевиноформдегильную смолу. Стеклохолст обладает хорошими диэлектрическими свойствами, малой гигроскопичностью и высокой химической стойкостью. Его применяют при температурах воздуха от - 30°C до 30 °C. Обладает высокой прочностью и меньшей стоимостью по сравнению с бризолом.

Изоляционные покрытия на трубы наносятся в заводских условиях.

Перспективным методом является индустриальный способ нанесения полимерных покрытий на трубы в заводских условиях из порошков полимеров в псевдосжиженном состоянии на основе электронной технологии. Толщина покрытия 1 мм - время нанесения 35-60с. К порошкообразному полиэтилену добавляется стабилизатор (тилкофен), антистаритель (сажа), наполнитель (окись хрома).

Лакокрасочные материалы. Применяются для защиты трубопроводов от коррозии. Обладают способностью после нанесения на поверхность изделия образовывать прочную эластичную пленку. В состав лакокрасочных материалов входят: пленкообразующее вещество, наполнитель, пигмент, растворитель. В качестве пленкообразующих веществ используются высыхающие масла, синтетические и натуральные каучуки и смолы, клеи, белки, олифы и лаки (растворы природных высокомолекулярных и синтетических полимерных веществ в легколетучем растворителе).

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Лакокрасочные материалы применяют в виде грунтовок, покровных эмалей и лаков, наносимых на наружную и внутреннюю поверхности трубопроводов. Для покрытия наружной поверхности труб используют грунтовки на основе фенолформальдегидной смолы, с растворителем - сольвент каменноугольный, сополимера хлорвинила и винилиденхлорида с растворителем Р-4, поливинилбутиралевои смолы. Для защиты газопроводов от коррозии также применяют лак этиноль, являющийся полупродуктом производства синтетического каучука. Это - маслянистая жидкость коричневого цвета. На его основе приготавливают эмали.

В настоящее время широко применяются защитные лакокрасочные покрытия, наносимые на внутреннюю поверхность трубопроводов. При этом уменьшается шероховатость поверхности труб и их гидравлическое сопротивление, что приводит к увеличению пропускной способности труб на 10%.

#### ***4.4.2 Способы теплоизоляции труб с помощью пенополиуретана***

Пенополиуретан является одним из самых эффективных материалов для теплоизоляции. Главная особенность пенополиуретана в том, что он имеет низкую плотность и большое число закрытых пор, обеспечивающих низкий уровень потерь тепла.

Существует три основных метода утепления трубопроводов:

- ППУ-скорлупы
- Способ "труба в трубе"
- Напыление вспененного пенополиуретана

ППУ скорлупа – это пенополиуретановая оболочка для теплоизоляции труб. Представляет собой монолитный полуцилиндр, может состоять из 2-3-4 сегментов, которые крепятся на трубы путем приклеивания или с помощью хомутов. Теплоизоляционная скорлупа из пенополиуретана может быть изготовлена двумя методами:

- пресс-форма – изготовление выполняется вручную. Основное оборудование для производства – пресс и заливочная установка высокого давления (УЗВД).
- предизолированные трубы ППУ – изготовление по методу «труба в трубе». Выполняется в промышленных условиях. Пенополиуретан заливается в пространство между рабочей трубой и оболочкой (трубой большего диаметра), в результате получается монолитная конструкция – труба в ППУ изоляции.

Оба варианта востребованы и используются для определенных условий. Первый актуален при утеплении уже существующего трубопровода (для реконструкции или ремонта старого трубопровода). Второй, считается более эффективным, применяется для прокладке новых магистралей.

Преимущества пенополиуретановой скорлупы:

- снижение теплопотерь на 40%;
- простота укладки. Как показывает практика, два человека без особых навыков, способны за сутки утеплить скорлупой ППУ около 300 метров трубопровода;
- скорость монтажа;
- устойчивость пенополиуретана к различного рода воздействиям: химическому, механическому (частично), атмосферному, биологическому;
- экологическая безопасность;
- отсутствие температурных ограничений на время выполнения работ;
- возможность повторного использования трубной скорлупы ППУ;
- обеспечение быстрого доступа к поврежденному участку трубопровода;
- отсутствие «эффекта зимнего парения» - на помещенной в скорлупу ППУ трубе не конденсируется влага;
- долгий период эксплуатации.

Недостатки скорлупы ППУ:

- дополнительные расходы на перевозку сегментов;

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- недопустимость использования при сверхвысоких температурах (свыше +120 °С). Таким образом, теплоизоляция для труб ППУ неприменима для теплоизоляции паропроводов.

Для защиты пенополиуретана применяются защитные покрытия. Назначение защитных материалов – придание дополнительных свойств и защита от разных видов повреждения (ультрафиолета, механических воздействий и т.п.).

- фольга (фольгопергамин). Скорлупа ППУ с фольгированным покрытием обладает высокими прочностными характеристиками;
- стеклопластик. Скорлупа ППУ с покрытием стеклопластик обеспечивает надежную защиту от ультрафиолета, поэтому применяется для утепления магистралей, проложенных воздушным путем. При этом стеклопластик достаточно прочен, чтобы выдержать механические повреждения. В настоящее время стеклопластиковое покрытие считается самым прочным;
- пергамин (кровельный материал). Трубная скорлупа ППУ с покрытием из пергамин устойчива к ультрафиолету, но уступает стеклопластику по показателю прочности;
- армофол (армированная алюминиевая фольга). Скорлупа ППУ с покрытием армофол предназначена для утепления магистралей в условиях значительных перепадов температур. Фольгированный слой обеспечивает скорлупе дополнительные теплоизоляционные показатели;
- оцинкованная сталь. Оцинкованное покрытие для скорлупы ППУ разработано для утепления трубопроводов, проложенных воздушным путем. Оцинкованная оболочка надежно защищает скорлупу и трубы от повреждений, ультрафиолета. Скорлупа ППУ с оцинкованным покрытием устойчива к биологической активности, при этом она более бюджетная, нежели скорлупа с покрытием стеклопластик;
- скорлупа ППУ без покрытия. Наиболее бюджетный вариант. Такой способ утепления приемлем, если трубопровод расположен в закрытом помещении и дополняется защитным кожухом.

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

В результате утепления трубы скорлупой из пенополиуретана удается достичь такого же эффекта, как и при укладке готовых труб в ППУ изоляции. Единственное отличие – это отсутствие системы ОДК (оперативного диагностического контроля). Назначение системы – мониторинг текущего состояния исправности трубопровода.

**Технология «труба в трубе».** Так называют предизолированные вспененным полиуретаном трубы. Используется для изоляции трубы из нержавеющей и оцинкованной стали, из полипропилена и полиэтилена. Суть метода в следующем: на трубу, по которой будет транспортироваться вещество, надевается другая, большая по диаметру. В образовавшуюся полость между трубами заливается пенополиуретан, который, вспениваясь и затвердевая, образует теплоизоляционный слой.

Третий способ теплоизоляции – напыление пенополиуретана с помощью специального оборудования. Пенополиуретан обладает наименьшим коэффициентом теплопроводности из всех применяемых в настоящее время теплоизоляционных материалов. Для сравнения: он в 25 раз эффективнее силикатного кирпича, в 4,5 раза – керамзитного гравия, в 2 раза – плит из минеральной ваты и стеклянного штапельного волокна и в 1,5-1,7 раз эффективнее пенополистирола. 45-и мм слоя покрытия из ППУ достаточно для воздушной прокладки трубопровода даже при условии, что температура теплоносителя до +1100 С, а наружная температура до -250 С.

Метод хорош для изоляции на месте небольших участков трубопроводов. Так как данный метод достаточно дорогой, то недостатком является значительный перерасход компонентов при напылении на трубы маленького диаметра. Поэтому его используют для трубопроводов большого диаметра и небольшой протяженности.

Основной недостаток ППУ-теплоизоляции трубопроводов в дороговизне.. Но среди достоинств следует учесть:

- доказанный срок безремонтной службы ППУ-теплоизоляции – 50 лет
- количество теплопотерь снижается на 40%

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

- снижение эксплуатационных расходов в 9 раз
- пенополиуретановая предизоляция может быть смонтирована с системой оперативного дистанционного контроля, самостоятельно оповещающего о нарушении теплоизоляции на конкретном участке [19].

#### ***4.4.3. Другие способы теплоизоляции труб***

Помимо этих основных типов утеплителей используется еще несколько. Пенополистироловый утеплитель имеет вид двух соединяющихся частей, скрепляемых методом шип-паз. Это предотвращает образование мостиков холода в слое теплоизоляции.

Пенопласт отличается низкой степенью теплопроводности и водопоглощения, длительным сроком службы (более 50 лет), отличной термостойкостью и звукоизоляцией, а также относительной пожаробезопасностью. Он незаменим при утеплении трубопроводов в промышленном строительстве.

Пеноизол имеет схожие с пенопластом свойства. Отличается пеноизол лишь тем, что он поставляется в жидком виде. При его нанесении на трубы не остается пробелов, что обеспечивает высокую герметичность после высыхания теплоизолятора.

Пеностекло считается абсолютно безопасным утеплителем, такие материалы делаются из стекла ячеистой структуры. Пеностекло прочно, долговечно, оно не горит, не дает усадку, устойчиво к химическим парам и средам, легко выдерживает нашествия грызунов.

#### **Теплоизолирующая краска**

Краска производится из следующих компонентов: микросферы из керамики, пеностекло, перлит и другие теплоизоляционные вещества. Покрытие трубы теплоизолирующей краской дает тот же эффект, что и утепление несколькими слоями пенополистирола или минеральной ваты. Краска нетоксична, безопасна для человека и природы, практически не имеет запаха, потому при ее применении не требуется проветривание. Она устойчива к нагреву до высоких

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

температур, а также защищает металл от коррозии. Краска может использоваться как в бытовых, так и в производственных и промышленных условиях. Данный утеплитель выпускается в виде аэрозоля, это максимально облегчает нанесение и позволяет покрыть краской даже самые труднодоступные участки трубопровода.

					Повышение надежности подземных МГ в криолитозоне	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		













## Расчеты:

1) Определим глубину заложения фундамента ( $z$ ), считая от верхней границы вечномерзлых грунтов:

$$z = L - L_0 - D_{ом}, \quad (5.10)$$
$$z = 8 - 3 - 1,27 = 3,73 \text{ м}$$

2) Рассчитаем параметр  $y$ :

$$y = 0,019 \cdot z \cdot \sqrt{C_r / \lambda_r} \quad (5.11)$$
$$y = 0,019 \cdot 3,73 \cdot \sqrt{592 / 2,37} = 1,12$$

3) По формуле вычисляем коэффициент  $\alpha$ :

$$\alpha = 0,44 \cdot \sqrt{y} \quad (5.12)$$
$$\alpha = 0,44 \cdot \sqrt{1,12} = 0,465$$

4) Определим коэффициент затухания температурной дисперсии ( $D$ ) по формуле:

$$D = \begin{cases} [0,78 + 0,74 \cdot \ln(y)] / y, & y > 1 \\ 1 - 0,22y, & y \leq 1 \end{cases} \quad (5.13)$$

Так как по формуле (5.11) значение параметра  $y = 1,12$ , то

$$D = [0,78 + 0,74 \cdot \ln(y)] / y = (0,78 + 0,74 \cdot \ln(1,12)) / 1,12 = 0,771$$

5) Рассчитаем максимальную в годовом периоде среднюю по глубине заложения фундамента температуру вечномерзлого грунта в установившемся эксплуатационном режиме (эквивалентную температуру грунта, °C)  $T$ :

$$T = \alpha \cdot T_0, \quad (5.14)$$
$$T = 0,465 \cdot (-1,7) = -0,79^\circ\text{C}$$

6) Зная значения  $D$  и  $T$ , можно рассчитать коэффициент вариации несущей способности основания  $\nu_{осн}$ :

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





$$\gamma_z = \frac{Y_u / Y_0 - 1}{2 \cdot v_w}, \quad (5.25)$$

$$\gamma_z = \frac{0,098/0,036-1}{2 \cdot 0,26} = 3,312$$

16) По аналогии с (6.19) для интенсивности отказов при действии горизонтальной нагрузки запишем:

$$m(\gamma_z) = \frac{\exp(-0,5 \cdot \gamma_z^2)}{\gamma_z \cdot \sqrt{2\pi}} \quad (5.26)$$

$$m(\gamma_z) = \frac{\exp(-0,5 \cdot 3,312^2)}{3,312 \cdot \sqrt{2\pi}} = 0,0005$$

Далее расчеты будем проводить расчеты в табличной форме по формулам (5.27-5.31) (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Результаты расчёта

Параметры	Время, лет										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\mu(t)$	0,000	0,059	0,118	0,176	0,235	0,294	0,353	0,412	0,470	0,529	0,588
$P(t)$	1,000	0,943	0,889	0,838	0,790	0,745	0,703	0,663	0,625	0,589	0,555
$K(k)$	1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,540	0,500	0,463
$q(t)$	0,000	0,057	0,054	0,051	0,048	0,045	0,043	0,040	0,038	0,036	0,034
$q(t) \cdot K(t)$	0,000	0,053	0,046	0,040	0,035	0,031	0,027	0,023	0,020	0,018	0,016
$R(t)$	0,000	0,057	0,111	0,162	0,210	0,255	0,297	0,337	0,375	0,411	0,445
Параметры	Время, лет										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
$\mu(t)$	0,647	0,706	0,764	0,823	0,882	0,941	1,000	1,058	1,117	1,176	
$P(t)$	0,524	0,494	0,466	0,439	0,414	0,390	0,368	0,347	0,327	0,309	
$K(k)$	0,429	0,397	0,368	0,340	0,315	0,292	0,270	0,250	0,232	0,215	
$q(t)$	0,032	0,030	0,028	0,027	0,025	0,024	0,022	0,021	0,020	0,019	
$q(t) \cdot K(t)$	0,014	0,012	0,010	0,009	0,008	0,007	0,006	0,005	0,005	0,004	
$R(t)$	0,476	0,506	0,534	0,561	0,586	0,610	0,632	0,653	0,673	0,691	
Параметры	Время, лет										
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
$\mu(t)$	1,235	1,294	1,352	1,411	1,470	1,529	1,588	1,646	1,705	1,764	
$P(t)$	0,291	0,274	0,259	0,244	0,230	0,217	0,204	0,193	0,182	0,171	
$K(k)$	0,199	0,184	0,170	0,158	0,146	0,135	0,125	0,116	0,107	0,099	
$q(t)$	0,018	0,017	0,016	0,015	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,010	
$q(t) \cdot K(t)$	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	
$R(t)$	0,709	0,726	0,741	0,756	0,770	0,783	0,796	0,807	0,818	0,829	

Из таблицы  $\mu(t)$  – математическое ожидание числа выбросов за время  $t$ , равное сумме выбросов от действия вертикальной и горизонтальной нагрузки за каждый год в интервале времени от 0 до  $t$ :

$$\mu(t) = t \cdot [m(\gamma_1) + m(\gamma_2)], \quad (5.27)$$

где  $t$  – число лет.

$P(t)$  – функция надежности свайного основания:

$$P(t) = \exp [-\mu(t)] \quad (5.28)$$

$K(t)$  – коэффициент, учитывающий время отказа:

$$K(k) = (1+Q)^{-k}, \quad (5.29)$$

где  $k$  – номер года.

$q(k)$  – плотность отказа в  $k$ -й год, определяемая из формулы:

$$q(k) = P(k-1) - P(k). \quad (5.30)$$

Опасность возможных аварий магистральных газопроводов обратно пропорциональна их надежности. Чем выше надежность, тем меньше опасность или, иначе, вероятность отказа трубопроводной системы, которую принято называть риском. Итак, риск есть вероятность отказа системы (вероятность аварии) в течение всего срока ее эксплуатации, а зависимость вероятности отказа от времени – функция риска  $R(t)$ :

$$R(t) = 1 - P(t) \quad (5.31)$$

Математическое ожидание затрат на ликвидацию аварий и связанных с ней экологических последствий принято называть ценой риска. Теперь вычислим цену риска ( $C_p$ ):

$$C_p = C_0 \cdot \sum K(k) \cdot q(k) \quad (5.32)$$

$$C_p = 100000 \cdot 0,409 = 409000 \text{ у.е.}$$

Абсолютное значение цены риска  $C_p$  сегодня вычислить не представляется возможным, поскольку затраты на ликвидацию аварий  $C_0$  являются закрытой информацией. Поэтому можно говорить лишь о некоторых условных единицах (у.е.). [26,27]

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По данным из таблицы 5.1 построим график зависимости надежности газопровода от срока эксплуатации:

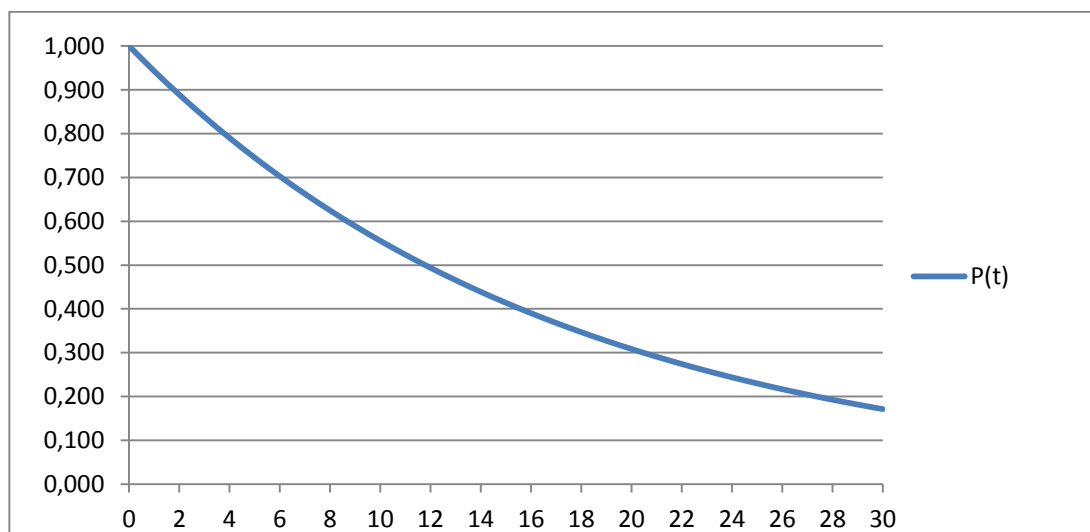


Рис.5.1 – График зависимости надежности нефтепровода от срока эксплуатации

В ходе проведенных расчетов было установлено, что надежность газопровода через 30 лет эксплуатации составит 17,1%, цена риска составит 409 000 у.е.

На рисунке представлен график надежности газопровода во времени для надземной прокладки. При надземной прокладке он снижается равномерно, соответственно график роста вероятности аварий во времени будет равномерно расти. Это объясняется тем, что отказы системы связаны с изменением несущей способности свайного основания, обусловленной аномальными отклонениями температуры грунтов от своих расчетных значений. Аномальные отклонения равномерно распределяются по годам, поэтому и отказы растут равномерно.

Вычисленные в примерах надежность системы и цена риска соответствуют конкретным условиям. В общем случае эти параметры поддаются управлению посредством изменения конструктивных решений, например, для надземного газопровода за счет изменения длины свай, для подземного – за счет изменения толщины кольцевой теплоизоляции.

### 5.3 Теплотехнический расчет газопровода.

Проведение расчетов осуществлялось с целью принятия наиболее обоснованных с технической точки зрения проектных решений, обеспечивающих требуемую надежность основания магистрального трубопровода Якутия – Хабаровск – Владивосток на участке «Чаянда – Ленск».

Для выполнения теплотехнического прогноза использовалась программа «Frost 3D Universal». Frost 3D Universal позволяет получать научно-обоснованные прогнозы тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов в условиях теплового влияния трубопроводов, добывающих скважин, гидротехнических и других сооружений с учетом термостабилизации грунта. Принятый срок расчетного прогноза согласно техническим требованиям – 25 лет.

Прогнозное теплотехническое моделирование осуществлялось с учетом вариантности технических решений в части применения пассивной теплоизоляции МГ, а именно:

- без применения пассивной теплоизоляции;
- с устройством пассивной изоляции из пенополистирола согласно ТУ 5767-001-01297858-02 мощностью 50 мм;
- с устройством пассивной изоляции из пенополистирола согласно ТУ 5767-001-01297858-02 мощностью 100 мм;
- с устройством пассивной изоляции из пенополистирола согласно ТУ 5767-001-01297858-02 мощностью 200 мм.

Согласно климатическому районированию для строительства исследуемый район расположен в районе 1А (СНиП 23-01-99) и характеризуется как наиболее суровый по условиям строительства зданий и сооружений. Описание климата территории представлено в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Климатические характеристики г. Ленск

Показатель	Месяца											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-29,8	-27,6	-16,5	-4,2	5,5	14,2	17,6	13,8	5,9	-4,5	-20,4	-28,9

					Расчетная часть							Лист
												72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								





грунтах изменяются от 1,0 до 2,5 м, глубины сезонного промерзания изменяются от 2,0-3,0 м.

Нормативная глубина промерзания-оттаивания по СНиП 23-01-99 и «Справочнику по климату» составляет:

- для суглинков и глин до 275 см
- для супесей и песков пылеватых до 321 см
- для песков гравелистых и крупных до 344 см
- для крупнообломочных грунтов до 390 см

С сезонным промерзанием грунтов тесно связан процесс морозного пучения.

Среднегодовые температуры ММП от минус 1,7 °С до 0 °С.

Для проведения теплотехнического расчета было выделено 4 участка, характеристики которых представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Краткая характеристика выделенных участков

№ участка	Пикеты	Тип ММП	Величина СТС/СМС, м	Температура на глубине нулевых амплитуд, °С
1	ПК 82+41,00	Сливающийся	1,4	-1,6
2	ПК 102+59,50	Сливающийся	1,4	-0,8
3	ПК 683+61,00	Сливающийся	2,0	-0,75
4	ПК 1610+87,00	Талый	2,8	+1,9

Прокладка магистрального трубопровода на всей протяженности участка «Чаянда – Ленск» принята подземной. Проектом предполагается прокладка газопровода в траншее. Основным мероприятием, обеспечивающим снижение воздействия на грунты основания, является применения пассивной теплоизоляции различной теплоизоляции. Заглубление трубы предусматривается до верха балласта не менее 1,0 м – в ММП и обводненных минеральных грунтах, а в средней глубина траншеи составляет 3,1 м.

Учитывая преимущественно зимние условия строительства линейной части, защита изоляционного покрытия газопровода на всем его протяжении

обеспечивается устройством подушки и обсыпки вокруг трубы из минерального грунта, выполняющего также и противопучинную функцию. Устойчивость газопровода против всплытия осуществляется балластировкой. Сложные природно – климатические и инженерно – геокриологические условия района строительства, а также сложный технологический тепловой режим трубопровода (высокие положительные температуры) на протяжении всего участка «Чаянда – Ленск», обуславливают использование многолетнемерзлых пород в качестве основания трубопровода как по I, так и по II принципу использования грунтов в качестве оснований.

Выбор принципа использования ММП в качестве основания газопровода и технических решений, обеспечивающих требуемую надежность на конкретных участках, осуществляется из анализа теплового взаимодействия газопровода с грунтами основания на этапе его эксплуатации, инженерно – геокриологических условий района строительства, способов его прокладки, температурой транспортируемого газа. Учитывая инженерно – геокриологические характеристики грунтов оснований возможны следующие технические решения:

- без применения дополнительных мероприятий;
- с устройством специальных мероприятий по закреплению (балластировке) трубопроводов против всплытия на участках с повсеместным распространением обводненных и водонасыщенных талых пучинистых грунтов;
- с устройством специальных мероприятий, исключающих или максимально снижающих техногенное воздействие трубопровода на грунты основания (ограничение глубины промерзания, в том числе термостабилизация ММП в процессе строительства и эксплуатации).

Основным техническим решением, обеспечивающим требуемую надежность МГ в процессе эксплуатации, является устройство пассивной теплоизоляции различной мощности в зависимости от технологического теплового режима газопровода. При проведении теплотехнических расчетов в

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

качестве пассивной теплоизоляции предусматривалось применение материала на основе пенополистирола типа «Пеноплэкс» с толщиной 50-200 мм.

Приведем подробные результаты после проведения теплотехнических расчетов в программном комплексе Frost 3D Universal.

### Результаты расчетов по участку №1:

Таблица 5.7 – Теплофизические характеристики грунтов участка №1

Интеграл, м	Грунты	Плотность сух. грунта, г/см <sup>3</sup>	Сум. Влажность (мерзлый грунт)	Теплопроводность, Вт/м*°С		Теплоемкость, МДж/м <sup>3</sup> *°С		Коэф. уравнения кривой незамерзшей воды			Температура начала заморозания, °С
			Природная влажность (талый гр)	талого	мерзлого	талого	мерзлого	А	В	С	
0-0,3	Торф	0,95	1,0	1,89	2,1	3,07	2,15	0,129	- 0,341	0,29 4	-0,1
0,3-1,5	Лёд	1,0	0,21	1,4	2,1	3,1	2,0	0,01	- 0,087	- 0,05 6	-0,1
1,5-7,2	Суглинок	1,87	0,11	1,19	1,32	2,62	2,28	0,053	0,245	3,68 4	-0,44
7,2-...	Доломит	2,3	0,06	1,96	1,96	2,23	2,23	- 0,000 1	0,015	0,05 6	-0,55

Таблица 5.8 – Условия теплообмена на поверхности земли и температуры транспортируемого газа

Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура воздуха, °С	-29,8	-27,6	-16,5	-4,2	5,5	14,2	17,6	13,8	5,9	-4,5	-20,4	-28,9
Термическое сопротивление поверхности грунта, (м <sup>2</sup> *°С)/Вт	1,42	1,64	1,6	1,08	0,28	0,3	0,36	0,37	0,37	2,47	0,83	1,09
Температура газа	20,3	21,06	21,85	22,63	23,42	24,21	25	24,21	23,42	22,63	21,85	21,06

Таблица 5.9 – Значения ореолов оттаивания/промерзания грунтов участка №1

Год эксплуатации	<b>Величина оттаивания нетеплоизолированного газопровода</b>	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	5,1
4	+	7,7
11	+	12,7
25	+	17,7
Год эксплуатации	<b>Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 50 мм</b>	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	2,2	2,5
4	2,7	4,4
11	2,7	8,4
25	2,9	11,4
Год эксплуатации	<b>Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 100 мм</b>	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	1,7	1,6
4	2,0	3,1
11	2,1	5,9
25	2,2	8,4
Год эксплуатации	<b>Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 200 мм</b>	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	1,3	1,1
4	1,5	1,9
11	1,7	3,1
25	1,7	4,9

## Результаты расчетов по участку №2:

Таблица 5.10 – Теплофизические характеристики грунтов участка №2

Интервал, м	Грунты	Плотность сух. грунта, г/см <sup>3</sup>	Сум. Влажность (мерзлый грунт)	Теплопроводность, Вт/м*°С		Теплоемкость, МДж/м <sup>3</sup> *°С		Коэф. уравнения кривой незамерзшей воды			Температура начала замерзания, °С
			Природная влажность (талый гр)	талого	мерзлого	талого	мерзлого	А	В	С	
0,0-3,0	Суглинок	1,88	0,25	1,45	1,62	3,02	2,48	0,077	0,083	0,402	-0,3
3,0-6,4	Щебень	1,77	0,17	2,37	2,62	2,61	2,02	-0,001	0,015	0,056	-0,1
6,4-...	Известняк	2,49	0,03	2,03	2,03	2,16	2,16	0,0003	0,011	-0,19	-0,3

Таблица 5.11 – Условия теплообмена на поверхности земли и температуры транспортируемого газа

Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура воздуха, °С	-29,8	-27,6	-16,5	-4,2	5,5	14,2	17,6	13,8	5,9	-4,5	-20,4	-28,9
Термическое сопротивление поверхности грунта, (м <sup>2</sup> *°С)/Вт	1,48	1,64	1,6	1,12	0,24	0,26	0,28	0,29	0,29	1,71	1,07	1,16
Температура газа	20,13	20,92	21,7	22,49	23,27	24,06	24,84	24,06	23,27	22,49	21,7	20,92

Таблица 5.12 – Значения ореолов оттаивания/промерзания грунтов участка №2

Год эксплуатации	Величина оттаивания нетеплоизолированного газопровода	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	5,8
4	+	9,8
11	+	15,8
25	+	21,8

Год эксплуатации	Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 50 мм	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	4,5
4	+	5,8
11	1,7	10,8
25	1,9	15,8
Год эксплуатации	Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 100 мм	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	4,5
4	1,3	4,8
11	1,4	8,3
25	1,6	12,8
Год эксплуатации	Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 200 мм	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	1,0	3,9
4	1,1	4,5
11	1,1	6,3
25	1,2	9,8

### Результаты расчетов по участку №3:

Таблица 5.13 – Теплофизические характеристики грунтов участка №3

Инте- рвал, м	Грунты	Плотнос- ть сух. грунта, г/см <sup>3</sup>	Сум.	Теплопрово-		Теплоемкость,		Коэф. уравнения			Темпе- ратура начала замерз- ания, °С
			Влажность (мерзлый грунт)	дность, Вт/м*°С	МДж/м <sup>3</sup> *°С		кривой незамерзшей воды				
			Природная влажность (талый гр)	талог о	мерз лого	талог о	мерзлог о	А	В	С	
0,0- 2,5	Глина	1,57	0,3	1,63	1,79	3,44	2,58	0,123	0,148	0,33 7	-0,43
2,5- ...	Суглинок	2,13	0,12	1,28	1,36	2,73	2,44	0,05	0,136	1,48 3	-0,61

Таблица 5.14 – Условия теплообмена на поверхности земли и температуры транспортируемого газа

Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура воздуха, °С	-29,8	-27,6	-16,5	-4,2	5,5	14,2	17,6	13,8	5,9	-4,5	-20,4	-28,9
Термическое сопротивление поверхности грунта, (м <sup>2</sup> *°С)/Вт	1,68	1,64	1,49	1,12	0,28	0,3	0,32	0,33	0,33	1,33	1,15	1,31
Температура газа	16,0	16,7	17,5	18,2	18,9	19,6	20,7	19,6	18,9	18,2	17,5	16,7
	7	9	1	2	4	6	4	6	4	2	1	9

Таблица 5.15 – Значения ореолов оттаивания/промерзания грунтов участка №3

Год эксплуатации	Величина оттаивания нетеплоизолированного газопровода	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	
4	+	
11	+	
25	+	
Год эксплуатации	Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 50 мм	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	
4	+	
11	1,6	
25	1,7	
Год эксплуатации	Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 100 мм	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	+	
4	1,1	
11	1,3	
25	1,4	



Год эксплуатации	Величина оттаивания газопровода с теплоизоляцией 200 мм	
	Над верхней образующей трубы, м	Над нижней образующей трубы, м
2	0,9	1,8
4	1,0	2,7
11	1,0	5,1
25	1,1	7,0

### Результаты расчетов по участку №4:

Таблица 5.16 – Теплофизические характеристики грунтов участка №4

Инте рвал, м	Грунты	Плотность сух. грунта, г/см <sup>3</sup>	Сум. Влажность (мерзлый грунт)	Теплопроводность, Вт/м*°С		Теплоемкость, МДж/м <sup>3</sup> *°С		Коэф. уравнения кривой незамерзшей воды			Темпе ратура начала замерз ания, °С
			Природная влажность (талый гр)	талог о	мерз лого	талог о	мерзлог о	А	В	С	
0,0- 12,0- ...	Суглинок	1,99	0,15	1,28	1,38	2,74	2,4	0,000 4	0,007	- 0,19 6	-0,36

Таблица 5.17 – Условия теплообмена на поверхности земли и температуры транспортируемого газа

Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура воздуха, °С	- 29,8	-27,6	-16,5	-4,2	5,5	14,2	17,6	13,8	5,9	-4,5	-20,4	-28,9
Термическое сопротивление поверхности грунта, (м <sup>2</sup> *°С)/Вт	2,27	2,43	2,39	1,66	0,16	0,19	0,21	0,22	0,22	2,47	1,38	1,66
Температура газа	9,56	10,17	10,78	11,39	12	12,61	13,22	12,61	12	11,39	10,78	10,17



характеризующих его пространственную устойчивость и прочность к явлениям осадки или всплытия, и принятию технических решений, обеспечивающих его надежность в процессе эксплуатации.

					Расчетная часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ5А	<b>ФИО</b> Шефер Яна Евгеньевна
------------------------	------------------------------------

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	<i>Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов на выполнение работ по строительству магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов и экономическая оценка наиболее выгодного диаметра трубопровода</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>СНиП 2.05.06-85</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г № 55-ФЗ</i>

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала	<i>Обоснование перспективности проведения капитального ремонта магистрального газопровода в мерзлых грунтах с целью повышения его надежности и уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций.</i>
2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, риски и организация закупок	<i>Планирование видов работ Формирование кадрового состава Расчет основных статей расходов</i>
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Экономическое обоснование проведения мероприятия по капитальному ремонту магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	13.04.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	К.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шефер Яна Евгеньевна		

## Введение

В магистерской диссертации был рассмотрен комплекс мероприятий по повышению эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций при транспортировке газа, предусмотрено своевременное выполнение капитального ремонта магистральных газопроводов.

Рассчитаем и проанализируем затраты по капитальному ремонту магистрального газопровода в условиях криолитозоны. Предлагается произвести ремонт магистрального газопровода, расположенного на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

В ходе работы были рассчитаны затраты на проведение работ по замене трубы для разных диаметров и выбран экономически наиболее выгодный вариант.

### 6.1 Определение экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода

Капитальные затраты и эксплуатационные расходы зависят от диаметра трубопровода. Поэтому возникает вопрос об отыскании оптимального диаметра трубопровода (оптимальный вариант трубопровода). По действующей в настоящее время методике оптимальный диаметр трубопровода определяют по минимуму приведенных расходов.

Для достижения экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода по приведенным расходам необходимо произвести гидравлический расчет по нескольким вариантам.

Таблица 6.1 - Заданные данные:

L, км	$\Delta Z$ , м	G, млн. т/год	$\rho$ , т/м <sup>3</sup>	Марка стали	Кинематическая вязкость, $\nu$
1440	2450	3,0	0,91	10Г2ФБ	0,00033

Зная годовую пропускную способность трубопровода  $G = 3,0$  млн. т/год определяем наружный диаметр трубопровода.

Таблица 6.2 - Ориентировочные параметры магистральных трубопроводов

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент					

Пропускная способность, G млн. т/год	Наружный диаметр трубы $D_n$ , м	Рабочее давление, МПа
1,6-2,4	325	6,6 - 7,4
2,2 - 3,4	377	5,4 - 6,4
3.2-4,4	426	5,4 - 6,4

$$D_{\text{Нар}} = D_{\text{Н2}} = 377 \text{ мм.}$$

К нему добавляем из таблицы 6.10 два ближайших по ГОСТу диаметра: больший  $D_{\text{Н3}} = 426\text{мм}$  и меньший -  $D_{\text{Н1}}=325$  мм. Дальнейший расчет осуществляется по трем стандартным диаметрам.

Для каждого диаметра вычисляется толщина стенки трубы по формуле:

$$\delta = n \cdot \rho \cdot D_{\text{нар}} / 2 \cdot (n \cdot \rho + R_1), \text{ (мм)} \quad (6.1)$$

где:  $\delta$  - толщина стенки трубы, мм;  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке,  $n = 1, 1$ ;  $R_1$  - нормативное сопротивление сжатию, МПа;  $\rho$  - давление в трубопроводе, МПа.

Значение  $R_1$  определяется из выражения:

$$R_1 = 0,7 \cdot \sigma_b, \text{ (МПа)} \quad (6.2)$$

где:  $\sigma_b$  - предел прочности при сжатии, МПа.

Так как сталь марки 10Г2ФБ, то  $\sigma_b = 590$  МПа. Следовательно,

$$R_1 = 0,7 \cdot 590 = 413 \text{ МПа.}$$

Определим толщину стенки труб:

$$\delta_1 = 1,1 \cdot 7,0 \cdot 325 / 2 (1,1 \cdot 7,0 + 143) = 9 \text{ мм}$$

$$\delta_2 = 1,1 \cdot 5,9 \cdot 377 / 2 (1,1 \cdot 5,9 + 143) = 9 \text{ мм}$$

$$\delta_3 = 1,1 \cdot 5,9 \cdot 426 / 2 (1,1 \cdot 5,9 + 143) = 10 \text{ мм}$$

Определим внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{Нар}} - 2 \delta \quad (6.3)$$

$$D_{\text{вн1}} = 325 - 2 \cdot 9 = 307 \text{ мм}; D_{\text{вн2}} = 377 - 2 \cdot 9 = 359 \text{ мм}; D_{\text{вн3}} = 426 - 2 \cdot 10 = 406 \text{ мм}$$

В соответствии с расчетной пропускной способностью производим выбор магистральных нефтеперекачивающих насосов.

Тип насоса определяется по значению средней пропускной способности в год в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Тип насоса в зависимости от пропускной способности

					Финансовый менеджмент	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$n_0 = (H - N \cdot h_{\text{ПН}}) / H_{\text{СТ}} \quad (6.6)$$

Значение  $N \cdot h_{\text{ПН}}$  можно принять равным нулю.

$$n_{01} = (1115,6 - 0) / 1425 = 1; n_{02} = 964,7 / 1380 = 1; n_{03} = 1008,8 / 900 = 2$$

Капитальные затраты на сооружение трубопроводов с лупингами определяем из выражения:

$$K = C \cdot L + C_{\text{П}} \cdot X_{\text{Л}} + C_{\text{ГНС}} + (n_0 - 1) C_{\text{ЛНС}} + C_{\text{Р}} \cdot V_{\text{Р}}, \quad (6.7)$$

где:  $C_{\text{П}}$  - стоимость единицы длины лупинга;  $X_{\text{Л}}$  - длина лупинга;  $C$  - стоимость единицы длины основного трубопровода;  $C_{\text{ЛНС}}$ ,  $C_{\text{ГНС}}$  - стоимость соответственно промежуточной и головной насосной станции;  $C_{\text{Р}}$  - стоимость единицы резервуара;  $V_{\text{Р}}$  - суммарная установленная вместимость на трубопроводе.

$$V_{\text{Р}} = (\pi D^2 / 4) L - \text{объем цилиндра, или } V_{\text{Р}} = \pi R^2 L.$$

Затраты (стоимость) на строительство линейной части трубопровода приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Капитальные затраты на строительство линейной части нефтепровода, тыс. руб/км

Наружный диаметр ДН, мм	Основная нитка	Лупинг
325	58	45
377	65	55
426	75	63

Стоимости сооружения головной и промежуточных (линейных) насосных станций приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5- Капитальные затраты на строительство ГНС И ПНС

Производительность нефтепровода, млн. т/год	Марка основных насосов на перекачивающих станциях	Стоимость НПС, тыс. руб; <i>Головной Промежуточной</i>
1,5-2,1	НМ-250-475	<b>2043</b> 1370
2,1-3,1	НМ-360-460	<b>2551</b> 1710
3,1-4,3	НМ-500-300	<b>2834</b> 1900

$$V_{\text{Р}1} = 3,14 \cdot (0,1535 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1440 = 106,5 \text{ м}^3; V_{\text{Р}2} = 3,14 \cdot (0,1795 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1440 = 145,7 \text{ м}^3; V_{\text{Р}3} = 3,14 \cdot (0,203 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1440 = 186,3 \text{ м}^3$$



### Капитальные затраты:

$K_1 = 58 \cdot 1440 + 45 \cdot 1440 + 2043 + (1-1) \cdot 1370 + 33 \cdot 10,65 \cdot 10^{-8} = 150363$   
тыс. руб.

$K_2 = 65 \cdot 1440 + 55 \cdot 1440 + 2551 + (1-1) \cdot 1710 + 33 \cdot 14,57 \cdot 10^{-8} = 175351$   
тыс. руб.

$K_3 = 75 \cdot 1440 + 63 \cdot 1440 + 2834 + (2-1) \cdot 1900 + 33 \cdot 18,63 \cdot 10^{-8} = 203454$   
тыс. руб.

Эксплуатационные затраты определяем по формуле:

$$\Xi = (\alpha_2 + \alpha_4) K_{лч} + (\alpha_1 + \alpha_3) K_{ст} + \Xi_э + \Xi_т + \Xi_з + \Pi; \quad (6.8)$$

$K_{лч}$  - капитальные вложения в линейную часть для трубопроводов с лупингом. Они рассчитываются по формуле:

$$K_{лч} = [C \cdot (L - Xв) + Cв \cdot Xв] \kappa_т; \quad (6.9)$$

В этой формуле:  $C$  - цена основной нитки;  $L$  - длина трубопровода;  $Xв$  - не учитывается при расчетах;  $Cв$  - расходы на воду, смазку и топливо на одну станцию, 6 тыс.рублей;  $\kappa_т$  - коэффициент, равный 1.

$$K_{лч1} = [58 \cdot 1440 + 6] \cdot 1 = 83526 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{лч2} = [65 \cdot 1440 + 6] \cdot 1 = 93606 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{лч3} = [75 \cdot 1440 + 6] \cdot 1 = 108006 \text{ тыс. руб.}$$

$K_{ст}$  - капитальные вложения в насосные станции:

$$K_{ст} = [C_{гнс} + (n_0 - 1) C_{лнс} + C_p Vp] \kappa_т \quad (6.10)$$

$$K_{ст1} = [2043 + (1 - 1) \cdot 1370 + 33 \cdot 10,65 \cdot 10^{-8}] \cdot 1 = 2034 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ст2} = [2551 + (1 - 1) \cdot 1710 + 33 \cdot 14,57 \cdot 10^{-8}] \cdot 1 = 2551 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ст3} = [2834 + (2 - 1) \cdot 1900 + 33 \cdot 14,57 \cdot 10^{-8}] \cdot 1 = 4734 \text{ тыс. руб.}$$

$\Xi_э$  - затраты на электроэнергию:

$$\Xi_э = N \cdot C_э, \quad (6.11)$$

$N$  - годовой расход электроэнергии, который рассчитывается по формуле:

$$N = ((G_r \cdot H_{ст} \cdot K_c / 367 \cdot \eta_n \cdot \eta_{элдв}) + N_c) \cdot n_0, \quad (6.12)$$

$K_c$  - коэффициент, учитывающий снижение расхода электроэнергии при сезонном регулировании подачи,  $K_c = 1$ ;  $\eta_n$  - к. п. д. насоса при работе на перекачиваемом продукте (0,75 - 0,85);  $\eta_{элдв}$  - к. п. д. электродвигателя (0,85 -

					Финансовый менеджмент	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

0,92);  $N_c = 1,75 \cdot 10^6$  кВт. ч - расход электроэнергии на собственные нужды насосной станции.

$$N_1 = ( (3,0 \cdot 10^6 \cdot 1425 \cdot 1/367 \cdot 0,8 \cdot 0,9) + 1,75 \cdot 10^6 ) \cdot 1 = 17928474 \text{ кВт. ч}$$

$$N_2 = ( (3,0 \cdot 10^6 \cdot 1380 \cdot 1/367 \cdot 0,8 \cdot 0,9) + 1,75 \cdot 10^6 ) \cdot 1 = 17417575 \text{ кВт. ч}$$

$$N_3 = ( (3,0 \cdot 10^6 \cdot 900 \cdot 1/367 \cdot 0,8 \cdot 0,9) + 1,75 \cdot 10^6 ) \cdot 2 = 23935966 \text{ кВт. ч}$$

$$C_3 = 0,015 \text{ руб/ (кВт. ч)}$$

$$Z_{31} = 17928474 \cdot 0,015 = 268,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{32} = 17417575 \cdot 0,015 = 261,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{33} = 23935966 \cdot 0,015 = 359,0 \text{ тыс. руб. .}$$

Подсчитаем затраты на заработную плату:

$$Z_3 = C_3 \cdot n_0, \quad (6.13)$$

где:  $C_3$  - заработанная плата на одну станцию, 80 тыс. руб/год;  $n_0$  - число перекачивающих станций.

$$Z_{31} = 80 \text{ тыс. руб/год}; Z_{32} = 80 \text{ тыс. руб/год}; Z_{33} = 160 \text{ тыс. руб/год.}$$

Подсчитать затраты на воду, смазку и топливо:

$$Z_T = C_B \cdot n_0, \quad (6.14)$$

$$Z_{T1} = 6 \text{ тыс. руб/год}; Z_{T2} = 6 \text{ тыс. руб/год}; Z_{T3} = 12 \text{ тыс. руб/год.}$$

$$\Pi - \text{прочие расходы, } \Pi = 0,253.$$

Полученные значения подставляем в формулу и вычисляем эксплуатационные затраты.

$$\mathcal{E}_1 = (2,03 + 0,174) \cdot 83526 + (173,7 + 26,5) \cdot 2034 + 268,9 + 6 + 80 + 0,253 = 591653 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_2 = (2,275 + 0,195) \cdot 93606 + (216,8 + 33,2) \cdot 2551 + 261,3 + 6 + 80 + 0,253 = 869304 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_3 = (2,625 + 0,225) \cdot 108006 + (240,9 + 36,8) \cdot 4734 + 359,0 + 12 + 160 + 0,253 = 1622980 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные расходы  $P$  (руб. /год) вычисляются по формуле:

$$P = \mathcal{E} + E \cdot K_{тр}, \quad (6.15)$$

где:  $\mathcal{E}$  - эксплуатационные расходы, руб/год;  $E$  - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12.

					Финансовый менеджмент	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\mathcal{E} = S \cdot G \cdot L; \quad (6.16)$$

Здесь S - себестоимость перевозок, для трубопроводного транспорта  $S=0,12$

$$\mathcal{E}_1 = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1440 = 3456000 \text{ руб/год}$$

$$\mathcal{E}_2 = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,8 \cdot 10^6 \cdot 1440 = 4838400 \text{ руб/год}$$

$$\mathcal{E}_3 = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3,8 \cdot 10^6 \cdot 1440 = 6566400 \text{ руб/год.}$$

$K_{\text{тр}}$  - капитальные вложения при сооружении трубопровода:

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{л}} + K_{\text{пс}} \quad (6.17)$$

$K_{\text{л}}$  - капиталовложения в линейную часть:  $K_{\text{л}} = C \cdot L$

$$K_{\text{л}1} = 58 \cdot 1440 = 83520 \text{ тыс. руб}; \quad K_{\text{л}2} = 65 \cdot 1440 = 93600 \text{ тыс. руб};$$

$$K_{\text{л}3} = 75 \cdot 1440 = 108000 \text{ тыс. руб.}$$

$K_{\text{пс}}$  - капиталовложения в перекачивающие станции:  $K_{\text{пс}} = C_{\text{гнс}} + (n_0 - 1) C_{\text{лнс}}$ ,

$$K_{\text{пс}1} = 2043 \text{ тыс. руб.}; \quad K_{\text{пс}2} = 2551 \text{ тыс. руб.}; \quad K_{\text{пс}3} = 4734 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь, рассчитываем приведенные расходы P:

$$P_1 = 3456 + 0,12 \cdot 2043 = 3701,16 \text{ тыс. руб. /год}$$

$$P_2 = 4838,4 + 0,12 \cdot 2551 = 5144,52 \text{ тыс. руб. /год}$$

$$P_3 = 6566,4 + 0,12 \cdot 4734 = 7134,48 \text{ тыс. руб. /год}$$

Объединим полученные данные в общую таблицу 6.6:

Таблица 6.6 – Результаты расчетов

Диаметр трубопровода, мм	Марка насоса	Капитальные затраты на сооружение трубопроводов с лупингами, тыс. руб.	Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	Приведенные расходы, тыс. руб. /год
325	НМ-250-475	150363	591653	3701,16
377	НМ-360-460	175351	869304	5144,52
426	НМ500-300	203454	1622980	7134,48

**Вывод:** Капитальные и эксплуатационные затраты на сооружение трубопроводов зависят от диаметра трубопровода. Оптимальный диаметр трубопровода определяют по минимуму приведенных расходов. Таким

образом, исходя из полученных данных, экономически наиболее выгодным диаметром трубопровода является диаметр 325 мм.

## **6.2 Расчет затрат на выполнение работ по капитальному ремонту магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов**

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;

б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;

в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;

г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Подсчитаем затраты на закупку основных МТР, используемых при работах по капитальному ремонту, для трубы диаметра 325 мм (таблица 6.7).

Определим суммарные затраты на покупку необходимых материалов. Затраты на приобретение материалов определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = N_{\text{мат}} * C_{\text{ед}}, \quad (6.18)$$

$N_{\text{мат}}$  – норма расхода материала (нат.ед);

$C_{\text{ед}}$  – цена за единицу материала (руб/нат.ед).

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

**Таблица 6.7 – Ведомость потребности материалов по капитальному ремонту магистрального газопровода**

	Наименование материала и оборудования	Ед.и зм.	К-во	Цена без НДС за ед. (руб)	Итого (руб)
1.	Трубы стальные электросварные прямошовные и спирально-шовные группы, толщина стенки 10 мм	м	1280	1 282, 40	1 641 472
2.	Сваи железобетонные	м3	399.75	1 954,90	781 471
3.	Раствор готовый кладочный цементный марки 150	м3	1271.4028	548.30	697 110
4.	Противоморозная добавка ФН	кг	11442.6252	6.92	79 129
5.	Песок природный для строительных работ средний	м3	600.46	55.26	33 181
6.	Сталь листовая толщиной 4,0 мм	т	0.0055	6 778.66	37
7.	Бетон тяжелый, крупность заполнителя 20 мм, класс В 10 (М150) МР3200	м3	446.9844	558.51	249 644
8.	Смесь песчано-гравийная природная	м3	16607.2625	60.00	996 436
9.	Щебень из природного камня для строительных работ марка 600, фракция 20-40 мм	м3	1742.1066	108.60	189 193
10.	Горячекатаная арматурная сталь периодического профиля класса А-III, диаметром 8 мм (фиксаторы)	т	16.714	8 102.64	135 428

Итого сумма затрат на приобретение основных материалов для капитального ремонта составит 4 803 101 рублей.

Затраты на приобретение спецжидкости и расходные и комплектующие части приведены в таблице 6.8.

**Таблица 6. 8– Затраты на расходные и комплектующие части и спецжидкости**

Наименование	Количество	Цена за единицу	Итого, руб
Тосол, л	1300	225	292500
Топливо, л	41000	25,5	1045500
Масло для техники, л	570	190	108300

Итого сумма затрат на оплату расходных и комплектующих частей составила 1 446 300,00 рублей.

По всем учтенным позициям материальные расходы на производство работ по капитальному ремонту МГ составляют 6 249 401 руб.



Таблица 6.10. – Амортизационные отчисления

№ пп	Наименование	Цена за ед., руб	Срок экспл., лет	Годовая норма амортизации, %	Ежемесячная сумма амортизационных отчислений, руб	Сумма амортизационных отчислений за 300 рабочих часов, руб
1	Экскаватор	1 890 000	5	20	31 500	31 500
2	Бульдозер	4 495 000	5	20	74 916,7	74 916,7
3	Машина для резки труб	140 000	5	20	2 333,3	2 333,3
4	Трубоукладчик	9 000 000	5	20	150 000	150 000
5	Трубогибочная машина	52 900	5	20	881,7	881,7
6	Вахтовый автобус	2 590 000	5	20	43 166,7	43 166,7
7	Топливозаправщик	2 050 000	5	20	34166,7	34166,7

Сумма амортизационных отчислений за период строительства составила 336 965,1 рублей.

### 6.5 Затраты на оплату услуг сторонним организациям

Затраты на оплату выполняемых услуг и работ сторонним организациям приведены в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Подрядные организации и стоимость их услуг

№ п/п	Вид деятельности	Наименование	Сумма к оплате за период ремонта, руб.
1.	Устройство фундамента МГ	ОАО «Веракангнум»	3 790 000
2.	Установка термостабилизаторов	ООО «Фундаментстройаркос»	1 210 000
2.	Монтаж МГ	ОАО «Веракангнум»	5 240 000
3.	Обеспечение связью	ООО «Связьтранснефть»	590 000

Итого сумма затрат на оплату подрядным организациям составила 7 419 000 руб.

## 6.6 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

- Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

- Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

- Надбавки по районным коэффициентам и за работу в районах Крайнего Севера, для Ямало-Ненецкого автономного округа, районный коэффициент составляет 1,5, а северная надбавка 80%.

- Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

- Надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 февраля 2005 г. N 51 "О размерах и порядке выплаты надбавки за вахтовый метод работы работникам организаций, финансируемых из федерального бюджета" [29]. Согласно [29] в районах Крайнего Севера установлен размер надбавки 75% тарифной ставки (оклада).

Все надбавки и доплаты к заработной плате указаны в таблице 6.12.

Таблица 6.12 - Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,5
северная надбавка	80%
надбавки за вахтовый метод работы	75%



Таким образом, с учетом показателей в таблице 6.12, рассчитаем количество работников, необходимых для проведения капитального ремонта МГ (таблица 6.13), и затраты на их заработную плату.

В нашем случае работы производятся вахтовым методом, со сменным графиком работы. Вахта длится 30 дней без учета времени в пути. Продолжительность ежедневной работы составляет 10 часов.

Таблица 6.13 – Общая численность рабочих, находящихся на вахте

Максимальное количество работающих, чел.		
Всего	в том числе	
	рабочих 87,5 %	ИТР 12,5 %
16	14	2

Произведем расчет заработной платы на примере механика:

Часовая тарифная ставка у механика – 65 рублей в час. Количество рабочих часов за период вахты – 300.

Заработная плата за месяц:  $ЗП = 65 * 300 = 19500$  рублей.

Заработная плата за месяц с учетом надбавок:  $ЗП = 19500 + 19500 * 0,5 + 19500 * 0,8 + 19500 * 0,75 = 59475$  рублей.

Подобным образом произведем расчеты по каждому работнику и занесем результаты в таблицу 6.14.

Таблица 6.14 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Часовая тарифная ставка	Заработная плата за месяц одного рабочего, руб.	Заработная плата за месяц одного рабочего с учетом надбавок, руб.	Итого заработанная плата за 300 рабочих часов, руб
Начальник участка	1	192	57600	175680	175680
Мастер сварочно-монтажного участка	1	168	50400	153720	153720
Машинист трубоукладчика	2	85	25500	77775	155550
Машинист бульдозера	2	83	24900	75945	151890
Водитель	3	80	24000	73200	219600

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					97	

Геодезист	1	112	33600	102480	102480
Буровой мастер	1	171	51300	156465	156465
Электроварщик	1	132	39600	120780	120780
Механик	2	65	19500	59475	118950
Трубопроводчик линейный	2	69	20700	63135	126270

Итого сумма на оплату труда персонала составила 1 481 385 рублей.

### 6.7 Затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования при проведении работ по капитальному ремонту магистрального газопровода представлены в таблице 6.15.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для прокладки магистральных трубопроводов (код по ОКВЭД - 45.21.3).

Таблица 6.15 – Расчет страховых взносов

Показатель	Начальник участка	Мастер сварочно-монтажного участка	Машинист труб-ка	Машинист бульдозера	Водитель
Количество работников	1	1	2	2	3
ЗП, руб.	175680	153720	155550	151890	219600
ФСС (2,9%)	5094,72	4457,88	4510,95	4404,81	6368,4
ФОМС (5,1%)	8959,68	7839,72	7933,05	7746,39	11199,6
ПФР (22%)	38649,6	33818,4	34221	33415,8	48312
Страхование от несчастных случаев (0,9%)	1581,12	1383,48	1399,95	1367,01	1976,4
Всего, руб.	54285,12	47499,48	48064,95	46934,01	67856,4
	Геодезист	Буровой мастер	Элек-ик	Механик	Трубопр-к линейный

Количество работников	1	1	1	2	2
ЗП, руб.	102480	156465	120780	118950	126270
ФСС (2,9%)	2971,92	4537,49	3502,62	3449,55	3661,83
ФОМС (5,1%)	5226,48	7979,72	6159,78	6066,45	6439,77
ПФР (22%)	22545,6	34422,3	26571,6	26169	27779,4
Страхование от несчастных случаев (0,9%)	922,32	1408,19	1087,02	1070,55	1136,43
Всего, руб.	31666,32	48347,7	37321,02	36755,55	39017,43
Общая сумма, руб.	457747,43				

Анализ таблицы показал, что всего расходы на страховые взносы составят 457 747,43 руб.

### 6.8 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение работ по капитальному ремонту магистрального газопровода (таблица 6.16).

Таблица 6.16– Затраты на капитальный ремонт МГ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Структурная форма, %
1. Материальные затраты	13 676 314,00	85,73
2. Затраты на оплату труда	1 481 385,00	9,29
3. Страховые взносы	457 747,43	2,87
4. Амортизационные отчисления	336 965,10	2,11
<b>Итого основные расходы</b>	<b>15 952 411,53</b>	<b>100</b>
Накладные расходы (20% от основных)	3 190 482,3	
<b>Всего затраты на мероприятие</b>	<b>19 142 893,83</b>	

В результате подсчетов и анализа полученных данных по капитальному ремонту магистрального газопровода на многолетнемерзлых грунтах можно сделать следующие выводы:

- Основная часть денежных средств расходуется на покупку материалов и заработную плату работникам
- Объект требует больших капитальных вложений.

Затраты на выполнение работ по объекту составляют 19 142 893,83 рублей, что является крупной суммой денежных средств. К работам на данном объекте, преимущественно, должны допускаться организации с достаточно большими финансовыми возможностями с целью уменьшения рисков срыва работ и обеспечением нормальной финансовой деятельности.

					Финансовый менеджмент	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5А	Шефер Яна Евгеньевна

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело, «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса газопровода проходит в районе распространения многолетнемерзлых грунтов. Климат холодный, характеризуется длительной зимой и коротким летом. При строительстве или ремонте газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Наиболее вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера.*

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

##### 1. Производственная безопасность

- 1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды:*
- превышенный уровень шума;
  - климатические условия;
  - утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.
- 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:*
- механические травмы при основных видах работ;
  - взрывоопасность;
  - пожароопасность.

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов		
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>			
Разраб.		Шефер Я.Е.			<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Руковод.		Антропова Н.А.				117	
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.		Бурков П.В.					
Заключение							

<b>2. Экологическая безопасность</b>	<i>Ремонт трубопровода сопровождается:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>– загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>– нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>– оттаиванием многолетнемерзлых грунтов;</li> <li>– повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>– изъятием земель;</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– разрывы газопровода;</li> <li>– влажный климат, длительные и сильные морозы;</li> <li>– пожары;</li> <li>– террористические акты.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей среды.	<i>Государственные гарантии и компенсации для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и районах приравненных к ним.</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	20.03.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шефер Яна Евгеньевна		

## **7 Социальная ответственность организаций при сооружении нефтепроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов**

При проведении работ на линейной части магистральных нефтепроводов, 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.

Магистральный нефтепровод, проложенный на участках с многолетнемерзлыми грунтами подвержен дополнительным физическим и механическим нагрузкам, вследствие оттаивания грунта. Этот фактор повышает степень возникновения аварий на нефтепроводе.

Нефтепроводные системы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами, как было сказано ранее, расположены в основном в северных районах Российской Федерации, в которых температура окружающей среды в зимнее время может опускаться до  $-40^{\circ}\text{C}$ , а летом не превышать  $+20^{\circ}\text{C}$ . При большой влажности и порывистых ветрах, работа на открытом воздухе в зимнее время становится просто невыносима.

### **7.1 Производственная безопасность**

Рассмотрим трассу магистрального газопровода, проходящую по территории Восточной Сибири, на участке распространения многолетнемерзлых грунтов. Территория Восточной Сибири расположена в зоне трёх типов климата: арктический климатический пояс, субарктический климатический пояс, умеренный климатический пояс. Климат Восточной Сибири холодный: зимы длятся от 5-6 месяцев на Байкале, до 7-8 месяцев в центре Якутии и Красноярского края и до 9-11 месяцев на крайнем севере. Лето же почти отсутствует на севере Восточной Сибири, а в центральной и южной её части меняется от 1,5-2 месяцев до 4-4,5.

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по повышению надежности газопровода на мерзлых грунтах, приведены в таблице 7.1:

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ликвидации аварии.

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Повышение надежности МГ с применением технологии термостабилизации грунтов	1. Повышенный шум; 2. Пониженная температура; 3. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу;	1. Механические травмы при основных видах работ; 2. Пожаровзрывоопасность; 3. Взрывоопасность;	<i>ГОСТ 12.0.002-2014</i> <i>ГОСТ 12.1.003-83</i> <i>ГН 2.2.5.1313-03</i> <i>ГОСТ 12.1.004-91</i>

### ***7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению***

Вредными производственными факторами называются факторы, воздействие которых на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности [30].

#### **Повышенный уровень шума**

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате работы строительной техники, агрегатов воздушного охлаждения газа, системы вентиляции, системы технологического сброса газа, ГПА.

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Вредное



воздействие шума не ограничивается влиянием только лишь на органы слуха. Повышенный шумовой раздражитель негативно влияет на нервную систему человека, сердечно – сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики.

Шумы уровня 70 – 90 дБ при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, а более 100 дБ – к снижению слуха, вплоть до глухоты [31].

Основные методы борьбы с шумом:

- удаление источника шума на расстояние, при котором уровень звукового давления не превышает допустимых значений;
- изоляцией источника шума;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противозумные вкладыши;
- совершенствование технологии ремонта и обслуживания машин;
- соблюдение режима труда и отдыха.

### **Пониженная температура**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Средняя температура воздуха зимой на территории Сибири изменяется от (- 26 до - 42)°С. В долинах температура воздуха может понижаться до - 60°С. Максимальная температура в июле – августе не более +15°С. Многолетняя мерзлота (сплошная или островная) охватывает более 95% площади восточной Сибири и отсутствует лишь на крайнем юго-западе Красноярского края.

Холод является одним из вредных факторов. Обуславливая общее и локальное охлаждение, он вызывает напряжение различных функциональных

систем человека, приводит к снижению работоспособности, увеличению травматизма, нарушению здоровья.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе, показаны в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [32]

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

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды. Комплект одежды включает: куртку (телогрейку); ватные штаны; свитер; головной убор (шапка); перчатки; обувь [32].

### **Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу**

Источником утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу являются негерметичные соединения или, аварийные выбросы газа при отказах и ремонте линейной части магистральных газопроводов, разрывы газопровода, пожары на газопроводах.

Воздействие утечки вредных веществ на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма. В таблице 7.3 приведены некоторые предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе.

Таблица 7.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [33]

Наименование вещества	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сероводород	10	4
Азота диоксид	5	3
Хлор	1	2
Формальдегид	0,5	2

Основные методы борьбы с токсическим влиянием вредных газов на человека:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогазы, респираторы;
- Соблюдение техники безопасности.

### ***7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия 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 [30].

#### **Механические травмы**

При проведении работ строительству или ремонту МГ возможность получения механических травм высока. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Основные причины травматизма при сборке и сварке на монтажной площадке: отсутствие грузоподъемных средств для подъема тяжелых деталей;

неисправность такелажных приспособлений; неисправный инструмент - кувалды, молотки, гаечные ключи, зубила и т. п., отсутствие защитных очков при очистке швов от шлака; отсутствие спецодежды и других защитных средств.

### **Взрывоопасность**

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. Нижним пределом взрываемости называется то минимальное содержание газа или пара в воздухе, которое при воспламенении может привести к взрыву. Верхний пределом взрываемости называется то максимальное содержание газа или пара в воздухе, при котором в случае воспламенения еще может произойти взрыв. 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.

### **Пожароопасность**

Причинами возникновения пожаров могут быть нарушение технологических процессов и неисправность оборудования, в частности несвоевременный ремонт оборудования, нарушение технологических инструкций, введение в технологию производства материалов без учета их пожароопасных свойств, образование значительных электростатических зарядов. Наиболее пожароопасными являются технологические процессы, связанные с проведением огневых работ (сварка и резка металла, паяние). Пожарная опасность трубопроводов с горючими газами, работающих под

давлением, обусловлена возможностью выхода горючих продуктов наружу из-за образования неплотностей и повреждений [34].

Опасными факторами, воздействующими на людей в случае возникновения пожара, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

Основным средством тушения пожаров являются воздушно-механические пены.

Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших, локальных очагов горения, а также в комбинации с пенными средствами:

- основное тушение пеной общей площади пожара, с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения;
- основное тушение порошком небольших очагов горения, затем подача пены для предотвращения повторного воспламенения участков.

## **7.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух**

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

Возможны также выбросы, связанные с отклонением от технологического режима (сброс с предохранительных клапанов, аварийный сброс).

Основными путями снижения и полной ликвидации загрязнения атмосферы служат: разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях, использование экологически безопасных источников энергии, безотходной технологии производства, борьба с выхлопными газами автомобилей.

### **7.3 Оценка воздействия на почву**

Прямые воздействия на почвенный покров связаны с проведением подготовительных земельных работ и выражаются в следующем:

- нарушение сложившихся форм естественного рельефа в результате выполнения различного рода земляных работ (рытье траншей и других выемок, отсыпка насыпей, планировочные работы и др.);
- ухудшение физико-механических и химико-биологических свойств почвенного слоя;
- оттаивание многолетнемерзлых грунтов;
- захламление почв отходами строительных материалов, порубочными остатками и др.
- техногенные нарушения микрорельефа, вызванные многократным прохождением тяжелой строительной техники.

Мероприятия по охране почв включают:

- сокращение площади земель, отводимых под трубопроводы;
- строительство противоэрозионных сооружений вдоль трасс газопроводов, озеленение рекультивируемых земель, проведение мероприятий по улучшению почвенных условий;
- контроль за физико-химическими и биологическими свойствами почв в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.1.03-84 [35], ГОСТ 17.4.1.02-83 [36];
- рекультивацию нарушенных земель.

### **7.4 Рекультивация земель в зимнее время**

Для снятия плодородного слоя почвы в мерзлом состоянии следует использовать экскаватор ЭТР 254-05 или обычные роторные экскаваторы. Плодородный слой почвы в мерзлом состоянии снимают за один или несколько проходов экскаватором ЭТР 254-05 и перемещают в отвал хранения бульдозером. После выполнения земляных, монтажных и строительных работ минеральный грунт бульдозерами возвращают на строительную полосу или площадку, разравнивают бульдозерами или автогрейдерами, уплотняют кулачковыми катками или бульдозерами. Затем этими же бульдозерами из отвала перемещают плодородный слой почвы, разравнивая его по всей нарушенной площади.

После проведения рекультивационных работ рекультивированные участки сдаются уполномоченной комиссии.

### **7.5 Оценка воздействия на воду**

Воздействие на окружающую водную среду в процессе строительства оказывают дождевые воды, образующиеся на строительных площадках. В процессе производства строительных работ, в результате выпадения атмосферных осадков, происходит неорганизованный вынос (сброс) загрязняющих веществ с территорий этих площадок за пределы их по естественному уклону местности в кюветы дорог, овраги и непосредственно в небольшие водные объекты.

Также при проведении общестроительных работ (рытье траншей, строительство дорог и промплощадок) оказывается воздействие на водную среду, которое выражается в нарушении поверхностного стока.

К мероприятиям по охране водной среды относятся:

- для сохранения естественного поверхностного стока при производстве общестроительных работ предусматриваются водопропускные или водоотводные сооружения;
- на участках водоохраных зон, нарушенных при пересечении водотоков газопроводами, проводится рекультивация;
- забор воды из водных объектов для промывки и гидроиспытаний полости трубопровода осуществляется с использованием рыбозащитных сооружений, исключающих засасывание рыб;
- базирования стройтехники на специально отведенной площадке.

## **7.6 Чрезвычайные ситуации**

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.

Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть по различным причинам, например:

- разрывы газопровода;
- влажный климат, длительные и сильные морозы;
- пожары;
- террористические акты;

Ликвидация аварий на газопроводе начинается с отключения его поврежденного участка и перекрытия газопровода запорными устройствами (замками, задвижками). При разрывах труб газопровода концы их заделывают деревянными пробками, обмазывают глиной или обматывают листовой резиной, трещины на трубах заваривают или заделывают, устанавливая муфты. При воспламенении газа его давление в газопроводе снижают, после чего пламя



гасят песком, землей, глиной, набрасывают на газопровод мокрый брезент, а затем засыпают землей и поливают водой.

Одним из наиболее эффективных способов тушения пожара является введение газовых средств тушения в магистраль, по которой поступает горючий газ. В газопроводе просверливают отверстие и через него подают огнегасительный газ (двуокись углерода, инертные газы), расход которого должен в 2-5 раз превышать расход горючего газа. Одновременно с тушением пожара на газопроводе необходимо осуществлять его охлаждение. Во избежание разрушений, деформаций и разрывов нельзя допускать попадание воды на оборудование и газопровод, которые по условиям технологического процесса работают при высоких температурах.

При разрушении газопровода работники обязаны обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии. В перечень мероприятий входит:

- анализ аварии и ее опасности;
- если необходимо, то провести эвакуацию населения и техники вблизи аварии;
- провести мероприятия по устранению аварии (термостабилизация грунта);
- рекультивация земель в районе аварии.

Нефтеперерабатывающие организации обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»[37].

Согласно [37] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;
- меры по инженерной защите населения;

- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

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

### ***7.7.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства***

Компании, которые занимаются перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам, обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ»[38].

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;

Нефтепроводы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами, в основном расположены в северной части страны. Работники, которые трудятся в условиях крайнего севера, имеют дополнительные льготы в соответствии с законом РФ от 19.02.1993 № 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» [39].

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 [39]:

- 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).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации.

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер

процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ.

### ***7.7.2 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 должен обеспечить проживание, бесплатное питание и проезд до места работы, но сейчас в силу экономической обстановки, проезд зачастую оплачивается не полностью.

Хотя 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.

В соответствии с нормами трудового законодательства для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается 36-часовая рабочая неделя, а заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе. Соответственно, все время, отработанное за пределами указанной продолжительности, должно оплачиваться сверхурочно.

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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении магистерской диссертации проведено исследование методов повышения эксплуатационной надежности надземных и подземных магистральных газопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах.

С целью соблюдения внутренней логики между разделами дипломной работы, в первой главе были рассмотрены основные характеристики многолетнемерзлых грунтов. В следующих главах были рассмотрены вопросы методов повышения эксплуатационной надежности как надземных МГ с применением технологии термостабилизации грунтов, так и подземных газопроводов с применением балластировки и теплоизоляции.

В ходе расчетной части были получены значения несущей способности вмораживаемого анкерного устройства, а также рассчитаны значения надежности и цены риска газопроводы после 30 лет эксплуатации. После этого проведен теплотехнический расчет и составлен прогноз ореола оттаивания многолетнемерзлого грунта, который использовался в качестве основания трубопровода в течение 25 лет.

Во приложении А были проанализированы особенности строительства газопроводов в криолитозоне и влияние геокриологических процессов на газопроводы на английском языке.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, получены теоретические знания по повышению надежности магистральных газопроводов, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов, а также приобретены практические навыки по расчету надежности газопроводов и проведению теплотехнического расчета.

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шефер Я.Е.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					117	
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ5А		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

## Список использованных источников

1. Голубин С.И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Якутск: ЯкутПНИИС, 2012. – 25с.
2. Геокриологические опасности. Тематический том / Под ред. Л. С. Гарагули, Э. Д. Ершова. – М.: Издательская фирма «КРУК», 2000.– 316 с.
3. Тищенко А.С. Оптимальное технологическое проектирование нефтепроводов.– М.: Недра, 1982.– 86 с.
4. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – М.: Недра, 1990. – 195 с.
5. СНиП 2.02.04–88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – Москва: [б.и.], 1988. – С. 14–17.
6. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 230–236 с.
7. Ершов Э.Д. Общая геокриология. – М.: Недра, 1990.– 376 с.
8. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность: ежемесячный научно – технический и производственный журнал. –1999. – №8. – С. 20–22.
9. Рудаченко А.В., Байкин С.С. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета ,2008. – С. 54–55.
10. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Москва: Изд-во стандартов, 1990. – 19 с.

					Обоснование оптимальных методов повышения эксплуатационной надежности МГ, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шефер Я.Е.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				118	
Консульт.					<b>НИ ТПУ зр. 2БМ5А</b>		
Зав. Каф.		Бурков П.В.					
					Список использованных источников		

11. Строительные машины и оборудование, справочник. Строй–Техника.ру [Электронный ресурс]. – URL: <http://stroy-technics.ru/article/podgotovka-gruntov-teplovym-metodom>.
12. Технология строительного производства / Под ред. профессоров О. О. Литвинова, Ю. И. Беякова. – М.: Издательская фирма «Высшая школа», 1985.– С. 487–493.
13. Журнал «Направление – Дальний Восток» / дорожное строительство, промышленность, транспорт. – Июнь 2013. – №4. – 23 с.
14. Обеспечение устойчивого положения магистральных газонефтепроводов на проектных отметках. Метод. указания/ Н.С. Вишневская, М.В.Тюфякова, Е.В. Карнович. – Ухта: УГТУ, 2014. – 14 с.
15. Официальный сайт компании «Симмейкерс» [Электронный ресурс].– URL: <http://simmakers.ru/>
16. 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.
17. ВСН 39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – Москва: [б.и.], 1998. – 13 с.
18. ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования. – Москва: Изд-во стандартов, 1991. – С. 8–11.
19. Официальный сайт ООО "ППУ 21 ВЕК" [Электронный ресурс].– URL: [www.ppu21.ru/](http://www.ppu21.ru/)
20. СП 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – Москва: [б.и.], 1996. –23 с.
21. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. – Москва: [б.и.], 1988. –С. 9-15.
22. СТО Газпром 2–3.5 – 454 – 2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – Москва: [б.и.], 2010. –С. 27-29.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

23. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – Москва: [б.и.], 1985. –С. 7-10.
24. СП П-105-97. Правила производства работ при проведении инженерных изысканий в районах распространения многолетнемерзлых грунтов. – Москва: [б.и.], 1998. –11 с.
25. ВСН 007-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. – Москва: [б.и.], 1988. –С. 17-19.
26. РД 51-4.2.-003-97. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. Москва: [б.и.], 1997. –С. 27-30.
27. Л.Н. Хрусталеv, М.Ю. Чербунина. Методика оценки надежности магистральных трубопроводов // Криосфера Земли. – 2010. – № 3. – С. 69 –76.
28. Справочник «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е5-22».
29. Постановление Правительства Российской Федерации от 3 февраля 2005 г. № 51 "О размерах и порядке выплаты надбавки за вахтовый метод работы работникам организаций, финансируемых из федерального бюджета".
30. ГОСТ 12.0.002-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения. – Москва: Изд-во стандартов, 2014. – 9 с.
31. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. – Москва: Изд-во стандартов, 1984. – 21 с.
32. О работе на открытом воздухе в холодное время года: постановление Администрации Тюменской области от 15.07.1992г. № 55. – Москва: Вестник России, 1992. – С. 13–14.
33. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Москва: Изд-во стандартов, 2003. – 15 с.
34. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. – Москва: Изд-во стандартов, 1991. – С. 9–11.

					Список использованных источников	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



35. ГОСТ 17.4.1.03-84. Охрана природы. Почвы. Термины и определения химического загрязнения. – Москва: Изд-во стандартов, 1985. – С. 17–19.

36. ГОСТ 17.4.1.02-83. Охрана природы (ССОП). Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения. – Москва: Изд-во стандартов, 1983. – С. 5–7.

37. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон от 21.12.1994г. № 68-ФЗ. – Собрание законодательства, 1994. – 13 с.

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

39. 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.

					Список использованных источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Challenges in main gasline design, construction and maintenance on the territory of the cryolithozone

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Шефер Яна Евгеньевна		10.05.2017

Консультант кафедры ТХНГ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	К. г.-м. н.		10.05.2017

Консультант – лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т.В.	К. ф. н.		10.05.2017

## **Peculiarities of gas line constructions in the permafrost soils**

Permafrost soils have a number of features that make them negative for any construction, including pipeline construction. The main disadvantage of permafrost soils is the variability of their bearing capacity in very wide range. When a temperature is below 0°C, they can perceive small loads without noticeable deformations but if the temperature is high, permafrost soils lose their bearing capacity and become diluted. In the case of repeated freezing, the soils are swelled and cracked, which can lead to the destruction of pipeline constructions located in the soils. In winter, permafrost soils are a monolith of rock type, which ensures any construction-and-assembling operations, i.e. the technology to construct the pipeline system is the same as under normal conditions. In the summer period, pipe laying is completely ceased or produced using the technology applied in the marshes.

There are two design schemes which are used on permafrost soils: underground and aboveground.

Subsurface pipelining is applied for all types of permafrost. Using this technology, the pipeline is laid in a trench and covered with soil. Typically, the pipeline construction on the territories with frozen soils is carried out in a period when the ground is in a frozen state, since during the seasonal thawing the construction equipment cannot move along the route. Thus, the initial state of the buried pipeline is determined by the position of the pipe laid in the trench. As the pipes are covered with frozen loose soil, cementation bonds between the pipe and the frozen ground are not present. The pipeline can move relatively freely in the ground. After laying in the trench pipeline is fixed in the design position by hanging weight on the pipe or with a help of wall ties. The weight reaches thousands of tons per 1 km of pipeline with a diameter of 1420 mm. However, the reliability of pipelines with weights is not high. Loads often fall from the pipes and they float up. To increase the operational reliability of large diameter pipelines, pipe fastening with disc wall ties frozen into the ground can be used. They represent metal disks with a diameter of 150-200 cm, attached to steel rods and immersed in drilled wells.

The above-ground pipeline is built on supports installed in the permafrost soil (Figure 1.1).

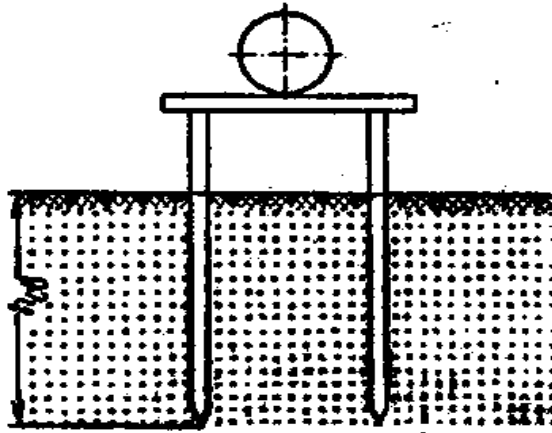


Fig. 1.1 - Pipeline on the supports

In this case, both mechanical and thermal interaction of the pipeline with the ground is completely excluded. Since the thermal pipes effect to the ground in the aboveground scheme is excluded, the frozen soil undergoes only those changes that are specific for it in the natural state. Therefore, the usage of the above-ground pipelining is possible on all types of frozen soils. But this does not mean that it is the best technique and the application of above-ground pipelining will completely solve the problem of main pipelines laying in conditions of permafrost soils. The above-ground scheme has a number of problems related to ensuring reliable operation of the pipeline built on the supports.

Let us consider the operation features of the main pipeline built on permafrost soils.

The most significant effect on operating conditions is caused by the variability of the physical and mechanical properties of soils in dependence to temperature. If the temperature of the transported product is below freezing point, then the frozen soil around the pipe will not thaw and, consequently, its bearing capacity will not decrease. This will ensure a stable pipeline position and its high reliability. If the product temperature is above 0 °C, then the ground will begin to thaw. In this case, a thawed soil halo is formed around the pipes, so the bearing capacity is extremely low. The pipeline may lose stability and become destroyed. When the soil freezes again,

for example in winter, a soil heaving phenomenon is possible, which also threatens the destruction of the pipes. Since the pipeline is a linear construction, the operating conditions along its length will be significantly different even with the same type of permafrost.

It is known that the pipeline temperature is different along its length, primarily due to the transfer of heat to the surrounding soil. For example, in summer the gas enters to the pipeline from the compressor station having a temperature of up to 70 °C, and in the next compressor station it has a temperature of 20-35 °C. In winter, the temperature can vary from 30 - 40 to -30 ° C (depending on the ambient temperature). On a section of some length between the compressor stations, the pipeline is in a hot state in any period of the year, and on the rest of the section length for some time in a hot condition and the remaining time of the year is in the cold one. Consequently, during the entire operation period in the first section heat will enter the ground and it will continuously thaw. On the other site the soil will periodically thaw and freeze. In this regard, there is a classification, according to which the sections of the pipeline are divided into hot, warm and cold.

Hot section is a section with the temperature throughout the year being above 0 °C. Warm section is a section where the temperature can be above and below 0 °C, but the average annual temperature is below 0 °C. Cold section is a section where temperature is below 0 °C.

In many literary sources, the thermal effect on the soil is proposed to be reduced with the help of various types of insulation. The application of a polyurethane foam insulator in the form of shells is the most common. But according to the results of practical studies to determine the load-bearing and heat-shielding ability of such underground pipelines insulation, it was found that it is completely unsuitable in conditions of watered soils. Insulation is watered during periodic thawing of soils, which leads to a practically complete loss of its heat-insulating properties, and consequently to the loss of its functional purpose. As a result of longitudinal movements of the pipes, the thermal insulation is mechanically destroyed. The purpose of the thermal insulation is to prevent the disturbance of the

permafrost. However, due to the fact that the pipelines have been running for several decades in a row, the role of thermal insulation is reduced to zero, since insulation does not prevent heat flow into the ground, but only slows it down. Therefore, the total depth of the thawing halo does not decrease, but only the time during which it is reached is increased. But it is enough to form a small hole in the waterproofing, as the pores of thermal insulation are filled with water. At the same time, the insulation efficiency becomes zero. Thus, the usage of polyurethane foam insulation on frozen soils is impractical.

As permafrost soils have a large bearing capacity at cold temperatures, the most favorable conditions for the pipeline can be created due to an operation mode in which the product temperature will be below 0 °C. For gas pipelines, this task is easily solved. At compressor stations, equipment are built to cool the gas to a temperature of (-2) - (-3) ° C. Passing through the pipe, it is possible to keep the ground in a frozen state in the summer. It should be noted that the constantly frozen ground around the pipes contributes to the stability of the pipeline. In addition, the longitudinal movements of the pipes become impossible. It does not allow increasing various types of curved sections.

Oil cooling to (-2) - (-3) ° C is unacceptable, as this increases the viscosity of the oil, and pumping it through the pipeline becomes impossible. For pumping, this oil needs to be heated to a temperature of 30-40 ° C. Transportation of preheated oil will result in the formation of a thawing halo of large dimensions. Therefore, underground oil pipeline laying with hot oil is possible only with a pipe type called "pipe in a pipe" with the filling of the annular space with the foam concrete. The foam concrete has sufficiently high thermal insulation properties. The pipeline casing protects it from watering. The reliability of the two-pipe design is so great that it ensures trouble-free operation of the pipeline even with significant permafrost thawing. An alternative to underground laying is the above-ground pipe laying built on the supports with the usual thermal insulation. With above-ground laying of pipes with a diameter of 1000-1200 mm there are a lot of difficult problems: the huge weight of a pipeline filled with oil, the need of temperature changes compensation.

This requires the installation of powerful supports. However, their reliability on permafrost is problematic.

Peculiarities of the pipeline construction on permafrost are also important. The pipeline system construction of the main pipeline on frozen ground is usually carried out during the period when the permafrost is in an unextended state. Only in this case it is possible to move the construction equipment (pipelayers, pipe carriers, etc.). To increase the time during which it is possible to conduct construction work in the winter, winter roads are arranged. Special equipment that could work on thawed ground is needed to work in summer.

It is very important in the construction period to ensure the design pipe wall temperature in order to reduce the longitudinal forces. One of the methods for reducing longitudinal stresses is the heating of pipes during their laying in a trench by letting hot gases into the pipes and covering them with soil immediately after heating. This leads to the tensile stresses acting on the pipes, which decreases the compressive stresses when the product is transported (oil, gas). This eliminates the main cause of the pipeline longitudinal stability loss.

### **Negative geocryological processes**

Geological processes in the cryolithozone are caused by the reaction of the upper rocks horizons to the degradation of permafrost as a result of changes in the conditions of heat exchange with the atmosphere. The features of these processes are related to the periodicity of the freezing and thawing processes, cooling and heating of the upper horizons of rocks, the specificity of the changes in the properties of freezing, frozen and thawing rocks.

The special condition of the base soils is important for the main pipelines design, construction and operation in the cryolithozone. In the process of construction and operation of gas pipelines, intensification and activation of negative geocryological processes occur, such as soil heaving, thermokarst, frost cracking, solifluction, the formation of re-veined ice and, as a consequence, a change of natural geocryological conditions.

### **Cryogenic weathering**

Cryogenic weathering is the most common process in the permafrost zone. The mechanism of this process is associated with the phase transformations of water in the rock during repeated repetition of the freezing-thawing process. When cryogenic weathering occurs, physical destruction of rocks takes place and chemical weathering processes are observed in a very weakened form. Periodic freezing and thawing of rocks, leading to mechanical damage, is realized with the help of a cryohydration mechanism by the formation of cracks and fine earth. As a result of cryogenic weathering, the deposits become highly dusty and more friable. The presence of permafrost below the seasonal thaw layer decreases the processes of cryogenic weathering.

Cryogenic weathering is not accompanied by the formation of specific geological phenomena. However, it has a great influence on the peculiarity of the formation and development of all geocryological processes, changing the composition, shape and properties of rocks.

#### **Frost cracking and the formation of re-veined ice**

Frost cracking is a process of temperature deformation of frozen rocks. When the temperature of rocks changes in the layer of annual temperature fluctuations, stresses arise, which can lead to frost cracking. The greater the amplitude of temperature fluctuations, the shorter the distance between the cracks. Cracks appear on the surface and penetrate deep into the rocks. Multiple repetition of the process of frost cracking leads to the formation of cryogenic formations and specific forms of relief.

With seasonal freezing of rocks, crack's depth is limited by the thickness of the frozen layer, and in permafrost rocks the crack can penetrate to a depth of 3-4 m or more. The lower the temperature of permafrost, the deeper the crack can penetrate. The width of the frost cracks on the surface of the soil can reach 5-10 cm. Frost cracking is accompanied by the filling of cracks with water, fine earth, sand, peat and the formation of re-veined ice.

The formation of frost cracks occurs in winter. In spring, water is poured into these cracks and frozen. And frozen veins are formed in the frozen rock. In the layer



of seasonal thawing, the upper part of the vein thaws in the summer, but remains in the underlying permafrost. From year to year frost cracking is repeated in the same place, and the cracks are refilled every time with water, which subsequently freezes. This is how ice veins form.

Growing ice veins squeeze up the surrounding rock. Therefore, over the frost cracks rollers are formed on the earth surface.

### **Frosty soil heaving**

The soil heaving is caused by the increasing in the volume of freezing moisture and the accumulation of ice during freezing. This process is widespread both in the permafrost zone and in the territory with deep seasonal freezing of rocks. There are two types of soil heaving: area and local. The first is characterized by a large inhomogeneity, in which the amount of soil heaving within one landscape type exceeds the mean value of the deformation of the soil heaving by more than two times. In general, in natural conditions, the soil heaving can be seasonal or multiyear.

### **Ice blisters**

Ice blister is a specific phenomenon in the permafrost zone, which occurs and grows only during the frosty period of the year. They are formed due to various waters: underground, rivers, lakes. With their multiple outflow to the surface and layer-by-layer freezing, plano-convex ice bodies are formed. They are called ice blisters. Ice blisters affect the redistribution of surface runoff and the relief, can have a negative effect on engineering structures. They are often formed as a result of changes in permafrost conditions during the construction and operation of various structures.

The cause of the water outflow to the surface is usually the increase in the hydrodynamic head as a result of seasonal freezing of tracts through which underground or river water moves or the increase in the hydrostatic pressure of water during the freezing of lakes. Thus, seasonal freezing reduces the cross section of surface and groundwater flows. A hydrodynamic head is created. Under its influence, a rupture of frozen ground occurs and water spills onto the surface. Water spreads

and freezes. As a result, layered ice bodies of different size and power are formed on the earth surface.

### **Thermokarst**

Thermokarst is the subsidence of the earth's surface that is formed during thawing of icy frozen rocks and thawing of underground ice.

The necessary condition for the development of thermokarst is the presence of underground ice in the form of monomineral deposits or ice in loose sediments. A sufficient condition for the beginning of the thermokarst development or the reason for its occurrence is the change in heat exchange on the soil surface, in which either the depth of seasonal thawing begins to exceed the depth of the underground ice, or the sign of the mean annual temperature changes and the permafrost begins to thaw for many years.

### **Solifluction**

Processes of viscous and viscoplastic displacement of dispersed material are often found within the cryolithozone. The most common among them is the process of solifluction, or the slow flow of loose sediments on the slopes, which occurs under the influence of a component of its own weight directed along the slope and causing plastic deformations in the ground.

The intensity of solifluction depends on the steepness of the slope, the depth of thawing of rocks, the composition of sediments and the nature of the relief.

Influence of geocryological processes on the stability of bases and operational reliability of main gas pipelines in the permafrost zone

Geocryological processes have a very negative impact on the operational reliability of the main gas pipelines due to the loss of stability of the "Main pipeline-soil base" system and often lead to the following consequences:

- buckling of pipeline;
- floating-up of pipeline;
- sagging of the pipeline due to its thermo erosion;
- direct deformation mechanical action on the pipeline.

Buckling of a gas pipeline laid in permafrost soils occurs when the summer temperature of the transported gas is above-zero at a sub-freezing annual average. As a result, a halo of seasonal thawing is formed under the gas pipeline, which freezes during the winter season. In this case, the buckling of the gas pipeline can be 5-7 cm per year. Intensively occurring processes of soil heaving can cause large deformations of the pipeline.

The gradual buckling occurs during the installation of piles and pillars in the seasonally frozen soil layer. With the annual repetition of this process, the support ultimately turns out to be so bulged up that it loses stability, leans and falls (Fig. 1.2).

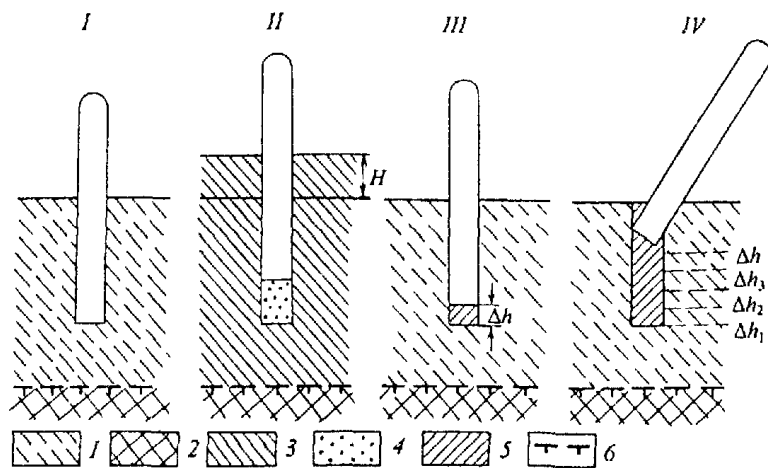


Figure 1.2 - The scheme of pillar buckling from the ground: I - III – stages of pillar buckling in the annual cycle, IV – collapse of pillar that has been bulged up from seasonal layer for a number of years, 1 - thawed ground, 2 - permafrost, 3 - frozen rocks, 4 - cavity formed when the pillar was raised and filled with ice, 5 - cavity filled with water from the thawing soil, 6 - boundary of permafrost,  $\Delta h$  - pillar buckling, H - soil heaving per year.

Many sections of the route are subjected to watering, which causes the floating-up of pipeline. In practice, it has been revealed that at first the ballasted areas at the corners of the pipeline axis are floated. During the next high water level, when the water level exceeds the mark of the average generator of the previously surfaced section of the pipeline, the latter floats and carries along adjacent underground sections of the pipeline. As a result, the length of the surfaced area increases. And within a few years the pipeline can float over the entire watered area. When the

pipeline floats, insulation coating damage may occur, and weighting agents may damage the insulation coating at their attachment points.

The prevalence of gas pipeline failures due to sagging (which is due to natural factors) is low. But in fact, it is this type of failure that serves as the primary cause of subsequent mechanical damage to the insulation and pipe walls, and also contributes to the development of defects in exposed sections of pipelines.